

RAPPORT D'ÉTUDE
DRS-12-126009-13886B

30/05/2013

**Retour d'expérience des incidents et accidents
sur des sites d'exploitation ou de stockage en
milieu souterrain – application au stockage
géologique du CO₂**

INERIS

*maîtriser le risque |
pour un développement durable |*

Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites
d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain –
application au stockage géologique du CO₂

PREAMBULE

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.



	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	R. FARRET A. THORAVAL	F. LAHAIE	M. GHOREYCHI
Qualité	Ingénieurs à la Direction des Risques du Sol et du Sous-Sol	Ingénieur à l'unité AS2G de la Direction des Risques du Sol et du Sous-Sol	Directeur des Risques du Sol et du Sous-Sol
Visa			

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. RECUEIL D'ELEMENTS DE RETOUR D'EXPERIENCE.....	7
2.1 Généralités sur le choix des cas étudiés	7
2.2 Les analogues industriels : priorité au stockage souterrain de gaz naturel ...	7
2.2.1 Analyse de bases de données publiques	8
2.2.2 Recherche documentaire.....	9
2.2.2.1 Rapports spécifiques au stockage souterrain de gaz naturel	9
2.2.2.2 Autres elements bibliographiques	9
2.3 Les analogues naturels	11
2.4 Les sites pilotes d'injection et de stockage de CO ₂	12
2.5 Description de la base de donnée constituée.....	13
3. INTERPRETATION ET DESCRIPTION PAR TYPE D'ACCIDENTS	17
3.1 Présentation des cas retenus dans la base de données	17
3.2 Enseignements concernant les phénomènes observés	18
3.3 Enseignements concernant les causes	20
3.4 Presentation des cas etudiés par types de phénomènes en jeu	23
3.4.1 Fuite le long d'un puits d'injection ou d'un autre puits en exploitation	25
3.4.1.1 Généralités sur les défaillances sur tous types de puits, incluant les puits pétroliers	25
3.4.1.2 Puits d'injection	26
3.4.1.3 Puits extérieurs en exploitation.....	28
3.4.2 Fuite le long d'un puits colmaté ou abandonné	29
3.4.3 Fuite par une faille	31
3.4.4 Fuite à travers la couverture	32
3.4.5 Fuite par migration latérale	33
3.4.6 Perturbation des écoulements	34
3.4.7 Perturbations mécaniques et transmission	34
3.4.7.1 Déformations de surface induites (essentiellement élastiques).....	35
3.4.7.2 Rupture matricielle et cisaillement de failles induits	36
3.4.7.3 Cisaillement des discontinuités existantes	37
3.4.7.4 Sismicité induite	37

3.4.7.5	Autres désordres mécaniques.....	38
3.4.8	Autres phénomènes redoutés.....	38
3.4.8.1	Evénements soudains survenant après un phénomène progressif ...	38
3.4.8.2	Contamination d'un aquifère.....	39
3.4.8.3	Remobilisation des éléments trace.....	39
4.	CONCLUSIONS	43
5.	REFERENCES	45
6.	LISTE DES ANNEXES	57

1. INTRODUCTION

Filière émergente, le CSC (captage et stockage du CO₂) ne bénéficie que d'un retour d'expérience (REX) très limité, le site de stockage géologique le plus ancien datant de 1996. Une des difficultés majeures pour cette nouvelle technologie réside dans son déploiement dans un délai rapide, malgré une connaissance encore imparfaite de certains des mécanismes qui seront mis en jeu à moyen ou long terme.

En conséquence, dans un souci de la maîtrise des risques, la mise en place d'une base de données d'incidents spécifique à la filière CSC est très utile, ainsi que le suggérait l'INERIS dans son rapport élaboré en mars 2010 (Gombert et al., 2010).

S'inspirant de la pratique actuelle des Installations Classées, nous proposons de recenser les incidents et accidents survenus, non seulement sur des sites de stockage de CO₂, mais également dans les domaines connexes mettant en jeu des techniques similaires ou des configurations géologiques voisines. La collecte d'informations porte avant tout sur les incidents et de leur contexte, l'identification de leurs causes, la description des conséquences pour l'homme ou l'environnement et, lorsqu'elles sont précisées, des mesures mises en place pour y faire face.

Un retour d'expérience (REX) convenablement construit a plusieurs objectifs :

- 1) connaître les conséquences des accidents déjà rencontrés, afin de mieux estimer les conséquences possibles d'éventuelles situations à risque pour de futurs projets ;
- 2) connaître et comprendre les causes ou événement initiateurs, afin de s'en prémunir et de les éviter autant que possible dans les futurs projet, en adaptant leur conception et/ou en ajoutant des mesures préventives ;
- 3) juger de l'efficacité de mesures de prévention ou des mesures correctives qui ont été mises en place sur les cas recensés – le cas échéant émettre des recommandations quant à ces mesures ;
- 4) contribuer à un état de l'art partagé entre les différents acteurs concernés par la filière, afin de fournir des éléments factuels pour les échanges techniques et pour la gestion prévisionnelle des risques.

Ce rapport présente à la fois la base de données de REX constituée par l'INERIS, et une première analyse de cette base.

Le chapitre 2 présente les informations consultées, ainsi que les différents types de stockages ou d'analogues considérés. 80 cas d'accidents ou incidents ont ainsi été retenus, pour lesquels les phénomènes en jeu, ou leurs causes, sont pertinents (plausibles) dans le cas du stockage de CO₂. L'annexe A les présente de manière globale. 38 d'entre eux, pour lesquels nous disposons de suffisamment d'informations, sont décrits plus en détail dans les annexes C et D.

Le chapitre 3 est une première analyse quantitative, avec les principaux enseignements selon les types de phénomènes rencontrés, leurs effets, leurs origines et les éléments du système en cause. Les cas de la base de REX sont ensuite présentés selon la typologie d'événements retenue par l'INERIS dans sa logique globale d'analyse des risques pour la filière CSC.

2. RECUEIL D'ÉLÉMENTS DE RETOUR D'EXPÉRIENCE

2.1 GÉNÉRALITÉS SUR LE CHOIX DES CAS ÉTUDIÉS

Dans le domaine du stockage géologique du CO₂, l'accidentologie est pour l'instant peu fournie, du fait du faible nombre de stockages (ou pilotes industriels) opérationnels dans le monde et du fait de leur faible durée d'existence à ce jour (Gombert et al., 2009) : le site de stockage géologique de CO₂ le plus ancien est en effet celui de Sleipner en Norvège (offshore) qui ne date que de 1996. Certains sites pilotes ont déjà apporté des enseignements (notamment Weyburn (Saskatchewan, Canada) et In Salah (Algérie) comme nous le verrons plus loin (détails en annexe D). Cependant, conformément à l'état de l'art en matière d'analyse des risques (Farret, 2010), il est utile de considérer également des technologies ou des processus similaires (éventuellement d'origine naturelle), afin d'élargir notre niveau de connaissance et de connaître au mieux les types d'incidents et accidents susceptibles de survenir. Le retour d'expérience réalisé dans ce rapport s'appuie sur :

- Les **sites pilotes ou démonstrateurs d'injection et de stockage** de CO₂. Certains cas sont riches d'enseignement et ont bien évidemment été intégrés à notre REX.
- Des **analogues industriels**. Ils comprennent en majorité des cas de stockage de gaz naturel ou d'hydrocarbure liquides liquéfiés, qu'il s'agisse de stockages en aquifère ou en cavités (principalement salines, mais également parfois anciennes mines, ou cavités minées). Ils sont le siège de phénomènes pertinents pour le cas du CO₂, cependant nous avons par exemple exclu les cas d'effondrements de cavités. Nous avons choisi de considérer également des cas liés à l'exploitation pétrolière ou gazière, pour certains types d'incidents dont les causes sont également plausibles dans le cas du CSC, notamment ceux liés aux puits d'exploration ou d'exploitation.
- Les **analogues naturels**. Il s'agit de roches-réservoirs profondes renfermant des fluides naturels riches en CO₂ à l'état gazeux ou dissous (Gombert et al., 2009). L'identification de situations naturelles plus ou moins comparables aux situations d'injection et de stockage artificiel du CO₂ est une aide précieuse pour la prévision des processus plausibles.

2.2 LES ANALOGUES INDUSTRIELS : PRIORITÉ AU STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL

De nombreuses similarités existent entre le stockage géologique de CO₂ et les stockages souterrains de gaz ou d'hydrocarbures : transport du gaz, prospection du réservoir, technique de forage des puits, exploitation des puits pour l'injection, outils de modélisation, surveillance des fuites, risques de fracturations des terrains ou de fuite. Quelques différences majeures sont toutefois à noter :

- Le CO₂ est un gaz agressif vis-à-vis des tubages en acier et des ciments classiquement utilisés.
- Le CO₂ n'est ni inflammable ni explosif.

- Le stockage géologique de CO₂ sera mis en pression pendant toute la durée d'injection alors que le stockage de gaz ou d'hydrocarbures est généralement rempli et vidé de manière cyclique.
- Les stockages géologiques de CO₂ seront abandonnés une fois remplis alors que pour le stockage de gaz ou d'hydrocarbures le produit stocké est récupéré (autant que possible) avant l'abandon du stockage.
- La durée de vie d'un stockage géologique de CO₂ est de plusieurs centaines à milliers d'années alors qu'elle n'est pas destinée à excéder a priori une centaine d'années dans le cas d'un stockage de gaz ou d'hydrocarbures.

Nous avons complété ce travail et construit une base de données spécifique, sous forme de tableur. Comme présenté ci-dessous, nous avons couplé une analyse de bases de données publiques et une recherche documentaire – tout d'abord ciblée sur le stockage souterrain de gaz, puis élargie.

2.2.1 ANALYSE DE BASES DE DONNEES PUBLIQUES

Pour ce qui concerne les bases de données, nous avons tout d'abord effectué une recherche complète sur la base française ARIA du Ministère en charge de l'Ecologie (<http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/>). Cette recherche a porté sur différents types de stockages souterrains et sur l'exploitation pétrolière.

Cette base de données est avant tout à vocation de sécurité industrielle, mais elle recense tous types d'incidents et accidents : 40 000 accidents ou incidents survenus en France ou à l'étranger qui ont, ou auraient, pu porter atteinte à la santé ou la sécurité publiques, l'agriculture, la nature et l'environnement. Nous avons extrait de cette base 25 cas d'accidents sur des installations concernées pour notre REX.

Nous avons également consulté :

- des bases de données qui recueillent des événements accidentels sur des systèmes industriels : MHIDAS (Royaume-Uni), FACTS (Pays-Bas) et MARS (Commission Européenne)
- et dans le domaine de l'exploitation pétrolière, des rapports spécifiques à l'accidentologie et des sites internet dédiés : APPEA (Australian Petroleum Production and Exploration Association), ARPEI (pour Amérique Latine et Caraïbes), Commission OSPAR.

On remarque qu'en ce qui concerne notre problématique, la base de données ARIA est la plus complète¹; d'autre part une grande partie des cas recueillis à partir de cette analyse des bases de données sont identifiés dans les rapports décrits ci-après.

¹ Par ailleurs, ARIA est la plu importante base de données avec plus de 40 000 cas d'accidents : à titre d'exemple, MHIDAS en contient 18 000 et FACT 24 000.

2.2.2 RECHERCHE DOCUMENTAIRE

2.2.2.1 RAPPORTS SPECIFIQUES AU STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL

Nous avons effectué une recherche bibliographique et documentaire ciblée sur les accidents des stockages souterrains d'hydrocarbures, parmi lesquels le stockage de gaz naturel est le plus courant. Outre l'identification de publications scientifiques ponctuelles qui décrivent des cas d'incidents (des fuites notamment), ce travail a permis de trouver et d'analyser les rapports de synthèse suivants :

- Une synthèse faite par l'IEA (2006), intitulée « Safe storage of CO₂ : experience from the natural gas storage industry ». Elle recense 17 incidents (9 datant d'avant 1970 et 8 sur la période 1980-2004) relatifs à des sites de stockages souterrains de gaz naturel principalement en cavités salines ; un seul incident concernait un stockage en aquifère et un autre un stockage en gisement déplété.
- Le rapport « An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology » préparé par le BGS (British Geological Survey) pour le compte de HSE (Health and Safety Executive (Evans, 2008). L'objectif de ce rapport était d'évaluer les problèmes de sécurité liés au stockage souterrain de gaz naturel. Il résume les accidents et incidents qui ont eu lieu dans les installations similaires dans le monde, leur déroulement et leurs conséquences.
- Le chapitre 9 « Natural gas storage industry experience and technology: potential application to CO₂ geological storage » (Perry, 2005) de l'ouvrage édité par Benson et al. en 2005. Les cas recensés (tableau 2, page 819) ont été presque tous² repris dans le rapport (Evans, 2008).

Ces rapports recensent des cas très pertinents, et en donnent le plus souvent une description complète (c'est notamment le cas du rapport Evans, 2008).

2.2.2.2 AUTRES ELEMENTS BIBLIOGRAPHIQUES

Nous avons également considéré les éléments suivants :

- En ce qui concerne le CSC, plusieurs rapports de synthèse édités par l'IEA-GHG et le CSLF – notamment ceux édités par leurs groupes de travail dédiés au « risk assessment » (ex : CSLF, 2009).
- Le rapport réalisé par l'INERIS dans le cadre du projet ANR PICOREF (Roux et al, 2009). Ce travail visait les sites industriels impliquant le gaz naturel, via la base de données française ARIA du Ministère en charge de l'Ecologie. La grande majorité des accidents recensés concernent les installations de surface (qu'elles soient ou non associées à des stockages souterrains) ; les incidents/accidents relatifs à des sites de stockage souterrain correspondent aux numéros suivants de la base ARIA : 26382 (Etrez, France), 20712

² mis à part le cas « West Virginia » et le cas « Russian field »

(Hutchinson, Etats-Unis), 5739 (Baohé, Chine), 24457 (Beynes, France), 4775 (Novaré, Italie) – ils sont repris dans notre base actuelle (annexe A).

- Le retour d'expérience réalisé par l'INERIS dans le cadre d'une « Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains » [Thoraval et al., 2009]. L'analyse des accidents recensés et de leurs circonstances a permis d'identifier les principaux phénomènes redoutés susceptibles de survenir à plus ou moins long terme sur un site de stockage souterrain abandonné : 6 cas d'éruptions de gaz en surface, 2 cas de pollutions des eaux, 6 cas de mouvements de la surface du sol, qu'il s'agisse d'effondrements brutaux ou d'affaissements souples (ces 6 cas n'ont pas été retenus pour la présente étude, car les mécanismes en cause, spécifiques aux cavités salines, ne sont pas jugés pertinents pour le cas du CO₂ ; de même, les cas issus de l'exploitation de sel par dissolution n'ont pas été retenus).
- L'article de Berest et Brouard (2003) intitulé « Safety of Salt Caverns Used for Underground Gas Storage » analysant un certain nombre d'incidents/accidents relatifs à des stockages souterrains en cavités salines. Les auteurs analysent notamment les accidents de Mont Belvieu (Texas, USA) et de Hutchinson (Kansas, USA) pour ce qui est des éruptions de gaz. Cet article présente également d'autres analyses liées aux affaissements de surface obtenus à long terme à l'aplomb de ces cavités qui n'ont pas été retenus pour notre présente étude.
- Nous avons également considéré d'autres articles à vocation scientifique, qui permettent d'apprécier les phénomènes et aléas sur des stockages ; bien qu'ils décrivent peu de cas d'accidents réels, ils ont aidé à définir une méthode et une typologie de phénomènes (voir la méthode complète décrite en annexe B), puis à répartir les incidents selon cette typologie (qui sera reprise à la section 3.4). Parmi ces articles, ceux qui nous ont paru les plus importants sont : Perry (2005), Benson et Cook (2005), Damen (2006) et Nordbotten (2009).
 - Perry (2005) spécifie que le « zéro fuite est difficile à vérifier et impossible à garantir », et préconise une surveillance précise et complète, sur une base continue si possible, afin de détecter les signaux précurseurs.
 - Benson et Cook (2005) ont illustré (Figure 1) les différents processus de fuite potentiellement observables, tels l'accumulation de CO₂ (dans un aquifère ou en surface dans un lac ou dans une dépression), les fuites de puits (en activité ou abandonnés), fuites par failles, fuites à travers la couverture, fuites suite à une migration latérale au sein du réservoir de stockage.
Les auteurs n'y ont toutefois pas inclus les phénomènes de perturbation hydraulique et ou désordres mécaniques. Damen et al. (2006) ont ajouté à cette analyse la fissuration, la sismicité induite, le mouvement de la surface du sol. Les aléas géochimiques, voire certains processus biologiques, sont encore à ajouter à ce panorama.
 - Nordbotten (2009) présente un premier essai de typologie des phénomènes en les affectant aux différents composants du système souterrain La typologie retenue par l'INERIS sera présentée au 3.4.

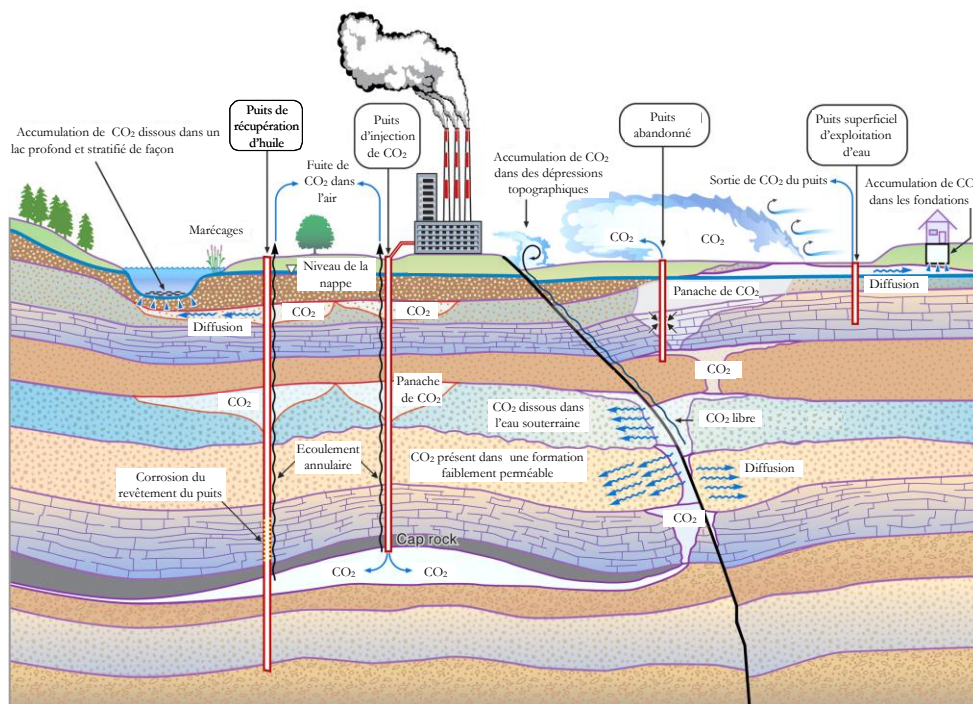


Figure 1 : Chemins potentiels de fuite et processus associés au stockage géologique de CO₂ (Benson et Cook, 2005)

2.3 LES ANALOGUES NATURELS

Certaines formations souterraines renferment naturellement du CO₂ depuis des milliers voire des millions d'années : il s'agit de formations poreuses surmontées de terrains étanches (argiles, argilites, schistes) et alimentées par du CO₂ profond d'origine magmatique ou provenant de la décomposition thermique des carbonates lors de l'enfouissement à forte profondeur des roches sédimentaires (parfois des deux à la fois).

Ces formations peuvent donc être considérées comme des « analogues naturels » des futurs sites de stockage géologique de CO₂, d'autant plus que la plupart d'entre eux sont (ou on été) exploités par forages profonds et qu'un certain nombre furent naturellement ou artificiellement (Gombert et al., 2009). Pour Abou Akar et al. (2005), les analogues naturels permettent d'ailleurs d'étudier les différents aspects du dégagement de CO₂ en surface. Ce sont d'excellents sites de tests des techniques de mesure et de surveillance de la migration de CO₂ vers la surface.

Au cours des trente dernières années, trois catastrophes naturelles impliquant d'importants dégagement de CO₂ d'origine volcanique ont été observés (Holloway et al., 2007) :

- complexe volcanique Dieng à Java (Indonésie) en 1979 (142 morts) ;
- lac Monoun au Cameroun en 1984 (37 morts) ;
- lac Nyos au Cameroun en 1986 (1746 morts).

Le cas en Indonésie relève a priori d'une éruption phréatique (sous l'effet d'une poussée de magma, vaporisation brutale d'eau accumulée sous la surface, associée à divers gaz dont du CO₂) et nous semble trop éloigné de la

problématique étudiée ici. Les deux autres cas d'éruption limnique sur les lacs au Cameroun sont présentés en section 3.4.8 et repris dans la base de données en annexe A.

Benson et al (2005) et Holloway (2007) citent également des cas de fuite de CO₂ dans des zones volcaniques (Italie : Latera et Albani, Californie: Mammoth Mountain et Clear Lake) ; nous y avons ajouté le cas de Sainte Marguerite en France, qui a été spécialement étudié lors de programmes de recherche (ANR, notamment).

Par ailleurs, d'autres rapports ont effectué un travail générique, comparant les enjeux de la filière CSC avec des « analogues naturels » (stockages naturels de CO₂) d'une part, ou d'autre part avec des « analogues industriels » (stockages souterrains de gaz, stockages souterrains profonds de déchets nucléaires). C'est par exemple le cas de Bouc et al, 2010, Gombert et al, 2009. Ces rapports présentent l'intérêt d'être synthétiques tout en mettant en avant des enseignements concrets sur chacun des cas étudiés, mais ils n'évoquent pas de cas différents de ceux qui ont été cités plus haut.

2.4 LES SITES PILOTES D'INJECTION ET DE STOCKAGE DE CO₂

L'injection opérationnelle de CO₂ a commencé sur plusieurs sites dans le monde, qui sont cependant encore qualifiés de « sites pilotes » ou « démonstrateurs ». Parmi eux, trois cas les plus connus sont :

- In Salah en Algérie, où le CO₂ issu du traitement des gaz acides d'un gisement pétrolier est injecté non loin, dans la partie déplétée à la base du même gisement.
- Sleipner, site norvégien en Mer du Nord, opérationnel depuis 1996, où le CO₂ issu du traitement des gaz acides d'un gisement pétrolier est injecté dans un aquifère sus-jacent (environ 1000 mètres de profondeur)
- Weyburn (Canada), où le CO₂ produit à partir d'une usine de gazéification aux Etats-Unis est injecté à des fins de récupération d'hydrocarbures (EOR, enhanced oil recovery) à environ 1500 mètres de profondeur – le débit d'injection est important : environ 3Mt par an.

Un de ces cas a fait l'objet d'une fuite, les deux autres d'une suspicion de fuite non confirmée (voir détails en annexe D). A In Salah, outre un soulèvement progressif des terrains (surrection), une fuite a été constatée le long d'un puits et a fait l'objet de mesures correctives ; il est cependant difficile d'obtenir des données détaillées et fiables, du fait de la multiplicité des opérateurs et de l'historique du site (le puits en cause est un ancien puits d'extraction d'hydrocarbures, reconverti en puits de surveillance).

A Weyburn, l'hypothèse d'une fuite en surface à environ 2 km des sites d'injection a fait l'objet d'une controverse courant 2011 et début 2012, mais les dernières expertises coordonnées par le Petroleum Technology Research Center et par

IPAC³ expliquent qu'aucun lien n'est démontré entre cette fuite et l'injection à Weyburn. Pour Sleipner, en 2008 une remontée de saumure (sans CO₂, a priori) au fond de la mer du Nord a amené à se poser des questions mais c'est un site d'exploitation pétrolière voisin qui est en cause et pas le stockage de CO₂. Nous avons gardé ces suspicions de fuites comme « incidents » dans la base de données car ces enseignements sont utiles, d'autant plus qu'ils portent sur des sites pilotes emblématiques.⁴ Toujours à Sleipner, on note un écart entre l'étendue observée du panache et les estimations réalisées initialement, ce qui alerte sur l'incertitude des modélisations même si cela ne présente aucune gravité dans ce cas.

2.5 DESCRIPTION DE LA BASE DE DONNEE CONSTITUEE

Les informations recueillies nous ont permis de recenser 80 cas d'accidents et incidents. Afin d'en enrichir l'enseignement, nous détaillons 38 de ces cas, pour lesquels nous disposons de suffisamment d'informations, en annexes C et D.

Pour chaque accident, nous avons renseigné dans une base de données, qui figure en annexe A, les éléments suivants :

❖ Généralités :

- Lieu : situation géographique de l'accident.
- Date : date de l'accident/incident.
- Source : référence des documents utilisés dans une base de données ou dans un document de synthèse, complétée le cas échéant par les autres éléments bibliographiques pertinents.
- Fluide et type d'exploitation : outre le fluide en jeu (CO₂, gaz naturel, pétrole) le type d'exploitation est précisé, qu'il s'agisse d'un gisement ou d'un stockage (en précisant le type de réservoir ou de cavité).
- Phase : phase de vie du gisement ou type d'intervention lors de l'accident ou incident (forage/exploration, exploitation, intervention, fermeture).

❖ Phénomènes en jeu et causes - voir précisions ci-après en (*):

- Événement principal : description du ou des phénomènes spécifiques observés sur le cas décrit.
- Cause : description de l'origine de l'accident, démontrée ou supposée, pouvant aussi être appelée événement initiateur.
- Élément du système en cause : éléments du système, en surface ou en milieu souterrain, qui est le siège de l'événement initiateur (ou, par défaut, le siège des phénomènes observés).

³ IPAC, International Performance Assessment Centre for Geologic Storage of Carbon Dioxide, est une association à but non lucratif créée en 2008. Elle est financée par le gouvernement du Saskatchewan, par Royal Dutch Shell et par le Gouvernement du Canada.

⁴ Par ailleurs, une publication a fait état en 2012 d'une faille voisine de Sleipner, mais le lien avec l'injection de CO₂ est loin d'être démontré et ce cas n'a pas été retenu dans notre base de données.

❖ Fin de la séquence accidentelle :

- Volume du rejet et/ou intensité du phénomène : indicateurs de l'intensité de l'événement (quantité de fluide rejeté ou déversé, durée de la fuite, etc.)
- Conséquences : brève description des cibles touchées - homme, écosystème marin, aquatique ou terrestre, éventuellement enjeu financier.
- Mesures d'intervention et d'évacuation : mesures mises en œuvre pour stopper l'accident, en limiter les conséquences ou protéger les personnes.

Les cases vides du tableau correspondent aux éléments pour lesquels aucune information n'est disponible.

La structure de cette base de données est commune avec celle qui a été construite pour les accidents sur les forages pétroliers pour les travaux de l'INERIS pour le Ministère de l'Ecologie (Lahaie, 2011, 2012). Certains des cas recensés sont communs à la problématique CSC et à celle des forages pétroliers.

(*) Précisions concernant la phénoménologie et la progression de l'accident :

Les phénomènes cités ci-dessus sont de nature descriptive ; nous les avons complétés et analysés en les regroupant en catégories, qui ont de fait été traités comme autant de critères complémentaires ajoutés au tableau :

- Événement principal : on attribue ici à chaque cas l'un des 9 phénomènes selon la typologie décrite dans le tableau 1 ci-dessous (fuite massive, fuite lente et diffuse, contamination de nappe, effondrement, etc.)
- Phénomène impactant : suite du phénomène précédent, lorsqu'il existe et qu'il est différent (35% des cas) ; il s'agit alors d'un événement de nature à avoir un impact sur les personnes ou l'environnement ; les 9 mêmes catégories que précédemment ont été reprises, mais dans la plupart des cas il s'agit en fait d'une contamination de nappe ou d'une explosion.
- Cause ou événement initiateur : correspond à l'événement initiateur déjà décrit plus haut, mais réparti selon l'une des 6 catégories génériques décrites au tableau 1 (conception, défaillance en exploitation, etc.)
- Élément du système concerné : correspond à l'élément du système déjà décrit plus haut, mais attribué à l'une des 8 catégories génériques décrites au tableau 1 (complétion du puits, cimentation du puits, faille, etc.).

Tableau 1. Regroupement en catégories de phénomènes, cause et éléments de système concernés pour les différents cas d'accidents et incidents

Phénomènes pertinents (regroupés en catégories)	Evénements initiateurs (regroupés en catégories)	Eléments du système concernés (regroupés en catégories)
Fm - Fuite massive	D - Défaillance en exploitation	Eq - Equipements en surface (y/c tête de puits)
B - Blowout du puits	H - erreur Humaine	Pm - Puits, pièces métalliques et complétion
Fds - Fuite lente ou diffuse en surface	E - Exogène (séisme...)	Pc - Puits, cimentation ou bouchon
Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments susjacents	T - Travaux / maintenance	Pe - Puits extérieur, puits abandonné, puits d'exploration
EI - Explosion, incendie	C - Conception ou écarts par rapport aux prévisions	F - Faille préexistante
C - Contamination aquifère	Autre	Gc - Géologie : roche couverture
M - Mécanique (effondrement, surrection...)	-	Gr- Géologie : roche réservoir
D - Déversement	-	Autre
Autre	-	-

Les catégories choisies pour les phénomènes, causes et éléments de système concernés, présentées au tableau 1, ont été dictées par la nature des événements recueillis. Elles sont cohérentes avec la typologie plus complète définie par l'INERIS dans ses travaux antérieurs (cf. annexe B) sans toutefois la recouvrir entièrement.

Cette analyse a été réalisée de manière à pouvoir en faire une première interprétation quantitative, qui sera décrite ci-après en parties 3.2 et 3.3.

En section 3.4, nous présenterons les cas de la base de REX de manière plus détaillée, en les regroupant par type de phénomène : par voie de conséquence, l'ensemble des phénomènes pertinents pour le milieu souterrain est décrit dans cette section. Pour une présentation plus détaillée des principes de l'analyse des risques, montrant les liens entre ces différents phénomènes, on pourra se reporter à l'annexe B, et au tableau B1 où sont récapitulés les 10 « phénomènes impactants » qui couvrent les scénarios relatifs à la filière CSC dans son ensemble.

3. INTERPRETATION ET DESCRIPTION PAR TYPE D'ACCIDENTS

3.1 PRESENTATION DES CAS RETENUS DANS LA BASE DE DONNEES

80 cas d'accidents ou incidents ont été retenus, en considérant que les causes ou les phénomènes en jeu sont susceptibles de se produire sur des stockages de CSC, ou qu'ils sont riches en enseignements concernant la prévention des risques.

Parmi ces 80 cas, 38 ont fait l'objet d'une fiche spécifique, présentées en annexes C et D de ce présent rapport – l'annexe D est consacrée aux pilotes et stockages pour le CSC, et l'annexe C aux autres types de stockage, principalement les stockages de gaz naturel.

Les contextes sont variés, et nous recensons :

- 5 cas sur des pilotes de CSC (Weyburn, In Salah, Sleipner), tous décrits par des fiches spécifiques en annexe D et résumés en 2.4 ci-avant.
- 7 cas d'analogues naturels en zones volcaniques (dont 2 émanations accidentelles, 5 émanations régulières).⁵
- 17 cas sur des stockages de gaz naturel en aquifère – dont 12 sont décrits dans des fiches spécifique en annexe C1.
- 12 cas sur des stockages de gaz naturel en gisement d'hydrocarbure déplété – dont 8 sont décrits en annexe C2.
- 12 cas sur des stockages souterrains de gaz en cavité saline (dont 7 de gaz naturel, 3 de GPL, 1 d'éthylène et 1 de pétrole) ainsi que 3 stockages dans d'anciennes mines de charbon ; 5 de ces cas sont décrits en annexe C3.
- 15 cas sur les exploitations de gisement de gaz, 9 sur des exploitations de pétrole (toutefois, en pratique, les deux sont mêlés). Certains de ces cas sont décrits en annexe C4.

Les Etats-Unis (Californie, Illinois, Texas) sont, de loin, le pays le plus représenté avec 47 cas, du fait des nombreux sites en exploitation, mais aussi du fait d'exigences de reporting précis.

5 événements concernent spécifiquement le CSC : 2 sont des suspicions de fuites, 2 sont des effets ou des soucis constatés (surrection à In Salah, biais de modélisation à Sleipner) bien que sans gravité, 1 est une fuite (In Salah) que l'on peut donc appeler incident ou accident (voir détails en annexe D).

⁵ Il nous a paru utile de répertorier ces analogues naturels, car ils révèlent une certaine phénoménologie ; cependant on pourrait augmenter ce nombre, car les cas de fuites à partir de milieux naturels volcaniquement ou sismiquement actifs sont nombreux : cela ne signifie pas qu'ils soient tous porteurs de risque, ni qu'ils aient apparus suite à une « défaillance ».

A ce jour, entre quinze et vingt sites d'injection ou sites démonstrateurs de CO₂ sont opérationnels dans le monde (en incluant des sites d'EOR en Amérique du Nord) ; à titre de comparaison, pour les stockages de gaz naturel, Perry (2005) et Benson (2005) indiquent qu'aux Etats-Unis, 10 accidents ou fuites ont été recensés sur environ 600 sites en exploitation – la moitié due à des défaillances sur les puits, l'autre moitié à des problèmes sur la roche couverture et la formation géologique. Une interprétation quantitative et probabiliste du REX est souhaitable, par exemple en termes de taux annuel d'occurrence d'accidents. Cependant, ce n'est pas l'objet du présent rapport : il fournit seulement une première base, sur laquelle une telle analyse quantifiée pourra avoir lieu, de préférence en assurant un dialogue avec les opérateurs concernés.

Notre base de données et le présent rapport ne rendent compte que de ce qui est objectivement constaté et publié. A l'évidence, il y a des manques :

- D'une part si le cadre réglementaire n'oblige pas à réaliser un *reporting* précis et s'il n'y a pas de surveillance régulière par des experts indépendants.
- D'autre part, il y a certainement de nombreux cas pour lesquels le stockage ne s'est pas comporté pas comme prévu, sans que cela ait été interprété comme un incident (exemples : pression supérieure aux prévisions, capacité de stockage moindre). Il est en effet assez courant, pour tout ce qui concerne le milieu souterrain, que l'opérateur adapte les conditions d'exploitation, ou la conception des puits par exemple. Pourtant, toutes ces adaptations sont autant d'enseignements pertinents pour un « retour d'expérience » complet et cohérent, en appui à la conception de nouveaux stockages.

Les interprétations chiffrées qui sont présentées ci-après sont une analyse de l'INERIS sur la base des informations recensées.

3.2 ENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES PHENOMENES OBSERVES

La plupart des phénomènes observés sont des fuites (voir détails en sections 3.4.1 à 3.4.5), avec éventuellement des conséquences conjointes, telle la contamination d'un aquifère sus-jacent, un déversement en milieu marin, un incendie. Dans un cas, c'est une extension latérale supérieure aux prévisions qui est constatée (sans fuite).

En ce qui concerne les effets mécaniques (voir détails en section 3.4.7), dans un cas (site de In Salah, CSC), l'effet constaté est une surrection des terrains, sans conséquence, et on signale des cas d'effondrements : sur les exploitations d'hydrocarbure de Haoud Berkaoui en Algérie et de Wink Sink au Texas, l'effondrement est consécutif à la formation d'une cavité, créée par le lessivage d'un horizon salin : bien qu'il s'agisse de contextes *a priori* assez éloignés du stockage de CO₂, il est intéressant de constater que dans les deux cas, la cause initiale est dégradation d'un puits, qui a créé la communication avec cet horizon salin. Par ailleurs, un cas fait état d'une explosion souterraine (observé en Chine, il est cependant peu détaillé).

Les événements recensés ont eu des causes et des conséquences très variables. Certains d'entre eux étaient de faible gravité et ont été rapidement surmontés sans qu'ils aient menacé l'intégrité des installations, d'autres ont nécessité l'évacuation de plusieurs centaines de personnes ou ont causé des morts, notamment sur les exploitations pétrolières. En ce qui concerne les stockages, huit morts sont à déplorer consécutivement à des accidents sur des stockages en cavités salines aux Etats-Unis d'Amérique (West Hackberry, Mont Belvieu, Brenham et Hutchinson), et un est survenu suite à l'accident du stockage en aquifère de Ketzin (Allemagne) pendant les années 1960 (voir annexe C).

Comme le montre Figure 2, près d'un cas sur deux (39 cas, soit 49%) sont des fuites ou éruptions massives, impliquant le plus souvent un puits (blowouts 29%) faisant partie ou non du système exploité ; elles donnent souvent lieu à un incendie ou une explosion (18 cas sur 38), ou à un déversement en milieu marin (2 cas). Il faut rappeler le cas des éruptions limniques, massives, des lacs Monoun et Nyos au Cameroun en 1984 et 1986, avec des conséquences dramatiques.

Par ailleurs, 34 cas (43%) sont des fuites plus lentes et plus diffuses (c'est-à-dire mal localisées) : d'après les données recueillies, ces fuites concernent souvent le milieu souterrain uniquement (24% des cas), mais près d'une fois sur deux elles atteignent la surface du sol (19% des cas, dont émanations diffuses en surface et pollution des sols) ; nous avons répertorié seulement deux cas où il est avéré que ces fuites diffuses impactent à la fois le milieu souterrain et la surface. La contamination d'un aquifère sus-jacent, en tant que phénomène final découlant de ces fuites lentes, a été reportée et avérée dans 5 cas sur 34.

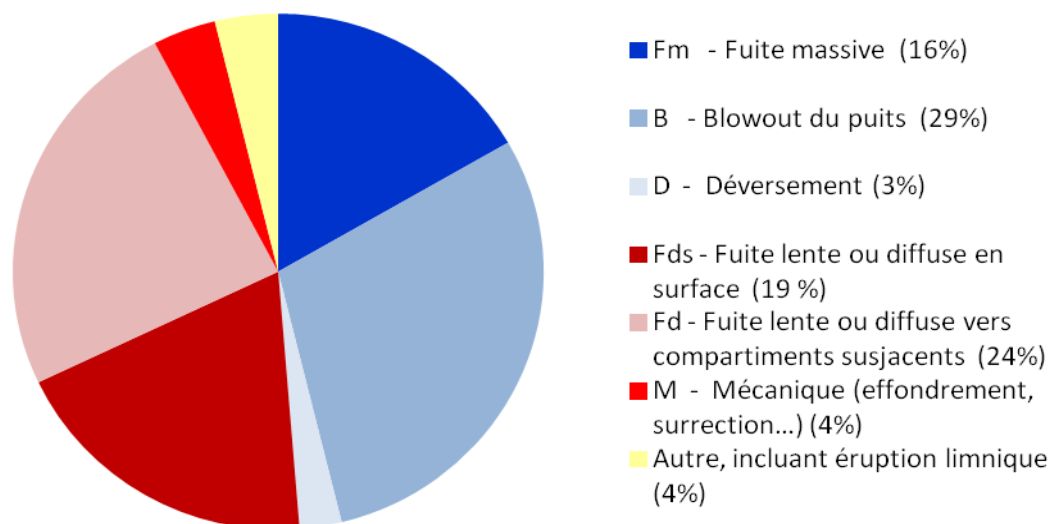


Figure 2 : Les phénomènes observés sur l'ensemble des accidents et incidents recensés (selon la typologie présentée au tableau 1)

Les phénomènes finaux, ou « impactants », qui peuvent en découler ne sont pas représentés ici (ex : contamination d'un aquifère, explosion)

A ce stade, les éléments recueillis viennent confirmer la plausibilité de tous les « événements principaux » que l'INERIS jugeait a priori pertinents pour un stockage en milieu souterrain, sauf un. En 3.4 ci-après, les données de la base de REX seront présentées de manière à illustrer ces « événements principaux ».

Les types d'exploitation les plus représentatifs sont les stockages de gaz en aquifère (17 cas), en gisement d'hydrocarbure déplété (12 cas) et en cavité saline (12 cas). Pour les stockages en aquifère ou en gisement déplété, l'événement le plus fréquent (50% des cas environ) est la fuite vers un compartiment souterrain sus-jacent, une fuite massive en surface étant le deuxième cas le plus courant.

Dans le cas du stockage en cavité saline, c'est le blowout qui est le plus fréquent (42% des cas), suivi des fuites massives en surface, puis des fuites en milieu souterrain moins bien localisées. Cette différence s'explique par le fait que le gaz, dans une cavité, est plus facilement mobilisable.

3.3 ENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES CAUSES

Les puits et la géologie sont concernés quasiment à part égale dans l'origine des accidents/incidents : 41% au total pour les différents types de puits, 37% pour le système géologique, ce dernier regroupant le réservoir, la roche-couverture, et les discontinuités ou failles (voir Figure 3).

En ce qui concerne le milieu souterrain et la géologie, 18% des cas révèlent une qualité médiocre de la roche couverture (mauvaises caractéristiques des terrains faible résistance à la mise en pression) et dans 5% des cas un comportement inattendu de la roche encaissante (dôme de sel, roche-réservoir).

Des discontinuités pré-existantes sont également impliquées dans 8 événements liés à des stockages d'origine anthropique (donc 10% du total des cas) : failles non détectées initialement, ou sous-estimées. Il s'agit le plus souvent de stockages de gaz naturel en aquifère ou en gisement déplété aux USA, auxquels on peut y ajouter 4 analogues naturels pour lesquels l'émission en surface est également due à une faille. La fuite est parfois combinée avec un cheminement via un puits (2 cas, dont un site CSC et un stockage de gaz naturel).

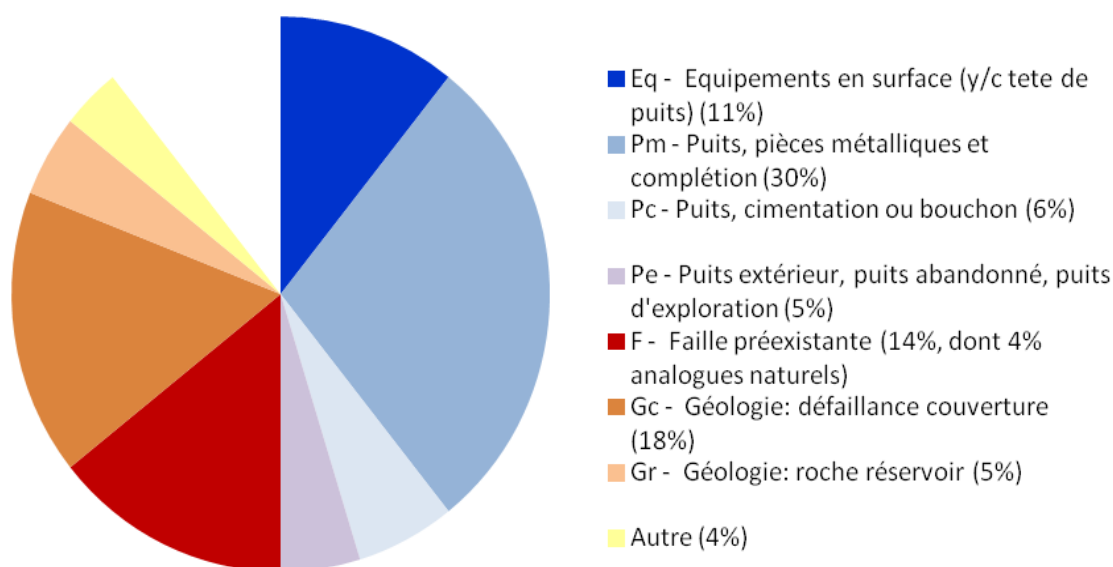


Figure 3 : Eléments du système en cause, selon la typologie présentée au tableau 1.

Pour les puits, en milieu souterrain ce sont avant tout le tubage, les éléments de complétion et les matériaux métalliques qui sont en cause (30%), et dans une moindre mesure la cimentation des puits d'exploitation (6%), ainsi que les puits extérieurs et anciens puits abandonnés (5% des événements, dont notamment deux cas où ce sont des travaux sur ces puits colmatés qui ont occasionné les accidents). Ces pourcentages sont amenés à être légèrement modifiés si l'on étudie les seuls cas où il y a injection de gaz (en excluant donc l'exploitation d'hydrocarbures). Par ailleurs, dans 11% des cas ce sont les équipements de surface et les têtes de puits qui sont en cause (voir Figure 3).

La principale cause des incidents et accidents est l'erreur de conception ou la sous-estimation de certains mécanismes lors de la conception (le milieu ne se comporte pas comme prévu) : cela représente 35% des cas, comme l'indique la Figure 4 - soit en fait 42% des cas renseignés, étant donné que pour 13 des 80 cas (16%) la cause n'est pas clairement identifiée. Deux-tiers de ces erreurs de conception se rapportent à la géologie ou aux failles, l'autre tiers aux puits. De façon symétrique, deux-tiers des cas où un accident est lié à la géologie relèvent manifestement d'une erreur de conception, souvent liée au déficit de caractérisation initiale du milieu (dans les autres cas, lorsque la cause n'est pas exogène, tel un séisme, soit elle est mal connue, soit elle est liée à la résistance mécanique insuffisante de la roche encaissante ou à un excès de dissolution).

L'autre cause qui domine est la défaillance technique en cours d'exploitation (18% des cas, soit 21% des cas dont on connaît la cause), le plus souvent au niveau des équipements de surface (incluant la tête de puits) ou au niveau des puits et de leur équipement (complétion) : corrosion et rupture ; dysfonctionnement de vannes, blocs d'obturation, joints ; fuite ou transmission d'une surpression dans un annulaire etc. A cela il faut ajouter 13% d'erreurs humaines (mauvais choix opératoires, mauvaise estimation d'un niveau de remplissage, etc.). Un nombre important d'accidents ont lieu pendant les phases critiques que sont les travaux ou la maintenance (8%), qui concernent exclusivement les puits. On peut donc estimer qu'au total l'intervention humaine est concernée dans 21% des cas (13% + 8%), soit 24 % des cas où les causes sont connues.

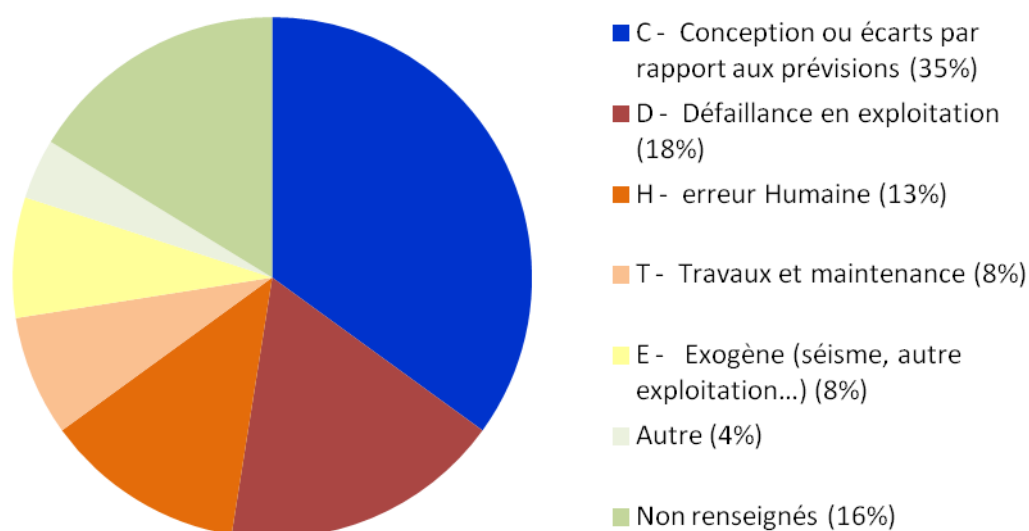


Figure 4 : Causes des accidents et incidents, selon la typologie présentée au tableau 1.

Enfin, 8% des causes sont exogènes (9% des causes connues) : cinq événements sismiques et un glissement de terrain.

Ces éléments viennent confirmer, tout en les étayant par des données plus précises, les conclusions très générales qui ont été préalablement exprimées dans des rapports de synthèse signalés au chapitre 2⁶. De manière générique, ces rapports montrent qu'à l'amont, les principaux types de processus à craindre sont :

- les contraintes géomécaniques qui se développent en réponse à la surpression induite par l'injection de quantités massives de fluide (CO₂);⁷
- les migrations de fluide (CO₂ et/ou saumure) du fait des gradients de pression et des différences de densité ;
- les réactions hydrogéochimiques dues au fait que le CO₂ injecté va modifier l'état d'équilibre et la composition des saumures profondes, puis induire des phénomènes de dissolution-précipitation au sein de la roche-réservoir.

Enfin, notre travail sur le REX confirme ce qui a été écrit par l'INERIS et ses partenaires fin 2011 dans le cadre du projet MANAUS 1 (projet dédié à l'analyse des risques et financé par l'Ademe), à savoir qu'à ces phénomènes ou aléas s'ajoutent :

1°) les erreurs de conception ou les incertitudes liées à la conception du réservoir :

Il s'agit le plus souvent, soit de la sous-estimation des failles ou hétérogénéités pré-existantes au sein du milieu, soit d'un comportement du milieu géologique différent des prévisions : faute de données précises et de modèles validés nous pouvons être amenés à sous-estimer, ou mal estimer, certains phénomènes en milieu souterrain.

2°) les défaillances des ouvrages construits par l'homme.

En ce qui concerne plus spécifiquement les puits, notre base de REX apporte quelques éléments objectifs et quantifiés, qui montrent bien que les défaillances peuvent se succéder tout au long de la vie du puits : en phase de conception et de réalisation – notamment la réalisation de la cimentation ; en phase d'exploitation, avec les défaillances spécifiques, notamment sur le tubage et la complétion ; et enfin, après le comblement puisque des anciens puits sont en cause dans plusieurs cas.

On rappelle que lorsque nous disposons de suffisamment d'éléments, nous avons décrit les événements dans une fiche détaillée qui figure en annexe C ou en annexe D : cela représente 38 des 80 cas que nous avons recensés. .

⁶ Notamment Gombert 2009 et Farret 2010 dans le cadre du programme EAT DRS07, Bouc et al 2011 avec les lignes directrices pour la sécurité du stockage, Damen 2006, CO2Qualstore édité par DNV.

⁷ Viennent s'y ajouter les phénomènes spécifiques d'instabilité mécanique dans le cas de stockages en cavité, évidemment moins pertinents pour le CO₂ que pour le stockage de gaz naturel.

3.4 PRESENTATION DES CAS ETUDIES PAR TYPES DE PHENOMENES EN JEU

Afin de présenter de manière plus détaillée les enseignements tirés de la base de donnée d'événements, nous avons choisi une structuration qui suit une décomposition en « événements principaux » : ces derniers jouent un rôle central pour l'analyse des risques d'un stockage ; ils ont été décrits dans le projet MANAUS (Farret, 2011), dans la continuité des travaux menés dans le programme de recherche Evariste de l'INERIS.

Cette typologie inclut d'une part les événements spécifiques aux accidents en surface (incendies et explosions, pertes de confinement sur une tête de puits), et propose d'autre part 7 « événements principaux » pour le milieu souterrain (dont 5 sont des fuites, notés F1 à F5) :

- F1 : fuite le long d'un puits d'injection ou d'un autre puits en exploitation ; (incluant fuite massive à l'intérieur d'un puits, ou « blow-out ») ;
- F2 : fuite le long d'un puits colmaté ou abandonné ;
- F3 : fuite par une faille ;
- F4 : fuite à travers la couverture ;
- F5 : fuite par migration latérale ;
- PE : perturbation des écoulements (incluant transmission d'une surpression) ;
- PM : perturbations mécaniques et transmission de ces perturbations : les conséquences peuvent être des déformations progressives (par exemple un soulèvement des terrains), une fracturation de la roche ou encore une sismicité induite.

Une vision synthétique de ces événements est présentée dans le tableau 2. Il permet d'identifier simplement leurs interactions ainsi que leurs conséquences : celles-ci sont identifiées par les « phénomènes impactants », c'est-à-dire les phénomènes qui ont un impact direct sur l'environnement ou la population (tels que définis et présentés dans Gombert, 2009).

En annexe B, on trouvera des compléments :

- une vision graphique des liens cause-conséquence vers les « phénomènes impactants », à l'aide du logiciel OSQAR développé par l'INERIS ; cela identifie de plus les interactions entre ces événements principaux (ex : une fracturation peut provoquer une fuite ; une fuite latérale peut engendrer une fuite verticale après avoir atteint une faille...)
- un tableau reprenant chacun de ces « événements principaux » et leurs causes les plus plausibles au vu d'une analyse de la littérature scientifique menée par l'INERIS début 2011. Nous avons indiqué dans ce tableau si l'analyse de la base de REX réalisée dans le présent rapport permettait de confirmer les causalités ainsi identifiés : en pratique, les 7 « événements principaux » ci-dessus ont été confirmés, à l'exception de la perturbation des écoulements.

Tableau 2. Visualisation des « événements principaux » et de leurs conséquences (« phénomènes impactants ») pour l'homme et l'environnement

Événement Principal	Phénomène final « impactant »		Compartiments sensibles	Principaux enjeux	
Perte de confinement (fuite ou rupture) sur une installation de surface (PC) <i>– ne concerne pas directement le milieu souterrain</i>	Emission massive à l'air libre		Air libre	Êtres humains Effet de serre	
Fuite le long d'un puits d'injection ou d'un autre puits en exploitation (F1) <i>– incluant fuite massive et blowout</i> Fuite le long d'un puits colmaté ou abandonné (F2) Fuite par une faille (F3) Fuite à travers la couverture (F4) Fuite par Migration latérale (F5) <i>PUIS</i> <i>- combinaison éventuelle avec une autre de ces 5 fuites F1 à F5</i> <i>- migrations et/ou accumulation dans le recouvrement</i>	Emission massive à l'air libre	CO ₂	Air libre / zones mal ventilées	Êtres humains Ecosystème Effet de serre	
		Emanations lentes en surface	Substances annexes	Air libre / zones mal ventilées	Êtres humains Ecosystème
	Contamination ou pollution.		CO ₂	Milieu souterrain Eaux de surface	Aquifères et ressources souterraines Eaux de surface
			Substances annexes	Milieu souterrain Eaux de surface	Aquifères et ressources souterraines Eaux de surface
	Perturbation des écoulements (PE), incluant transmission d'une surpression	Perturbation des écoulements et/ou des niveaux de nappe dans des aquifères voisins ou sus-jacents		Milieu souterrain Eaux de surface	Usage des eaux (aquifères, eaux de surface) et d'autres ressources souterraines
Perturbations mécaniques et transmission de ces perturbations (PM)	Déformation ou rupture mécanique	Progressive (surrection)	Surface	Biens	
		Soudaine (sismicité induite)	Surface	Biens	

3.4.1 FUITE LE LONG D'UN Puits D'INJECTION OU D'UN AUTRE Puits EN EXPLOITATION

3.4.1.1 GENERALITES SUR LES DEFAILLANCES SUR TOUS TYPES DE Puits, INCLUANT LES Puits PETROLIERS

Les puits sont des éléments essentiels dans tout stockage souterrain et également dans un stockage géologique de CO₂. D'origine anthropique, on peut les considérer comme un point faible du système de stockage car ils établissent une connexion directe entre le réservoir et les niveaux supérieurs jusqu'à la surface du sol. Ils doivent assurer plusieurs fonctions au sein du système de stockage: injection le cas échéant, stockage et confinement, éventuellement d'autres fonctions telles la surveillance. Le puits est composé d'un grand nombre d'éléments, qui doivent assurer son bon fonctionnement, mais sont soumis à des conditions très contraignantes au cours de la vie du stockage même après son abandon : contraintes mécaniques et fortes pressions, processus chimiques impliquant les fluides en place et induisant corrosion et altération des matériaux.

Dans l'industrie pétrolière, l'intégrité du puits est un problème avéré, qui peut concerner à la fois les anciens et les nouveaux champs de production. D'après Archer (2011), dans le golfe du Mexique, environ 45 % des puits ont des problèmes d'intégrité, et environ 18% en Mer du Nord. Dans le cas d'analogues relatifs au stockage de gaz, Loizzo (2010) estime un taux de 5.10^{-5} événement majeur par puits et par an. Les défaillances principales sont des pertes de résistance mécanique induites par des pressions et des températures significatives (ou trop variables), ainsi que par les altérations chimiques dans le temps (corrosion des aciers, dégradation des ciments).

Ces défaillances constatées dans le domaine pétrolier s'avèrent donc plausibles. Cependant elles seront sans doute moins fréquentes dans le cas du stockage de CO₂. En effet, la conception des puits sera plus récente ; la réglementation et les pratiques (voire les normes, telle NORSOK D-010 en Norvège) ont évolué, tant pour le forage que pour l'isolement des puits ; enfin, des matériaux spécifiques peuvent être choisis et les modes opératoires adaptés pour les phases de travaux et de maintenance.

C'est pourquoi dans le présent rapport, nous n'avons pas considéré l'ensemble des événements en exploitation pétrolière, mais avons mis l'accent sur les puits utilisés pour injecter des fluides dans le cas de stockages de gaz en milieu souterrain, dont la problématique est plus proche (voir section 3.4.1.2)

Les puits pétroliers peuvent toutefois être concernés en tant que puits extérieurs au complexe de stockage de CO₂, mais préexistants et présents au voisinage (ce point sera abordé en 3.4.1.3).⁸

⁸ De telles configurations nord-américaines ont été étudiées de manière plus théorique par Celia (2004), Viswanathan et al. (2008) ou Nordbotten (2008), non seulement pour décrire les mécanismes à l'échelle d'un puits mais également pour estimer de manière probabiliste des taux de fuite vers les aquifères sus-jacents, du fait de la présence de nombreux puits pétroliers.

3.4.1.2 PUITES D'INJECTION

Les puits d'injection de CO₂ sont à ce jour d'une conception très proche de ceux que l'on peut trouver dans le contexte de l'exploitation des hydrocarbures ou des stockages souterrains de gaz naturel. Cependant, nous ne considérons dans ce qui suit que les cas de l'exploitation de stockages souterrains (incluant donc l'injection de fluides), qui sont *a priori* plus proches de notre problématique que ceux de l'exploitation d'hydrocarbures : nous avons ainsi exclu de notre base de données de nombreux incidents ou accidents relatifs à l'exploitation des puits pétroliers.

Dans le cas du CO₂, pour nombre d'auteurs (Heffer, 2002 ; Oldenburg, 2006 ; Stauffer, 2009 ; Nordbotten, 2009), l'interface roche-ciment constitue un chemin d'écoulement privilégié du fait de l'endommagement des parois du puits induit par l'opération de creusement et renforcé par les sollicitations qui s'appliquent au puits au cours de la phase d'injection (variations de pression et de température). Ces conclusions rejoignent les publications de Celia (2004) et Giraud (2007) pour lesquels les fuites par puits résultent des phénomènes suivants : la corrosion des cuvelages, les défauts de la cimentation (« cracks » ou « mud channels »), la lixiviation du ciment ou sa dégradation par carbonatation, la formation d'un micro-annulaire aux interfaces ciment/cuvelage et/ou ciment/formation (l'épaisseur de cet annulaire pouvant être de l'ordre du millimètre après une à plusieurs dizaines d'années).

Nous manquons à ce jour de retour d'expérience formalisé sur les sites de stockage de CO₂. Cependant ces différents mécanismes sont *a priori* susceptibles de se développer sur une grande hauteur de la cimentation autour d'un cuvelage, ou au sein d'un bouchon de ciment, créant ainsi un chemin préférentiel continu pour les fluides (Giraud, 2007, Farret, 2010).

Contrairement à la défaillance ou corrosion des éléments métalliques, nous pouvons émettre l'hypothèse que les problèmes liés à la cimentation sont susceptibles de se manifester et d'occasionner des fuites significatives sur de plus longues périodes de temps, ce qui expliquerait pourquoi les cas recensés par le retour d'expérience sont moins nombreux.

Des études statistiques à grandes échelles réalisées récemment ont permis :

- de relier les débits de fuites à la perméabilité des ciments et à la surpression de gaz dans le réservoir (N. Huerta et al., 2010) ;
- de vérifier que le taux de défaillance est plus faible dans les puits qui ont été spécialement conçus pour l'injection que ceux qui ont été convertis pour cet usage (T. Watson et al., 2008) ;
- de quantifier l'importance des fuites dans le cas d'analogues relatifs au stockage de gaz [Loizzo et al., 2010], la majorité des fuites étant de l'ordre de 100 à 1000 t/an.

En ce qui concerne notre base de REX, 13 cas correspondent aux fuites par les puits d'injections. Cités ci-dessous, ils rassemblent les cas de stockage où une fuite a été identifiée par un des éléments constitutifs du puits d'injection :

- Fort Morgan, Colorado, USA
- 3 cas en Californie, USA

- Stenlille, Danemark
- Chemery, France
- Breitbrunn, Allemagne
- Mont belvieu, Texas, E.U.
- Brenham, Texas, E.U.
- Magnolia, Napoleonville, Louisiane, USA
- West Hackberry, Louisiane, USA
- Clute, Texas, USA
- Stockage dans un dôme de sel, Mississippi, USA

Ces cas concernent des stockages de gaz naturel en gisements déplétés (4 premiers cas), en aquifère (Stenlille) ou en cavités salines (Mont Belvieu, Brenham, Magnolia, Mississippi). Les 2 cas restant sont relatifs à des stockages de pétrole (West Hackberry) et d'éthylène (Clute), en cavités salines.

Il s'agit dans la plupart des cas de fuites massives conduisant à une évacuation des habitants en périphérie du site, voire à la fermeture du site (6 cas avérés). On note toutefois 3 cas de fuites lentes liées à une dégradation des cimentations des puits d'injection.

La cause est dans deux cas une mauvaise mise en œuvre de la cimentation (Mont Belvieu et Mississippi). Mais dans la grande majorité des cas, c'est l'aléa emblématique de la rupture du cuvelage qui est constatée : les éléments défaillants sont les cuvelages (éléments métalliques recouvrant la paroi des puits) ou la complétion (divers équipements internes des puits).

Les causes initiales sont principalement :

- une défaillance en cours d'exploitation, probablement suite à la fatigue ou à l'usure des matériaux (incluant corrosion, « cracks », défauts de conception): cela représente ici 6 cas sur 11.
- liées aux opérations de maintenance ou de réparation sur les puits : (3 cas ici : réparation d'un sabot de cuvelage et d'un cuvelage suite à une fuite).

Ce sont ces mêmes causes principales qui sont identifiées dans un rapport spécifique sur les systèmes exploités au Colorado (State of Colorado, 2006). Sur les trois incidents signalés en Californie, deux avaient pour cause la réparation des puits ; tous ont été résolus à l'aide d'un deuxième forage dévié depuis l'amont de la zone endommagée, puis intersectant le puits à l'aval.

Plus proche de nous, la phase critique d'intervention sur les puits (maintenance/réparation) est également confirmée par l'accident survenu à Chemery en 1989 (base ARIA) : la fuite a été occasionnée par une opération de maintenance, à savoir le remplacement d'un filtre à une profondeur d'environ 1106 m. Sur le site de Breitbrunn en Allemagne, on note une augmentation de pression anormale, cependant elle semble être la conséquence d'un défaut du cuvelage, et non la cause de l'incident : en 2003, une pression anormale a été mesurée dans le puits n°21, révélatrice d'un défaut d'étanchéité dans la réalisation du forage et d'une fuite vers l'annulaire ; un manchon a pu être mis en place.

Les causes exogènes sont également à mentionner : sur les 3 dommages recensés en Californie et présentés dans cette section, un cas est dû à un séisme (on peut suspecter un cisaillement lié au déplacement relatif de deux parties d'un puits, mais nous ne disposons pas d'information détaillée).

3.4.1.3 PUIITS EXTERIEURS EN EXPLOITATION

L'évolution de la qualité des ciments au cours du temps dépend de la qualité initiale des cimentations, de la nature des stimulations du réservoir (fracturation acidification) et des procédures d'abandon. Bachu et al. (2007, 2009) montrent que pour le champ pétrolifère de Zama (Alberta, Canada) entre 1995 et 2005, le nombre de problèmes rencontrés par puits est important (entre 0,4 et 1,6 par puits en moyenne). Cette conclusion ne peut néanmoins être généralisée sans précaution à tous les sites de stockage de gaz, du fait que la plupart des puits d'injection analysés dans cette étude sont d'anciens puits d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures reconvertis. On peut rappeler que c'est également le cas pour la fuite observée à In Salah, un ancien puits ayant été converti en puits d'observation.

Les cas de la base de données relatifs aux fuites par des puits extérieurs en exploitation sont rassemblés ci-dessous :

- Leroy, Wyoming, E.U.
- Moss bluff, Texas, E.U.
- Montebello, Californie.
- West City, Etats Unis
- In Salah, Algérie : stockage de CO₂ en gisement d'hydrocarbure

Un cas concerne une exploitation de gaz naturel (West City), mais les 5 autres cas concernent des stockages en phase d'exploitation : 2 en cavités salines (Hutchinson, Moss bluff), 1 en aquifère (Leroy), et 2 en gisement d'hydrocarbure déplété : Montebello d'une part, In Salah d'autre part.

Ce dernier cas du site algérien d'In Salah constitue un retour d'expérience intéressant, d'autant plus qu'il porte sur un site de stockage de CO₂. Il est décrit en annexe D. Une fuite a eu lieu sur un puits d'observation, situé à 1,3 km du puits d'injection. Il a été atteint par le panache de CO₂ quelques mois seulement après le début des opérations, 2,5 MtCO₂ ayant été injectées. Au vu des éléments du domaine public qui sont disponibles, la cause est probablement l'existence d'un cheminement préférentiel via une zone faillée au sein du réservoir, qui a guidé le panache de CO₂⁹, et qui n'avait pas été détectée lors des campagnes initiales de caractérisation du site. Après traitement de la tête de ce puits, il subsiste une petite fuite de quelques dizaines à une centaine de kgCO₂/an.

Pour l'ensemble des 6 cas répertoriés, il s'agit dans 3 cas, de fuites massives, dégénérant en explosion et incendie (sauf dans le cas de Leroy et de In Salah) conduisant à des pertes de gaz (plusieurs millions de m³) et des dégâts humains (au moins 8 blessés) et matériels importants.

⁹ Puisque la fuite le long du puits fait suite à un cheminement préférentiel au sein du réservoir, ce cas aurait donc également pu être intégré à la section 3.4.5 traitant des migrations latérales.

L'origine de la fuite est variée ; elle est liée à des travaux sur puits (foration d'un ancien puits bouchonné), à une défaillance en cours d'exploitation (corrosion du cuvelage d'un ancien puits), à une cause exogène (présence d'une poche de méthane sur le chemin de la foreuse) ; dans deux cas c'est une mauvaise conception du puits ou une mauvaise tenue dans le temps qui est en cause : pour le cas de Montebello, des études ont montré que les vieux cuvelages et cimentations sont incapables de faire face aux fortes pressions, mais certains auteurs mettent également en cause la présence de failles sur le site.

Dans certaines régions où de nombreux puits d'extraction d'hydrocarbures ont été forés, le stockage géologique de CO₂ dans les gisements déplétés serait une opération particulièrement risquée. Les cas du Kansas (USA) ou de l'Alberta (Canada) sont emblématiques, avec respectivement 330 000 et 350 000 puits forés pour l'exploitation d'hydrocarbures, mais ce problème est réel, même dans des zones moins densément exploitées.

En France, plus modestement, la production d'hydrocarbures demeure concentrée dans les bassins d'Aquitaine et de Paris, où 458 puits de pétrole et 70 puits de gaz répartis sur 71 gisements sont actuellement en cours d'exploitation. Ainsi, il existe dans le bassin parisien, des puits atteignant les aquifères salins profonds du Dogger ou du Trias qui sont tous deux des candidats pour un stockage géologique de CO₂ :

- le Dogger est généralement exploité pour la géothermie ; il existe ainsi une quinzaine de « doublets géothermiques » captant cet aquifère pour le chauffage collectif dans la banlieue parisienne ;
- le Trias est plutôt exploité pour les hydrocarbures, principalement dans l'est de la région parisienne et en Champagne (voir projet PICOREF).

Le transfert du CO₂ jusqu'à ces puits éloignés peut résulter : des failles préexistantes (voire créées par la surpression induite par l'injection) ; de circulations préférentielles au sein d'hétérogénéités ou de zones plus perméables de la roche-réservoir (y compris par déplacement du fluide porteur : la saumure) ; ou du phénomène de « wormholing » autour du puits d'injection (c'est-à-dire que la dissolution de la roche démarre de manière irrégulière, puis s'auto-entretient, créant des cheminements préférentiels par lesquels circule le fluide, tandis que certaines zones demeurent intactes, ou moins impactées).

3.4.2 FUITE LE LONG D'UN PUIT COLMATÉ OU ABANDONNÉ

Les cas de fuite par les puits colmatés ou abandonnés –mais faisant partie du stockage- sont les suivants :

- Naftshahr, Iran
- Mer de Timor, Australie
- Marlow, New Hampshire, Etats Unis
- Stockage dans un dôme de sel, Mississippi, USA
- Hutchinson, Kansas, E.U.

Les vieux puits abandonnés sont une source importante de fuites potentielles quel que soit le type de stockage. Le cuvelage et la cimentation des puits se dégradent dans le temps, ce qui entraîne des fuites du sabot de cuvelage et de perte d'adhérence de l'annulaire de ciment. Cela permet au gaz de pénétrer dans les puits et d'atteindre la surface. En raison de mauvaises pratiques de construction et de leur vieillissement, les vieux puits pétroliers et gaziers sont particulièrement enclins au développement de fuites. Même quand ceux-ci ont été rebouchés conformément aux règlements gouvernementaux contemporains, ils finiraient par fuir dans 10 % des cas (en Californie) notamment en raison de l'utilisation de matériaux de mauvaises qualités (Miyasaki, 2009).

Un problème spécifique existe avec des anciens puits des champs déplétés, car ils fonctionnaient généralement sous faible pression. La remise sous pression augmente le taux de défaillance de ces puits.

Ce problème est *a priori* plus aigu dans le cas d'un stockage souterrain de gaz, avec des cycles d'injection et de soutirage successifs, que dans le cas d'un stockage de CO₂. En revanche, dans le cas du CO₂, les cuvelages et des bétons pourront s'altérer par voie géochimique, ce qui pourrait augmenter le souci en cas de fuite naissante.

Par ailleurs, indépendamment du cas des anciens puits pétroliers, il faut citer l'accident de Hutchinson en 2001 (Kansas). Il est emblématique, à cause de sa gravité et son côté spectaculaire, et il montre qu'un phénomène brutal peut se produire après un certain temps, suite à une migration et une accumulation lentes. Il est également riche d'enseignements, par la conjonction de causes qui ont mené à l'accident et par l'éloignement de 11 km entre le lieu de stockage et la fuite en surface.

Une explosion s'est produite, suivie d'incendies qui ont duré plus de 12 heures, alimentés en continu par une éruption de gaz naturel en surface. Le stockage est une cavité saline, reconfigurée pour le stockage de GPL dans les années 1980, puis abandonnée avant d'être à nouveau convertie en stockage de gaz naturel en 1993 : cette opération a nécessité de forer les bouchons, ce qui aurait provoqué une malfaçon. Le gaz aurait d'abord fui à travers la cimentation des puits au toit du réservoir, puis cheminé horizontalement à travers les terrains (une veine particulièrement poreuse de 0,6 m d'épaisseur), et enfin par d'anciens puits d'exploitation de saumure (datant de la fin du XIX^{ème} et du début du XX^{ème} siècle) qui ne sont pas tous répertoriés. Ce cas est décrit en détail à l'annexe C3.2.

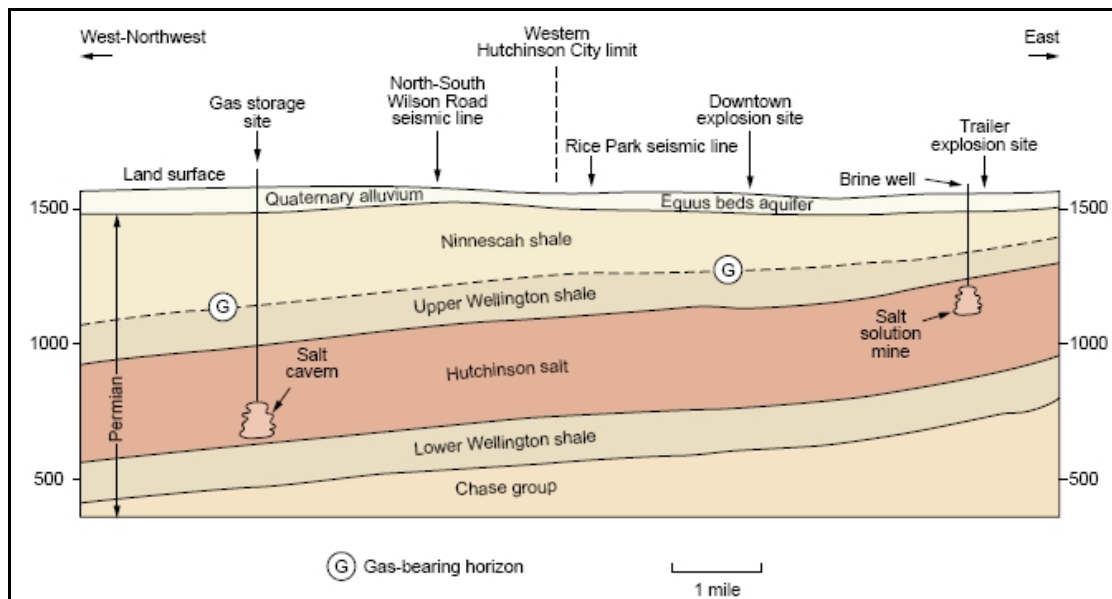


Figure 5 : Cheminement du gaz relatif à l'accident de Hutchinson, Kansas (d'après Kansas Geological Survey Web Site [2001])

3.4.3 FUITE PAR UNE FAILLE

Outre 4 analogues naturels (Californie, Italie), les cas de notre base de données répertoriant une fuite par des failles ou zones faillées sont les suivants :

- Castaic Hills et Honor Rancho, Californie, USA
- El Segundo, Californie
- Playa del rey, Californie
- Leroy, Wyoming, E.U. (cas déjà cite pour la migration par un puits)
- Leaf River, Illinois, USA
- Chalk Creek et Coalville, Utah, USA
- Brookville, Illinois, USA
- Crossville, Illinois, USA

Les trois premiers sont des stockages de gaz en gisement déplété, les 4 suivants sont en aquifère salin, le dernier (Crossville) est un cas plus inhabituel de stockage dans une ancienne mine de charbon, sur lequel peu d'information est disponible. Les fuites ont été détectées soit suite à des essais d'injection (Leaf River, Brookville), soit suite à des mesures de gaz au dessus du réservoir ou en surface. Dans tous les cas, les fuites demeurent lentes et difficiles à localiser, soit parce que c'est un ensemble de failles qui est en jeu (zone faillée), soit parce que la faille s'arrête avant la surface.

Le cheminement des fuites via les failles est parfois combiné à des écoulements via la porosité de la couverture (Leaf River, Brookville) ou via les puits (Leroy, Crossville). Le cas de Leroy est à signaler, il sera décrit plus loin en 3.4.7.2 pour illustrer la rupture mécanique au toit du réservoir, qui est la cause du cheminement par la faille ; dans ce cas un cheminement via un puits est également suspecté (déjà décrit ci-avant en 3.4.1.3).

Dans le cas de Playa del Rey (similaire à celui de Montebello), la mesure de concentration de méthane élevée en surface le long d'une bande de 500 m de long et de 60 m de large suggère la présence d'une faille traversant le réservoir et fournissant une voie de migration verticale vers la surface. L'existence de cette faille a toutefois été contestée, et les nombreux puits présents sur la zone, de conception ancienne, sont également une source possible de fuite.

Ces fuites ont pu avoir un impact négatif sur l'écosystème (contamination des nappes - Crossville, arbre mort en surface - Castaic Hills ou Honor Rancho) mais les mesures de protection prises, et dans un certain nombre de cas l'abandon des sites, ont permis d'éviter que les personnes vivant à proximité soient directement impactées.

Bien entendu, ces cas montrent la difficulté de caractériser la roche couverture et le recouvrement avant d'exploiter un site, et de détecter failles et hétérogénéités préexistantes. Il est également difficile de prévoir une procédure et une pression d'injection telles que la surpression ne fasse pas jouer ces éventuelles failles préexistantes. Même lorsqu'une fuite est détectée, localiser la faille en cause demande des études complexes, et il est difficile voire impossible de mettre en place des mesures correctives.

3.4.4 FUITE A TRAVERS LA COUVERTURE

Dans notre base de données des cas de fuite par la couverture, induite par exemple par une mauvaise qualité du système géologique ou par la trop forte perméabilité du « caprock », sont nombreux (18) :

- un concerne le CSC (suspicion non confirmée à Sleipner) ;
- la plupart des autres (10 cas) concernent des stockages de gaz naturel en aquifère (Illinois, Kansas, Texas, mais aussi Ketzin en Allemagne) ;
- il y a aussi 3 cas de stockage en cavité saline (dont un de GPL), 2 cas de stockage en mine de charbon (Anderlues en Belgique et Leyden dans le Colorado), 1 cas de stockage en gisement déplété, et 1 cas d'exploitation de gisement de gaz.

Il est possible que dans le cas du site de Ketzin (Allemagne), Leaf River et Brookville (USA), les fuites soient partiellement liées à des migrations via des vieux puits ou des failles présentes dans le recouvrement. A chaque fois, une migration verticale lente et mal localisée du réservoir vers la surface a été constatée peu de temps après le démarrage des opérations de stockage.

Ces incidents ont conduit, plus ou moins rapidement, à l'abandon des sites. Ces fuites ont pu également conduire préalablement à l'évacuation temporaire des habitants vivant à proximité. Cette mesure a permis de limiter leurs conséquences dans la plupart des cas. On déplore toutefois un mort dans le cas de Ketzin par intoxication au monoxyde de carbone.

Le cas de Ketzin, décrit en annexe C1, est celui d'un stockage de gaz naturel, abandonné en 2004, et il est à distinguer du pilote d'injection actuellement opéré par le GFZ en reprenant une partie des infrastructures laissées en place, mais en allant vers les aquifères plus profonds du Trias supérieur. Le stockage de gaz était à environ 25 km à l'ouest de Berlin, et des aquifères localisés entre 250 et 400 m de profondeur ont été utilisés pour le stockage de gaz de ville dans les années

1960 et de gaz naturel entre les années 1970 et 2000. L'ensemble est sur un anticlinal double, dans le bassin allemand du nord-est (partie d'un système de bassin Permien qui s'étend de l'est de l'Angleterre et la mer du Nord à travers le Danemark, les Pays-Bas, le nord de l'Allemagne et la Pologne). Durant les années 1960, le gaz de ville a migré hors du réservoir vers la surface, provoquant l'évacuation (permanente) d'un village voisin. Il est également fait mention de fuites de monoxyde de carbone (CO) avec le décès d'une personne lorsque le gaz est arrivé dans une maison, via un vieux puits. Des études récentes de sismique réflexion révèlent des anomalies d'amplitude dans les différents aquifères, ainsi qu'au sein d'une des failles principales de la zone. Ce serait donc une caractérisation insuffisante du milieu qui est en cause, ou l'incertitude sous-jacente.

3.4.5 FUITE PAR MIGRATION LATÉRALE

Les cas de notre base de données répertorient une migration latérale trop importante, ou différente des prévisions, sont les suivants :

- East Whittier, Californie, USA
- Castaic Hills et Honor Rancho, Californie, USA
- Sleipner, Norvège (pilote CSC)

Les 2 premiers cas indiquent la possibilité d'une migration latérale non contrôlée du gaz stocké (stockage en gisement déplété dans les 2 cas). Pour les stockages de Castaic Hills et Honor Rancho, il ne s'agit toutefois pas d'une migration latérale au sein d'un même réservoir mais d'une migration latérale d'un réservoir vers un autre réservoir adjacent via une zone de faille. Il faut également citer le cas de In Salah, déjà évoqué en 3.4.1, car c'est un cheminement préférentiel à l'intérieur même du réservoir qui a mené le CO₂ jusqu'à un puits, le long duquel il a pu remonter : la cause initiale est donc une migration latérale supérieure aux prévisions, du fait d'une zone faillée ou d'une hétérogénéité au sein du réservoir. Tous ces cas sont décrits à l'annexe C.

Dans le cas du pilote de Sleipner, le panache de CO₂ se trouvait déjà à 4 km de distance du puits injecteur après seulement 10 ans d'injection en continu, car il ne s'est pas étendu de manière isotrope contrairement aux prévisions initiales (qui estimaient un cercle de 1,5 km de rayon environ). Ce cas est décrit à l'annexe D.

Cette incertitude sur les prévisions semble inévitable, ainsi que l'a montré Chadwick (2008), surtout lorsque le toit du réservoir a une pente très faible. Cette propagation rapide du CO₂ risque de le mettre en contact avec d'anciens puits d'exploitation d'hydrocarbures, abandonnés et colmatés. Ce scénario a été étudié par Meyer et al. (2009).

Dans un aquifère « ouvert », à long terme l'emprise latérale est importante, de l'ordre du millier de km² (plusieurs dizaines de kilomètres d'extension latérale) (Farret, 2010, Bouc 2011). Il n'y a pas de barrière physique pour arrêter la migration latérale du CO₂, le toit du réservoir étant par ailleurs relativement horizontal, voire légèrement incliné vers un exutoire, en surface ou dans le fond sous-marin (Chadwick, 2008). Cette migration est limitée par le phénomène progressif de dissolution du CO₂ dans la saumure.

Dans le cas d'un aquifère dit « fermé » par une limite physique (telle un anticlinal), l'emprise à long terme sera similaire à celle en fin d'injection, qui est par ailleurs plus facile à estimer, mais en pratique ce cas est rare parmi les sites actuellement à l'étude en aquifère salin. Même dans le cas d'un piégeage structural sous un anticlinal, celui-ci fait généralement partie d'un aquifère ouvert, comme en Mer du Nord (Sleipner, bassin de Froan, Schweinrich en Allemagne, etc.) ou dans d'autres cas de stockages dans des bassins sédimentaires.

3.4.6 PERTURBATION DES ECOULEMENTS

Le retour d'expérience recueilli ne fait pas mention d'une perturbation des écoulements en milieu souterrain, en-dehors des fuites du fluide injecté ou exploité. Il s'agit donc du seul événement que le retour d'expérience, à ce stade, ne confirme pas. Cependant, les modélisations réalisées pour les stockages de gaz naturel comme de CO₂ montrent que dans le cas d'une injection en aquifère :

- la surpression peut atteindre des valeurs de l'ordre de 1 à plusieurs MPa au niveau du toit du réservoir, à proximité du site d'injection (Gombert, 2009) ; cette valeur décroît avec l'éloignement du puits d'injection, et dépend des caractéristiques du réservoir comme de la procédure d'injection ;
- une partie de cette augmentation de pression peut se propager de manière rapide sur plusieurs dizaines de km.

Il est donc possible que les écoulements des masses d'eau environnantes soient perturbés, au sein l'aquifère visé voire dans les aquifères voisins – même si à notre connaissance il n'a pas encore montré d'impact notable de ce mécanisme sur des cas réels. Dans une moindre mesure, le niveau de pression dans un aquifère sus-jacent pourrait également subir une modification, dont l'ampleur dépendrait des caractéristiques du milieu (perméabilité et tenue mécanique des roches) et des conditions hydrogéologiques (transferts de charge, écoulements).

Dans le cas du CSC, ces points devront être analysés lors de l'étude d'impact des futurs projets. Il faut noter qu'après la période d'injection, la surpression est appelée à diminuer pour tendre vers zéro (a priori au bout de plusieurs dizaines d'années mais là encore cela dépend des caractéristiques propres à chaque site).

Ce sujet est complexe à étudier car il nécessite un modèle hydromécanique précis à grande échelle. Il a donc été moins étudié que le cas de l'impact mécanique seul, qui peut être analysé de manière plus locale, et qui est décrit ci-après.

3.4.7 PERTURBATIONS MECANIQUES ET TRANSMISSION

En ce qui concerne les gisements épuisés d'hydrocarbures, l'impact mécanique de l'injection de CO₂ a été étudié par modélisation numérique, notamment dans le cadre du programme PICOREF en quantifiant :

- les changements du champ de contraintes déterminés par les variations de pression de pore ;
- la déformation associée, à la fois dans le réservoir et son recouvrement.

Ainsi, l'une des conséquences possibles de ces réajustements de contraintes concerne le risque d'apparition de ruptures plus ou moins localisées et/ou de rejeux des failles potentiellement présentes sur le site (Gombert et al., 2009).

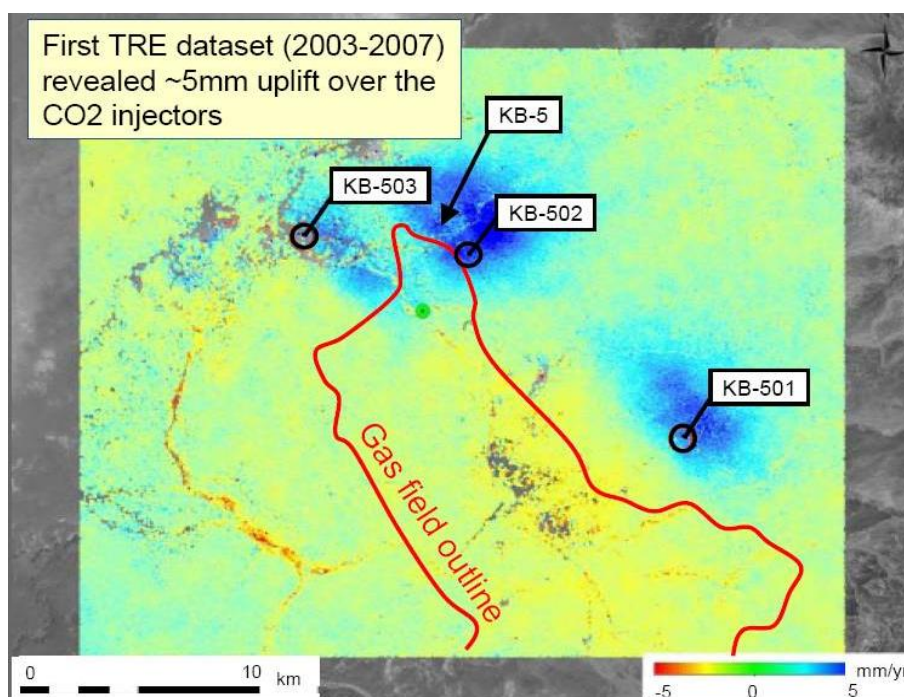
3.4.7.1 DEFORMATIONS DE SURFACE INDUITES (ESSENTIELLEMENT ELASTIQUES)

Sur le site d'In Salah, en Algérie, des mouvements de la surface du sol ont été mis en évidence par surveillance satellitaire puis confirmés par modélisation (Gemmer et al., 2009 ; Ringrose et al., 2009). Le réservoir s'étend sur 20 x 8 km et se trouve à 1880 m de profondeur. Il est équipé de 5 puits de production de gaz naturel et de 3 puits d'injection de CO₂ au débit de 0,8 -1,2 Mt/an pour une surpression de 10 MPa: la masse totale injectée depuis 2004 est de 3 Mt.

En réponse à cette injection, il a été observé un soulèvement de la surface du sol (ou surrection) de 5 mm/an, atteignant un cumul de 10 à 20 mm, sur une zone de 4x5 km légèrement excentrée par rapport aux puits d'injection (Figure 5).

La modélisation effectuée est en accord avec les observations satellitaires. Elle montre en outre que le soulèvement de la surface du sol est fortement dépendant de la déformation du recouvrement, exprimée dans le modèle par la valeur choisie du module d'Young. (caractérisant la raideur du recrutement)

Il est probable qu'avant cette montée progressive des terrains, une baisse ait eu lieu dans les années précédentes du fait de l'extraction de gaz, mais nous ne disposons pas d'information sur ce point. Il est également fort probable que ces effets soient sans gravité, car progressifs et répartis sur une grande surface.



Des mouvements de terrain similaires sont susceptibles de se produire sur différents sites exploités : subsidence des terrains lors de l'extraction de gaz ou de pétrole, surrection lors de l'injection de gaz pour les stockages souterrains. Cependant les données sur ce sujet sont rarement disponibles dans la littérature du domaine public. Par ailleurs, des affaissements en surface au-dessus de certains stockages en cavité saline sont également à signaler, mais ces phénomènes n'ont pas été jugés transposables au cas du stockage de CO₂.

3.4.7.2 RUPTURE MATRICIELLE ET CISAILLEMENT DE FAILLES INDUITS

Sur un site d'injection de CO₂ industriel, le taux d'injection et la pression doivent être suffisamment élevés pour pouvoir injecter une masse souhaitée de CO₂ par an. Toutefois, l'augmentation de pression induite par cette injection induit une variation des contraintes mécaniques ainsi que des déformations dans le réservoir et les formations environnantes. Si la pression du réservoir devient trop importante, les variations de contraintes induites peuvent conduire à la création de nouvelles fractures ou la réactivation des fractures existantes. En effet le cisaillement d'une faille peut conduire à une augmentation de sa conductivité hydraulique. Le point le plus sensible est le toit du réservoir (ou le « mur » de la roche couverture), notamment au voisinage du point d'injection.

Le risque d'initiation ou de réactivation des discontinuités implique de limiter le niveau de surpression, et une modélisation prédictive numériques est fort utile : Rutqvist et al. (2002), Rohler (2011), Thoraval et Vidal (2006). Cette dernière publication montre que les surpressions maximales de CO₂ et d'eau dans un site du bassin parisien peuvent atteindre 5 à 6 MPa, avec des surpressions maximales dans le recouvrement deux fois plus faibles. Ceci induit dans le réservoir, une diminution des contraintes effectives horizontales de 2,5 MPa et des contraintes effectives verticales de 6 MPa. Ces valeurs en soi, non négligeables, ne conduisent, à priori, pas à une rupture de la roche liée au dépassement de la résistance mécanique.

Ce risque est néanmoins confirmé par le retour d'expérience, avec le cas de Leroy, premier cas décrit en annexe C. Une fuite a été constatée en 1973 dans les recouvrements, puis le gaz a migré vers la surface en 1978 (un cas particulier à signaler ici est qu'on soupçonne l'accumulation dans une « zone de collecte » intermédiaire, comme le montre la figure ci-dessous). Cette fuite perdure malgré des travaux sur les puits, et l'examen de l'historique des pressions d'exploitation suggère que le stockage ait été exploité à une pression trop importante de 12,6 MPa alors que la contrainte initiale dans le réservoir était de 10,3 MPa, induisant une fracturation du caprock.

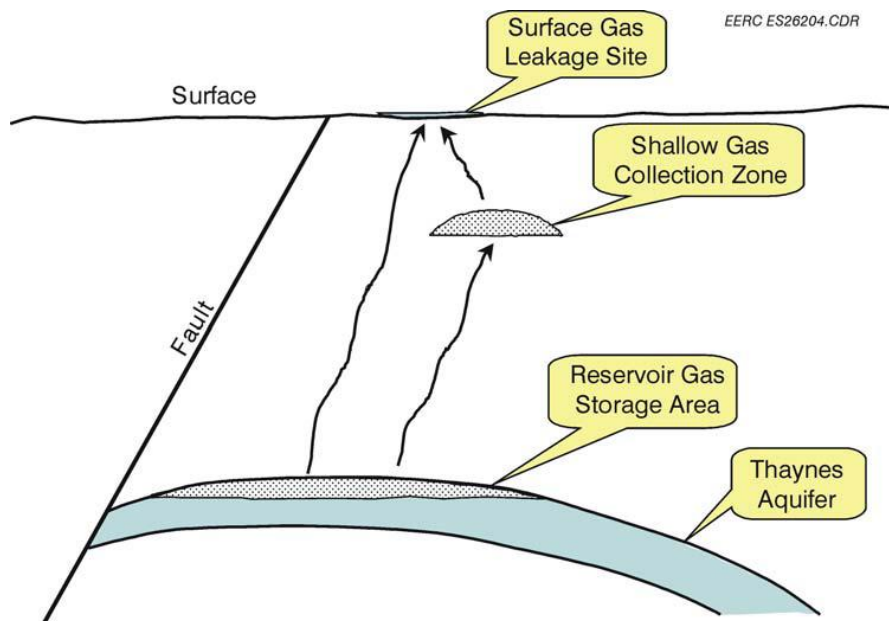


Figure 6 : Schématisation de la fuite observée à Leroy (d'après Nelson et al, 2005)

3.4.7.3 CISAILLEMENT DES DISCONTINUITES EXISTANTES

Ce processus est dans la continuité de celui qui a été décrit ci-dessus. Les cas de Manlove et Waverley dans l'Illinois confirment la sensibilité de la roche à la fracturation, mais il est difficile de savoir s'il s'agit d'une fracturation provoquée par la surpression, ou de la préexistence de failles localisées au toit du réservoir, mais non détectées : cette dernière hypothèse semble la plus probable, avec pour conséquence une augmentation de la perméabilité sous l'effet de la surpression.

3.4.7.4 SISMICITE INDUITE

La sismicité induite dans un site de stockage souterrain résulte d'un remaniement du champ de contraintes pouvant avoir diverses origines (Deflandre et Huguot, 2002).:

- Une redistribution des contraintes, consécutive à l'excavation des cavités ou à l'exploitation du sous-sol (exploitation minière, lessivage en cavité saline, production pétrolière, érosion naturelle) ;
- une modification des contraintes du fait de l'injection d'un fluide sous pression dans un réservoir.

Les cas extrêmes de la rupture intra-grains et de la sismologie (tectonique) sont *a priori* à exclure ici, mais les phénomènes peuvent être induits dans le réservoir, à petite comme à grande échelle. Or, à grande échelle, une modification significative de l'état de contraintes de toute une zone (réservoir pétrolier ou aquifère souterrain) peut engendrer des réajustements – si faibles soient-ils – sur l'ensemble de la structure géologique.¹⁰

Dans la synthèse rédigée dans PICOREF (2007), les auteurs pensent que la distribution spatio-temporelle des événements, dont la magnitude est de l'ordre de -2 à 0 sur l'échelle de Gutenberg-Richter, suggère un réajustement au coup par coup, écartant l'idée du développement d'une fracture hydromécanique (pour laquelle les microséismes seraient en effet localisés sur des zones bien délimitées dans l'espace et en communication avec la couche soumise à l'injection, dans un laps de temps court).

Ce phénomène est également observé à une échelle souvent bien plus importante après des dizaines d'années d'extraction dans le cadre de la production d'hydrocarbures. Les exemples sont assez nombreux et bien documentés, comme par exemple les champs de Gasli en Ouzbékistan, Gröningen aux Pays-Bas et Lacq en France.

Dans le cas du pilote d'injection de CO₂ à Lacq-Rousse, des événements microsismiques de magnitude (-3) à (-1,4) à sont observés au fond du puits d'injection, ainsi que cela a été présenté par Total lors de séminaires techniques à Pau en 2011 et 2012. En surface des événements de magnitude de (-1.1) à (-0.3) sont observés.

¹⁰ A petite échelle, les variations de pression importantes affectent directement le champ de contraintes local, ce qui peut aboutir à la réactivation de fractures existantes au voisinage, ou bien encore au développement de nouvelles fractures dans cette zone, comme déjà étudié ci-avant.

Si l'amplitude de la sismicité induite est en principe faible, compte tenu du niveau de la surpression dans un stockage de CO₂ (quelque MPa), des événements sismiques à plus forte magnitude ne pourraient-être exclus dans des zones tectoniquement instables où se trouvent la limite de la stabilité (équilibre limite). De nombreux exemples de ce type d'instabilité, survenus notamment dans le contexte des barrages, soulèvent l'importance du choix du site pour tout stockage souterrain.

3.4.7.5 AUTRES DESORDRES MECANIQUES

Dans un autre contexte, avec le stockage en cavité saline, on peut noter qu'une importante fuite de gaz a été constatée à Grand Bayou (USA), seulement six semaines après le démarrage de l'injection.

Par ailleurs, à Mineola en Texas, le pilier (ou paroi) entre deux cavités a été fragilisé à la fois par la surpression induite par un test d'injection et par la dissolution du sel par la saumure qui était sous-saturée. La nature mécanique de cet événement n'apparaît cependant pas dans notre base de données, car nous avons considéré que l'événement initiateur est une défaillance en exploitation et la conséquence (phénomène observé) n'est pas un effet mécanique mais une fuite par le puits, suivie d'une inflammation.

Enfin, il faut citer le cas de Haoud Berkaoui en Algérie, où un effondrement spectaculaire d'environ 300 m de large et 75 m de profondeur a été observé. Suite à une exploitation d'hydrocarbure, un forage a été abandonné sans cuvelage ni comblement. Ce forage a alors mis en communication un niveau salifère avec un aquifère profond à fort hydrodynamisme, en surpression de 2,5 MPa. Le sel a alors été lessivé, ce qui a amené à la formation d'une cavité, puis son effondrement. Parallèlement, un panache de saumure s'étendait alors sur plusieurs kilomètres (voir détails à l'annexe C4.6). A Wink Sink au Texas un accident similaire a été observé, à partir de la corrosion d'un puits non cimenté.

3.4.8 AUTRES PHENOMENES REDOUTES

3.4.8.1 EVENEMENTS SOUDAINS SURVENANT APRES UN PHENOMENE PROGRESSIF

Rappelons en préalable que nous avons exclu les cas d'effondrements de cavités salines, répertoriés par exemple dans Thoraval 2008, car nous les jugeons non pertinents pour le cas du CO₂. Nous pouvons néanmoins citer 5 cas spectaculaires de notre base de données qui montrent que des processus lents et progressifs peuvent entraîner des phénomènes soudains et d'intensité importante.

Dans les cas de Haoud Berkaoui en Algérie et de Wink Sink au Texas, déjà décrits à la section précédente, un effondrement a été observé, suite à la mise en communication d'un niveau salifère avec un aquifère profond par un puits : le lessivage progressif de l'horizon salifère a provoqué la création d'une cavité qui s'est ensuite effondrée.

Dans le cas du lac Nyos ou du lac Monoum au Cameroun, c'est un phénomène d'« éruption limnique » qui est en cause. Le CO₂, probablement d'origine volcanique, se serait progressivement stocké dans les eaux profondes du lac, d'autant plus denses qu'elles contiennent du CO₂ dissous. Sous l'effet d'un événement initiateur tel un séisme ou un glissement de terrain, les eaux ont été déstabilisées et ont alors dégazé du CO₂ en remontant, du fait de la baisse de

pression ; ce processus de dégazage – ou ex-solution – se serait développé dans l'ensemble des eaux du lac par une réaction en chaîne, conduisant en quelque sorte à une « ébullition » du CO₂ (Oldenburg et Lewicki, 2006). Dans le cas du lac Nyos, 240 000 tonnes de CO₂ se sont brutalement échappées et se sont dispersées sur 14 km aux alentours. L'accumulation du CO₂ dans des vallées encaissées et particulièrement confinées a provoqué la mort par asphyxie de plus de 1700 personnes et de dizaines de milliers d'animaux.

Ces quatre événements se sont produits dans des conditions spécifiques, *a priori* très différentes d'une condition de stockage souterrain de CO₂, mais il est utile de les répertorier car l'analyse des causes est riche d'enseignements pour la compréhension des phénomènes et la maîtrise de la sécurité.

Le cinquième cas est celui de Hutchinson, où une éruption de gaz naturel a eu lieu à 11 kilomètres du stockage, et a donné lieu à une explosion et des incendies. Après avoir cheminé le long d'un puits (raison pour laquelle ce cas a déjà été évoqué en 3.4.2), le gaz a migré à travers un horizon perméable, au sein duquel des poches de gaz se sont accumulées. Ce cas est détaillé à l'annexe C3.2.

Par ailleurs, on peut noter que Pruess, 2008 cite la possibilité que suite à une fuite, le CO₂ s'accumule dans un horizon supérieur, puis donne lieu à des relargages intermittents.

3.4.8.2 CONTAMINATION D'UN AQUIFERE

Ainsi qu'il a déjà été identifié dans des travaux d'analyse de risques précédents, une conséquence majeure des scénarios de fuite pourrait être une contamination d'horizons supérieurs – et notamment d'aquifères sus-jacents à un site de stockage – par le CO₂ ou par des substances qu'il est susceptible de contenir.

Le REX recueilli permet de préciser que les horizons de surface ne sont atteints que dans un cas sur trois, c'est donc principalement le milieu souterrain qui est impacté. La contamination d'un aquifère n'est avérée que dans 5 cas (6%).

Par ailleurs, les études menées par l'INERIS indiquent qu'en cas de migration d'un gaz vers un aquifère, il convient de se soucier à la fois de l'impact direct de ce gaz (effet géochimique dans le cas d'un gaz acide tel que le CO₂) et de l'impact potentiel des impuretés que ce gaz est susceptible de contenir. Cela concerne en premier lieu les impuretés « primaires » en provenance du site de captage : autres gaz acides (NOx, SOx...) et éléments trace. Cela concerne également les impuretés « secondaires », éventuellement remobilisées au sein du réservoir, et notamment les éléments trace métalliques (ETM) : ce point spécifique est décrit ci-après.

3.4.8.3 REMOBILISATION DES ELEMENTS TRACE

L'injection et le stockage du CO₂ produisent un impact sur la roche réservoir et sur la géochimie des fluides profonds. Via la mise en solution de substances « secondaires », notamment les éléments trace métalliques (ETM), des répercussions sur les écosystèmes superficiels sont possibles en cas de fuite de saumure hors du réservoir de stockage.

Les processus hydrogéochimiques susceptibles de remobiliser des ETM (éléments trace métalliques) au sein d'un réservoir de stockage de CO₂ sont de plus en plus étudiés. Des travaux tels ceux de Kharaka et al. (2007) ont montré que l'injection de CO₂ dans des aquifères salins profonds peut être responsable de la mobilité de certains ETM toxiques (métaux « lourds », métalloïdes) – même si ce mécanisme demeure à ce jour difficile à quantifier à long terme après injection. Pour plusieurs métaux, des facteurs d'enrichissement d'un voire deux ordres de grandeur sont avancés par Kharaka (2009, site de Frio (Texas USA°), Apps (2009, site ZERT) ou Little et Jackson (2011, étude en laboratoire).

Le nombre d'études expérimentales d'injection de CO₂ réalisées en conditions naturelles est faible. On résume ici les résultats d'une étude en « laboratoire naturel » réalisée par le Département de l'Energie des Etats-Unis, sur le site de Frio au Texas, qui s'apparente à un retour d'expérience car elle a été réalisée en grandeur réelle: ce cas est décrit plus en détail à l'annexe D. Du 4 au 14 octobre 2004, 1600 t de CO₂ ont été injectées dans des terrains sédimentaires (grès principalement) à environ 1500 m de profondeur. Environ 100 échantillons d'eaux et de gaz ont été prélevés avant, pendant et après cette injection (Kharaka et al., 2006). Les mesures effectuées en laboratoire sur les échantillons conditionnés ont montré une augmentation de la concentration en fer de 0,5 à 20 mM ainsi qu'en manganèse et en calcium.

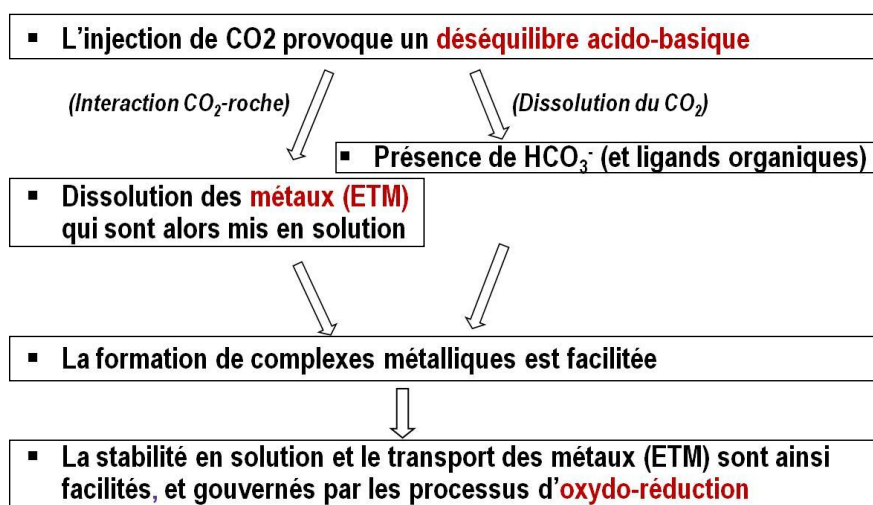


Figure 7. Représentation schématique des phénomènes en jeu dans le comportement des éléments majeurs et des ETM (source INERIS, Farret 2010)

Les ETM peuvent être transportés directement sous forme d'ions en solution, mais également sous forme de « complexes » : il s'agit de l'association de plusieurs espèces chimiques solubles¹¹ pour former une nouvelle espèce soluble souvent plus stable, ce qui peut avoir une forte influence sur leur transport. La Figure 7 illustre ce raisonnement.

La mobilité des éléments traces est par ailleurs très dépendante du comportement d'un certain nombre d'autres éléments : de nombreux ions métalliques -et en premier lieu le Fer- peuvent précipiter facilement (sous forme d'oxyde et d'hydroxyde) et « capturer » certains éléments trace, tels que plomb, l'arsenic ou l'uranium, par adsorption ou par précipitation dans la phase solide. A l'inverse, lorsqu'ils se dissolvent (suite à la baisse du pH, par exemple) ils libèrent alors ces éléments trace (phénomène de « scavenging »).

Il y a donc plusieurs raisons pour que ces phénomènes de complexation et d'oxydo-réduction gouvernent le devenir des ETM, et non seulement l'acidification initiale du milieu suite à l'injection de CO₂. Pour une vision plus complète de ces mécanismes et de leur étude, on pourra se reporter à la description de Frio à l'annexe D, au rapport établi par l'INERIS en 2011 (Farret, 2011) ou par celui établi par le Club CO₂ (Farret, 2012) en associant plusieurs instituts et industriels.

D'autres expérimentations de terrain sont en cours, à des profondeurs moindres (projets européens RISCS et CO₂FieldLab, résultats non publiés à ce jour). Dans le cadre d'une thèse de doctorat préparée à l'INERIS, un forage a été réalisé en juillet 2011 dans des terrains aquifères situés à proximité de l'ancienne mine AREVA de Lodève, Hérault. Une eau saturée en CO₂ y a été injectée à 56 m de profondeur, puis re-pompée après 3,5 jours de contact avec la roche encaissante. Les résultats montrent que le pH est passé de 7,30 à 5,90 et l'alcalinité a doublé par rapport à la situation initiale ; en ce qui concerne les éléments métalliques, la concentration en manganèse (Mn) a été multipliée par 5, celle en fer (Fe) par 13, et celle en zinc (Zn) par 25, celle en arsenic (As) par 2 environ (Rillard, 2012).

11 le chlore et le fluor sous leur forme ionique (Cl⁻ et F⁻), les ions carbonates (CO₃²⁻) et bicarbonates (HCO₃⁻), la matière organique...

4. CONCLUSIONS

Le Captage et Stockage du CO₂ (CSC) est une filière destinée à contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Comme pour toute filière industrielle, l'analyse et la collecte du retour d'expérience (REX) acquis sur différents sites est nécessaire pour assurer la diffusion des connaissances concernant les accidents possibles et leurs causes. Cela est d'autant plus important qu'il s'agit ici d'une filière émergente et que notre connaissance des mécanismes mis en jeu à moyen et long terme est encore imparfaite.

Conformément à ce que recommande l'état de l'art, la collecte du REX doit concerner non seulement les sites de stockage de CO₂, mais également les activités mettant en jeu des techniques ou des configurations géologiques similaires. Le travail présenté ici a consisté à construire une base de données de REX, à partir d'une recherche documentaire ciblant en premier lieu les incidents ou accidents sur le CSC et le stockage de gaz naturel. Cette recherche a été couplée à l'analyse de bases de données publiques dans le domaine industriel (dont principalement la base ARIA du Ministère en charge de l'Ecologie) contenant des événements sur les stockages souterrains et les exploitations d'hydrocarbures, ainsi que l'analyse d'analogues naturels impliquant du CO₂.

L'INERIS a ainsi recensé 80 cas qu'il a jugés pertinents, c'est-à-dire que les phénomènes en cause sont transposables au cas des stockages de CO₂. Parmi eux, 38 événements ont fait l'objet d'un descriptif détaillé qui est présenté en annexes C et D de ce rapport. Outre 3 sites pilotes de stockage de CO₂, les cas les plus représentatifs pour la filière CSC sont les stockages de gaz en aquifère (17 cas), en gisement d'hydrocarbure déplété (12 cas) et en cavité saline (12 cas).

La plupart des 80 accidents/incidents observés sont des fuites, avec éventuellement des conséquences conjointes, telle la contamination d'un aquifère sus-jacent à un stockage (avérée dans 5 des cas retenus).

Ce retour d'expérience a fait l'objet d'une première analyse quantitative.

En ce qui concerne l'origine des accidents et incidents, la cause principale est l'erreur de conception ou la sous-estimation de certains mécanismes lors de la conception (42% des cas où la cause est identifiée). Un tiers de ces soucis de conception se rapportent aux puits, et deux tiers à la géologie. Le plus souvent, il s'agit d'une caractérisation initiale du milieu qui est insuffisante pour détecter des failles ou hétérogénéités pré-existantes, ou bien du système géologique qui ne se comporte pas comme prévu : faute de données précises et de modèles prédictifs validés, les processus hydrauliques, mécaniques ou géochimiques sont différents des prévisions.

L'autre cause qui domine est la défaillance technique en exploitation (21% des cas), celle-ci se rapportant le plus souvent aux équipements de surface, à la tête de puits ou à la complétion (équipement) des puits. A cela, il faut ajouter les défaillances liées aux différentes interventions humaines (24 % des cas où les causes sont connues), soit du fait d'erreurs humaines en exploitation, soit au cours des phases critiques que constituent les travaux ou la maintenance sur les puits. Enfin, 9% des causes connues sont exogènes : cinq événements sismiques et un glissement de terrain.

On constate que les puits et la géologie du site sont concernés quasiment à part égale dans les fuites : 41% au total pour les différents types de puits, 37% pour le le réservoir, la roche-couverture et les discontinuités.

En ce qui concerne les phénomènes observés et leurs conséquences, dans presque un cas sur deux, il s'agit de fuites massives, impliquant le plus souvent un puits (49% en tout, dont blowouts 29%), tandis que 43% des cas sont des fuites plus lentes, moins bien localisées, qui atteignent la surface du sol près d'une fois sur deux. Ces fuites plus lentes sont en particulier constatées pour les stockages de gaz en aquifère ou en gisement déplété, qui sont les plus représentatifs par rapport au stockage de CO₂. Dans le cas des stockages en cavité saline, le blowout est plus fréquent (42% des cas) car le gaz est plus facilement mobilisable dans une cavité.

Parfois des effets mécaniques sont observés, avec une surrection des terrains sur un site de stockage de CO₂ et des cas d'effondrement sur des sites *a priori* assez différents du contexte CSC : stockage en cavité saline, site pétrolier.

Certains événements sont sans gravité et n'ont pas menacé l'intégrité des installations, d'autres sont plus graves, notamment sur les exploitations pétrolières. En ce qui concerne les stockages souterrains, un mort est à déplorer sur un stockage en aquifère de Ketzin (Allemagne) pendant les années 1960, et huit aux USA suite à des accidents sur des stockages de gaz en cavités salines.

Quelques enseignements peuvent être formulés en ce qui concerne la filière CSC.

Il y a au plus vingt sites actuellement opérationnels pour le stockage de CO₂ dans le monde, pour lesquels cinq événements sont signalés : sur ce nombre, un est une fuite avérée qui a notamment justifié une intervention sur un puits, deux sont de simples suspicions qui n'ont pas été confirmées, deux sont sans gravité : une surrection des terrains, un comportement du panache de CO₂ différent des prévisions initiales.

Malgré des pratiques aujourd'hui plus sécuritaires concernant les puits d'injection (forage et isolement), la durée de vie d'un stockage de CO₂ est très longue au regard du contexte pétrolier et gazier conventionnel. Notre base de données ne rend compte que de ce qui est objectivement constaté à ce jour sur des périodes de temps qui sont très courtes, comparées à celles d'un stockage du CO₂. Il faut également rappeler qu'il existe de par le monde des accidents et incidents dont nous n'avons pas connaissance, soit parce que le cadre réglementaire n'oblige pas l'opérateur à réaliser un *reporting* précis, soit parce que le stockage ne s'est pas comporté comme prévu, sans que cela ait été interprété comme un incident.

A ce titre, il est pertinent d'encourager la collecte des « signaux faibles », même s'ils n'ont pas occasionné de fuites ni de conséquences pour l'environnement : par exemple une défaillance du système de surveillance, un événement sismique induit, une surrection importante des terrains, ou le constat d'une mauvaise prévision de l'évolution du stockage (pour ces deux derniers points, des exemples sont donnés dans le présent rapport). Loin de stigmatiser des expériences « négatives », l'objectif de ce recueil d'informations est d'améliorer les pratiques et donc de contribuer à renforcer la sécurité des projets futurs.

5. REFERENCES

- Abou Akar A., Audibert N., Audigane P., Baranger P., Bonijoly D., Carnec C., Czernichowski I., Debeglia N., Fabriol H., Foerster E., Gaus I., Le.Nindre Y.M., Michel. K., Morin D., Roy S., Sanjuan B., Sayedi D. (2005) : « Stockage géologique de CO₂ : Analyse des risques, surveillance et mesures », Rapport final. BRGM/RP-53830-FR, septembre 2005, 108 p.
- AEA, 2005 : « MHIDAS references relating to a: List of known accidents that have occurred in underground storages (salt leached, aquifers and depleted fields) for natural gas or LPG », Report by AEA Technology Environment for the Health & Safety Executive, Dec 2005.
- Allison M. L., 2001a : « Hutchinson, Kansas: A Geologic Detective Story », Geotimes, American Geological Institute, October, 2001.
- Allison M. L., 2001b : « Natural gas explosions in Hutchinson, Kansas: unraveling a geologic mystery », Geological Society of America Abstracts with Programs, 33, 6, p132.
- Allison M. L., 2001c : « The Hutchinson Gas Explosions: Unraveling a Geologic Mystery », Kansas Bar Association, 26th Annual KBA/KIOGA Oil and Gas Law Conference, 1, p3-1 to 329.
- Apps J., Zheng L., Zhang Y., Xu T., Birkholzer J. T. (2010). Evaluation of Potential Changes in Groundwater Quality in Response to CO₂ Leakage from Deep Geologic Storage. *Transport in Porous Media*, 82(1), 215-246
- Applin P. L., 1925 : « The Stratton Ridge salt dome, Brazoria County, Texas », *Bulletin American Association Petroleum Geologists*, 9, 1-34.
- Araktingi R.E., Benefield M.E., Bessenyei Z., Coats K.H. & Tek M.R. 1984 : « Leroy Storage Facility, Uinta County, Wyoming: A Case History of Gas-Migration Control », *Journal of Petroleum Technology*, 36, 132-140.
- Barton CA, Zoback MD, Moos D., 1995 : "Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock.", *Geology*;23:683–6
- Archer, 2011 : «Better well Integrity», US-Norway Technology Partnership Conference, Minimising Oil Spills and Discharges to Sea (2011)
- Azaroual M., André L., Blaisonneau , Sbai A., Lombard J. M., Egermann P. (2007a) : « Etude des scénarios d'injection de CO₂ dans l'aquifère salin du Dogger du Bassin de Paris », Séminaire « Captage et stockage du CO₂ », 12-13 décembre 2007, Pau: 6 p.
- Azaroual M., André L., Blaisonneau, Sbai A., Lombard J. M., Egermann P. (2007b) : « Etude des scénarios d'injection de CO₂ dans l'aquifère salin du Dogger du Bassin de Paris : établissement de la relation Q-P-T-t », Séminaire « Captage et stockage du CO₂ », 12-13 déc. 2007, Pau : 25 p.
- Azaroual M., Lombard J.M., Lorizzo M., Broseta D., Fourar M., Billaux D., Saint Marc J., Egermann P (2007) : « Comportement du puits et du champ proche lors de l'injection de CO₂. », Séminaire « Captage et stockage du CO₂ », 12-13 décembre 2007, Pau : 8 p.

Bachu S. (2003) : « Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change », *Environmental Geology* (2003) 44 : 277-289.

Bachu S., Watson T. (2007) : « Factors affecting or indicating potential wellbore leakage », 3rd Well Bore Integrity Network meeting, March 12-13, Santa Fe, USA.

Bachu S., Watson T. (2007) : « Possible Indicators for CO₂ Leakage along Wells », GHGT-8, 2006 Watson and Bachu - Factors Affecting or Indicating Potential Wellbore Leakage; SPE Paper 106817.

Bachu et al., 2009 : "Review of failures for wells used for CO₂ and acid gas injection in Alberta, Canada", *Energy Procedia*, Volume 1, Issue 1, February 2009, Pages 3531-3537.

Barnds R. M., 1968 : « Playa del Rey Oilfield, Los Angeles County, California: natural gas storage », In:Beebe,B.W.& Curtis,B.F. (eds), *Natural Gases of North America: a symposium in two volumes*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 9, Volume One, 169173.

Bary A., Crotofino F., Prevedel B., Berger H., Brown K., Frantz J., Sawyer W., Henzell M., Mohmeyer K-U., Ren N-K., Stiles K & Xiong H., 2002 : « Storing Natural Gas Underground », *Oilfield Review*, Summer 2002, 11 pp (http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors02/sum02/p2_17.pdf).

Benson S., Cook P (2005) : « Underground geological storage », in IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage », Prepared by Working Group III of the IPCC. Cambridge University Press, New York.pp. .195-276.

Bech N., Larsen P., 2003. Simulation of CO₂ storage in the Havnsø aquifer, Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse, Rapport 2003/46, 17 pp.

Benson S. et Hepple R., 2005 : « Chapter 28: Prospects for early detection and options for remediation of leakage from CO₂ storage Projects », In:Thomas,D.C.& Benson,S.M.(eds), *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations*, Volume 2, Elsevier Limited ISBN: 0-08-04570-5, pp.1189-1203.

Berest P. et Brouard B., 2003 : « Safety of Salt Caverns Used for Underground Gas Storage », *Oil & Gas Science and Technology*, 58, 361-384.

Biddle K.T., 1991 : « The Los Angeles Basin: an overview », In:Biddle K.T. (ed), *Active Margin Basins*, American Association Petroleum Geologists Memoir, 52,5-24.

Bildstein O., Kervévan C., Lagneau V., Delaplace P., Crédoz A., Audigane P., Perfetti E., Jacquemet N, Jullien M., 2010, Integrative Modeling of Caprock Integrity in the Context of CO₂ Storage: Evolution of Transport and Geochemical Properties and Impact on Performance and Safety Assessment, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 65 (2010), No. 3, pp. 485-502

Bouc O., Bellenfant G., Rohmer J., Wertz F., Gastine M. (2010) : « Critères de sécurité pour le stockage géologique du CO₂ : approche qualitative / quantitative de scénarios de risque », rapport BRGM/RP-58280 – FR, 122 p.

Bouc O., Fabriol H., Brosse E., Kalaydjian F., Farret R., Gombert Ph., Berest P., Lagneau V., Pereira JM., Fen-Chong T., 2011, Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂. BRGM/RP-60369-FR, 154 p.,

Brosse E., Magnier C., Vincent B., 2005 : « Modelling Fluid-Rock Interaction Induced by the Percolation of CO₂-Enriched Solutions in Core Samples : The Role of Reactive Surface Area », Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFP, Vol.60 (2005), N°2 : 287-305.

Buschbach T.C. et Bond D.C., 1974 : « Underground Storage of Natural Gas in Illinois – 1973 », Illinois Petroleum 101, Illinois State Geological Survey, Department of Registration and Education, Urbana, Illinois, 71 pp. (<http://www.isgs.uiuc.edu/pttc/Illinois%20petroleum/IP101%20Underground%20Storage%20of%20Natural%20Gas%20in%20Illinois--1973.pdf>).

Brosse E., Magnier C., Vincent B. (2005) : « Modelling Fluid-Rock Interaction Induced by the Percolation of CO₂-Enriched Solutions in Core Samples : The Role of Reactive Surface Area », Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFP, Vol.60 (2005), n°2 : 287-305.

Camp Dresser & McKee, 2001 : «12. Earth/Geology Technical Report. Technical Report LAX Master Plan EIS/EIR», Prepared for: Los Angeles World Airports, U.S. Department of Transportation Federal Aviation Administration Prepared by: Camp Dresser & McKee Inc. January 2001, 47 pp.

Celia M.A., Bachu S., Nordbotten J.M., Gasda S.E., Dahle H.K., 2004 : « Quantitative estimation of CO₂ leakage from geological storage: analytical models, numerical models and data needs », In Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-Reviewed Papers and Plenary Presentations (E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy, ed.), IEA Greenhouse Gas Programme, Cheltenham, UK.

Chadwick A., Arts R., Bernstone C., May F., Thibeau S., Zweigel P., 2008. Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. Observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects. Report CO₂STORE_BPM_final, 275 p.

Chadwick R.A. et al., Latest time-lapse seismic data from Sleipner yield new insights into CO₂ plume development, GHGT-9, Energy Procedia 1, p.2103.

Chilingar G.V. et Endres B., 2005 : « Environmental hazards posed by the Los Angeles Basin urban oilfields: an historical perspective of lessons learned », Environmental Geology, 47, 302317.

CSLF, 2009, Phase I Final Report From CSLF Risk Assessment Task Force, Nov.2009

CO₂FieldLab. 2011 [cited 21/03/12; CO₂FieldLab Project Website]. Available from: <http://www.sintef.no/co2fieldlab>.

Coleman D.C., Meents W.F., Liu C-Li & Keogh R.A., 1977 : « Isotopic Identification of Leakage Gas from Underground Storage Reservoirs – A Progress Report », Illinois Petroleum 111, Illinois State Geological Survey, Department of Registration and Education, Urbana, Illinois, 10 pp.

Condor, J., Unatrakarn, D., Wilson, M., Asghari K., A comparative analysis of risk assessment methodologies for the geologic storage of carbon dioxide. Energy Procedia 4, 2011. 4036 - 4043

Czernichowski-Lauriol I., Pauwels H., Vigouroux P., Le Nindre Y.M. (, 2002) : « France's carbogaseous province: an illustration of natural processes of CO₂ generation, migration, accumulation and leakage », in: Proceedings of the Sixth

International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), October 1-4, Kyoto, Japan.

Czernichowski-Lauriol I., Sanjuan B., Rochelle C., Bateman K., Pearce J., Blackwell P. (1996) : « Analysis of the geochemical aspects of the underground disposal of CO₂: scientific and engineering aspects », in: Apps, J.A., Tsang, C-F. (Eds.), Deep Injection Disposal of Hazardous and Industrial Wastes, Scientific and Engineering Aspects. Academic Press : 565-583.

Damen K., van Troost M., Faaij A., Turkenburg W. (2006) : « A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO₂ capture and storage. Part A: Review and selection of promising conversion and capture technologies », in Progress in Energy and Combustion Science 32 (2006) : 215-246.

Davis T.L. & Namson J.S., 2004 : « Role of faults in California oilfields: PTTC field trip August 19, 2004 », Davis and Namson Consulting Geologists, 3916 Foothill Blvd., Suite B La Crescenta, CA 91214 USA (http://www.davisnamson.com/downloads/PTTC_FieldTrip_19Aug04_Final_LoRes.pdf).

Deflandre J-P., Huguet F. (2002) : « Microseismic monitoring on gas storage reservoirs : a ten-year experience », 17th World Petroleum Congress, Block 3 Forum 19, Rio Brazil, September 1st - 5th, 2002.

DNV, 2009 : CO₂QUALSTORE Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO₂, DNV report 2009-1425,

Dodds, K., Waston, M., Wright, I., 2011, Evaluation of risk assessment methodologies using the In Salah CO₂ storage project as a case history. Energy Procedia 4, 4162 - 4169.

DOE (US Department of Energy), 1980 : « OSC Strategic Petroleum West Hackberry Oil Storage Cavern Fire and Spill After Action Report »,

Eggleston W.S., 1948 : « Summary of Oil Production from Fractured Rock Reservoirs in California », Bulletin American Association of Petroleum Geologists, July, 1352-1355.

EIA, 2006 : « U.S. Underground Natural Gas Storage Developments: 1998:200 », Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, October 2006, 16pp.

Evans, 2008 : « An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology » préparé par le BGS (British Geological Survey) pour le compte de HSE (Health and Safety Executive).

Farret R., Bour O., Hulot C., Gombert P., 2010, Programme 190 « EVARISTE », Etat de l'art et analyse des risques pour un stockage de CO₂ en aquifère salin, Rapport n°2 : les risques en phase de stockage à long terme, Rapport INERIS-DRS-10-100887-12619A, publié en janvier 2011.

Farret R., Towards an integrated method for risk analysis of the CCS chain, 2011, Séminaire international « Evaluation et maîtrise des risques de Captage, Transport et Stockage de CO₂ (CTSC) : méthodes, pratiques et perspectives », Le Havre, 07-08 avril 2011.

Farret, R., Gombert, P., Lahaie, F., 2011, Design of fault trees as a practical method for risk analysis of CCS: application to the different life stages of deep aquifer storage, combining long-term and short-term issues, Energy Procedia 4, 2011. 4193-4198.

R. Farret, J-C. Manceau, Y. Le Gallo, N. Neuville, Note de synthèse Tâche 2.2 : Identification de scénarios de risques de référence pour un complexe de stockage de CO₂, Nov 2011, Convention n° 1094C0003 Ademe-GEOGREEN. (*voir aussi Rapport Final du projet MANAUS Phase 1 O. Bouc D. Busby R. Farret N. Neuville, Y. Le Gallo, T. Yalamas, Décembre 2011*).

Förster A., Norden B., Zinck-Jorgensen K., Frykman P., Kulenkampff J., Spangenberg E., Erzinger J., Zimmer M., Kopp J., Borm G., Juhlin C., Cosma C.G. & Hurter S., 2006 : « Baseline characterization of the CO₂SINK geological storage site at Ketzin », Germany. Environmental Geosciences, 13, 145-161.

Gaucher E.C., Défossez P.D.C., Disnar J.R., Laggoun-Défarge F., Pokryszka Z., Grgric D., Finqueneisel G., Jimmy T., Aimard N. (2007) : « Problématique du stockage du CO₂ en veines de charbon », Séminaire "Captage et stockage du CO₂ », 12-13 décembre 2007, Pau : 82-83.

GDF, 1996 : « Safe, Environmentally Sound Underground Storage Solutions », Gaz de France, Research and Development Division, Underground Storage Department, 20 pp.

Gebhardt F., Eby D. et Bernett D., 1996 : « Novel coiled tubing application controls large LPG storage well fire », World Oil, 217 (6), 43-46.

Gemmer et al., 2009 : « »,

GIEC (2005) : « Piégeage et stockage du dioxyde de carbone. Résumé à l'intention des décideurs et résumé technique », Rapport spécial du GIEC, 66 p.

Giraud J.-B. (2007) : « Evaluation quantitative des fuites de CO₂ vers l'atmosphère au niveau d'un puits bouché et abandonné dans un contexte de stockage à long terme dans des veines de charbon. Détermination des principaux facteurs de risques », rapport de stage de fin d'études, mars-Août 2007, Ecole des Mines de Nancy, 83 p.

Giraud J.-B. (2010) : « Analyse de la performance de l'intégrité long-terme d'un puits lors d'un stockage de CO₂ dans des veines de charbon - Projet MOVE-CBM », mémoire de stage de Master, Ecole des Mines de Nancy, février, 33 p.

Gombert P., Thoraval A. (2009) : « Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO₂. Rapport n°1 : les risques en phase d'injection », rapport INERIS DRS-08-95145-11842A du 06/10/2009.

Gouveia, F. J. and Friedmann, S. J. (2006) : « Timing and prediction of CO₂ eruptions from Crystal Geyser, UT », Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, CA, UCRL-TR-221731.

Halbouty M.T, 1979 : « Salt Domes: Gulf region, United States and Mexico », 2nd Edition. Gulf Publishing Company Book Division, Houston, Texas. 561 pp. Heffer K. (2002) : « Geomechanical influences in water injection projects: an overview », Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, Vol. 57 (2002), No. 5: 415-422.

Holloway S., Pearce J.M., Hards V.L., Ohsumi T., Gale J. (2007) : « Natural emissions of CO₂ from the geosphere and their bearing on the geological storage of carbon dioxide », *Energy* 32 (2007) : 1194–1201.

Hopper J.M., 2004 : « Gas storage and single-point failure », *Natural Gas*, Hart Energy Publishing, LP, 4545 Post Oak Place, Ste. 210, Houston, 4 pp.

Huerta N., Checkai D. L. , Tao Q., Bryant S. (2010) : « Sustained casing pressure analysis as an analog for CO₂ leakage along a wellbore : case study results and limitations », IEAGHG 6th wellbore integrity network meeting, Noordwijk Ann See, The Netherlands, report n°2010/10, may 2010.

IAWOWPSG, 2005 : « Accidental release of toxic chemicals into the atmosphere », International Airways Volcano Watch Operations Group (IAWOWPSG), Second Meeting, Lima, Peru, 26 to 30 September 2005. International Civil Aviation Organization Working Paper (IAWOWPSG/2-WP18), 6pp. (<http://www.icao.int/anb/iawowpsg/meetings/iawowpsg2/wp/WP18.pdf>).

IEA, 2006 : « Safe storage of CO₂ : experience from the natural storage industry », Technical study, report n° 2006/2, January 2006 : 123 p.

IEA-GHG, 2005, Weyburn monitoring and storage project, Synthetic report.

IPAC-CO₂, jan 2012, Findings on the Report Claiming Leaks of CO₂ from the Weyburn EOR Field ; The Kerr Investigation, IPAC CO₂ report

IPCC (2005) : “ IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage”, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.

Jones V.P. & Drozd R.J., 1983 : « Predictions of Oil and Gas Potential by Near-Surface Geochemistry », *Bulletin American Association of Petroleum Geologists*, 67, 932-952.

ISO 31000:2009. Risk management – Principles and guidelines.

Jones & Pirkle: <http://www.eti-geochemistry.com/FinalVersion1.10.htm>

Juhlin C., Giese R., Zinck-Jorgensen K., Cosma C., Kazemeini H., Juhojuntti N., Luth S., Norden B. & Forster, A., 2007 : « 3D baseline seismics at Ketzin, Germany: The CO₂SINK project », *Geophysics*, 72, B121-B135.

Kansas Geological Survey, 2001 : « Survey Responds to Hutchinson Natural Gas Explosion », *The Geologic Record*, Kansas Geological Survey, Volume 7.2. (<http://www.kgs.ku.edu/Publications/GeoRecord/2001/vol7.2/Page1.html>).

Katz D.L. & Tek M. R., 1981 : « Overview of Underground Storage of Natural Gas », *Journal of Petroleum Geology*, 33, 943-951.

Kharaka Y.K., Cole D.R., Hovorka S.D., Gunter W.D., Knauss K.G. and Freifeld B.M. (2006) : « Gas-water-rock interaction in Frio formation following CO₂ Injection: Implications to the storage of Greenhouse gases in Sedimentary basins », *Geology* 34, 577-580.

Kharaka Y.K. and Hanor J.S. (2007): « Deep fluids in the continents: I. sedimentary basins”, in Drever J.I. (Ed.) *surface and groundwater, weathering and*

soils » in Holland, Turekian K.K. (Exec. Eds.), Treatise on Geochemistry, vol. 5. Elsevier, 1-48.

Kharaka Y. K., Thordsen J.J., Hovorka S.D., Nance H.S., Cole D., R., Phelps T.J., Knauss K.G. (2009) : « Potential environmental issues of CO₂-storage in deep saline aquifers : geochemical results from the Frio-I brine pilot test, Texas, USA », in App. Geochemistry 24 (6), 1106-1112.

Khilyuk L. E., Chilingar G. V., Robertson J.O. JR. & Endres B., 2000 : « Gas Migration: events preceding earthquakes », Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 400 pp.

Kolata, D.R. & Wilson, W.J. 1991. Tectonic history of the Illinois Basin. In: Leighton et al, (eds), Interior Cratonic Basins, Memoir American Association Petroleum Geologists, 51, 263-286.

Knauss K. G., Johnson J. W., Steefel C. (2005) : « Evaluation of the impact of CO₂, co-contaminant gas, aqueous fluid and reservoir rock interactions on the geologic sequestration of CO₂ », in Chemical Geology, vol. 217, 3-4 : 339-350.

Kossow D., Krawczyk C., McCann T., Strecker M., & Negendank J. F. W., 2000 : « Style and evolution of salt pillows and related structures in the northern part of the Northeast German Basin », International Journal of Earth Sciences, 89, 652-664.

Johnson J. W., Steefel C. (2005) : « Evaluation of the impact of CO₂, co-contaminant gas, aqueous fluid and reservoir rock interactions on the geologic sequestration of CO₂ », Chemical Geology, vol. 217, 3-4 : 339-350.

Laier T. & Øbro H., 2004 : « Environmental and safety monitoring of the underground gas storage facility at Stenlille, Denmark », Abstract from 'The Future Development and Requirements for Underground Gas Storage in the UK and Europe'. Geological Society London Conference, Aberdeen, October 19-20th (Convened by Evans, D.J., Chadwick, R.A. & Rowley, W.J.).

Landes K.K., Amoruso J. J., Charlesworth L. J. Heany F. & Lesperance P. J., 1960 : « Petroleum resources in basement rocks », Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 44(10), 1682-1691.

Loizzo M., Lombardi S., Akemu O., Jammes L., Annunziatellis A., 2010, : « Risk of leakage through wellbores: is it really that high ? », IEAGHG 6th wellbore integrity network meeting, Noordwijk Ann See, The Netherlands, report n°2010/10, may 2010.

LeNeveu D.M. (2007) : « CQUESTRA ; a risk and performance assessment code for geological sequestration of carbon dioxide », Energy Conversion and Management 49 (2008), 32-46.

Little, M.G., Jackson, R.B. (2010) Potential impacts of leakage from deep CO₂ geosequestration on overlying freshwater aquifers. Environ. Sci. Technol. 44, 9225-9232.

Magnier C. et Michel A., 2007 : « Modélisation numérique des processus couplés chimie – transport dans le réservoir carbonaté du champ "X" (représenté en 2-D) », contribution au rapport final du programme PICOREF, Projet RTPG RE.4001/05 (PICOREF, 2007).

Mainguy M., P. Longuemare, A. Audibert and E. Lécolier, 2007 : « Analyzing the Risk of Well Plug Failure after Abandonment », Oil & Gas Science and Technology

- Rev. IFP, Vol. 62 (2007), No. 3, pp. 311-324. Marlow, 1989 : « Cement bonding characteristics in gas wells », Journal Petroleum Technology, 41(11), 1146–1153.

Meyer V., Hanssen T.H., Akemu O., Poupard O., 2009 : “ A risk-based approach for well integrity management within a CO₂ geological storage project : application to an abandoned well ”, TCCS-5, Trondheim, 16-17 June 2009, diaporama : 16 p.

Miyasaki, 2009 : « Well integrity: An overlooked source of risk and liability for underground natural gas storage. Lessons learned from incidents in the USA », In: Evans DJ, Chadwick RA (eds), 2009, Underground gas storage: worldwide experiences and future development in the UK and Europe, Special Publication vol 313, pp 163–172. Geological Soc, London.

Morisseau J.M., 2000 : « Uncontrolled leaching of salt layer in an oil field in Algeria », In Proc. S.M.R.I. Fall Meeting Technical Session, San Antonio, pages 330-333, 2000. National Transportation Safety Board (NTSB), 1993 : « »,

Magnier C., Michel A. (2007) : « Modélisation numérique des processus couplés chimie – transport dans le réservoir carbonaté du champ X (représenté en 2-D) », contribution au rapport final du programme PICOREF, Projet RTPG RE.4001/05 (PICOREF, 2007).

Meyer V., Hanssen T.H., Akemu O., Poupard O. (2009) : « A risk-based approach for well integrity management within a CO₂ geological storage project : application to an abandoned well », TCCS-5, Trondheim, 16-17 June 2009, diaporama : 16 p.

MUSTANG. A multiple space and time scale approach for the quantification of deep saline formations for CO₂ storage. 2011 [cited 21/03/12; MUSTANG Project Website]. Available from: <http://www.co2mustang.eu/>.

Nelson C.R., Evans J.M., Sorensen J. A., Steadman E.N. & Harjuu J. A., 2005 : « Factors affecting the potential for CO₂ leakage from geologic sinks. Plains CO₂ Reduction (PCOR) Partnership, Practical, Environmentally Sound CO₂ Sequestration », University of North Dakota, October 2005.

Nordbotten J.M., Kavetski D., Celia M.A., Bachu S. (2009) : « Model for CO₂ leakage including multiple geological layers and multiple leaky wells », Environmental Science and Technology, 2009, 43 (3), 743-749.

Oldenburg C. M., Lewicki J. L. (2006) : « On leakage and seepage of CO₂ from geologic storage sites into surface water », in Environ Geol (2006) 50: 691–705, DOI 10.1007/s00254-006-0242-0.

Oldenburg C. M., 2007 : « Joule-Thomson cooling due to CO₂ injection into natural gas reservoirs », Energy Conversion & Management 48/2007: 1808-1815.

Oldenburg C.M., Bryant S.L., Nicot J-P., 2009 : “ Certification framework based on effective trapping for geologic carbon sequestration ”, International Journal of Greenhouse Gas Control 3 (2009), 444-457. Pauwels H., Gaus I., Le Nindre Y.M., Pearce J., Czernichowski-Lauriol I. (2007) : « Chemistry of fluids from a natural analogue for a geological CO₂ storage site (Montmiral, France) : Lessons for CO₂-water-rock interaction assessment and monitoring », in Appl. Geochemistry, Vol. 22, n° 12 : 2817-2833.

Perry K. F., 2005 : « Chapter 9: Natural gas storage industry experience and technology: potential application to CO₂ geological storage », In: Benson S. ,

Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations, Volume 2, Elsevier Limited ISBN: 0-08-04570-5, pp.815-825.

PetroFind Geochem, 2010, Geochemical soil gas survey: A Site Investigation of SW30-5-13-W2M Weyburn Field, SASKATCHEWAN.

PICOREF, 2007 : « PICOREF : Piégeage du CO₂ dans les réservoirs en France. », Rapport final RTPG RE 4001/05, septembre 2007, 241 p.

Piessons K. et Dusar M., 2003 : «CO₂ sequestration in abandoned coalmines », Proceedings of the International Coal bed Methane Symposium, May 5-9, Tuscaloosa, Alabama. Paper No. 346.

Pirkle R.J., 1986 : «Proceedings of the American Gas Association Meeting », Chicago, IL, April 1986.

Pirkle R.J. & Jones V.T., 2004 : «Applications of Petroleum Exploration and Environmental Geochemistry to Carbon Sequestration. <http://www.eti-geochemistry.com/FinalVersion1.10.htm>. »

Poston SW, Berg RR., 1997 : "Overpressured gas reservoirs", Richardson (TX): Society of Petroleum Engineers, p. 138.

Pruess, K. Leakage of CO₂ from geologic storage: role of secondary accumulation at shallow depth, LBNL 63354. Int. J. Greenhouse Gas Control, 2 (1), 37-46, doi:10.1016/S1750-5836(07)00095-3, 2008.

Pruess, K. On CO₂ fluid flow and heat transfer behavior in the subsurface following leakage from a geologic storage reservoir, LBNL-60076. Env. Geol., Vol. 54, No. 8, pp. 1677–1686, DOI 10.1007/s00254-007-0945-x, June 2008.

Riegle J.R., 1953 : « Gas Storage in the Playa Del Rey Oil Field », In: Summary of Operations, California Oil Fields, State of California Division of Oil and Gas, San Francisco, California, 39(2), 17-33.

Rillard J., Gombert P., Toulhoat P., Zuddas P. Impact of CO₂ injection on groundwater chemistry and trace elements behavior: results from a field experiment. European Mineralogy Conference, septembre 2012, Francfort (Allemagne).

RISCS. Research into impacts and safety in CO₂ storage. 2011, Available from: <http://www.riscs-co2.eu/>.

Ringrose P., Atbi M., Mason D., Espinassous M., Myhrer Ø., Iding M., Mathieson A., Wright I (2009) : « Plume development around well KB-502 at the In Salah CO₂ storage site. First break », special topic "CO₂ Sequestration", vol. 27, January 2009, EAGE : 85-89.

Ringrose P., Mathieson A., Wright I., Øye K., Raikes S., Roberts D.M., Bissell R., Iding M., Gemmer L., Saoula N., Midgley J., Iliffe J. & Darling T. (2009) : « The In Salah CO₂ storage demonstration project: Short-term monitoring to constrain long-term verification », 5th CCS conference, Trondheim , 16-18 june 2009 : 19 p.

Roegiers J.C., 2002 : « Well modelling: an overview », Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, Vol. 57 (2002), No. 5, pp. 569-577.

Rohler H., Bornemann T., Darquin A. & Rasmus J., 2004 : «The Use of Real-Time and Time-Lapse Logging-While-Drilling Images for Geosteering and Formation Evaluation in the Breitbrunn Field », Bavaria, Germany. SPE Drilling & Completion, 133-138 (http://www.spe.org/elibinfo/eJournal_Papers/spe/2004/EDC/09/00089016/00089016.htm).

Roux P., Nedelec B., Bouissou C., Lagny C (2009) : Contribution de l'INERIS pour les étapes 2, 3 et 4 du module 5 du projet METSTOR : Méthologie de sélection des sites de stockage du CO₂ dans les réservoirs souterrains en France. Rapport INERIS DRA-07-79351-11037A. Pages 18-24, annexe C.

Rutqvist J., Tsang C.-F., 2002: "A study of caprock hydromechanical changes associated with CO₂ injection into a brine aquifer", Environ. Geol. 42, 2-3, 296-305.

Rohmer, 2011 : "Coupled Large Scale Hydromechanical Modelling for Caprock Failure Risk Assessment of CO₂ Storage in Deep Saline Aquifers"

Seni S.J. et Jackson M. P. A., 1983 : « Evolution of Salt Structures, East Texas Diapir Province, Part 1: Sedimentary Record of Halokinesis », Bulletin American Association Petroleum Geologists, 67, 1219-1244.

SoCal, 2004 : « Southern California Gas Company's application to value and sell surplus property at Playa Del Rey and Marina Del Rey », Document a.99-05-029 draft Environmental Impact Report.

Stauffer P., H.Viswanathan H., Pawar R., Guthrie G. (2009). System Model for Geologic Sequestration of Carbon Dioxide, Environ. Sci. Technol., 2009, 43 (3), 565-570.

Tazieff H. (1989) : « Mechanisms of the Nyos carbon dioxide disaster and of so-called phreatic steam eruptions », in Journal of Volcanology and Geothermal Research, 1989, vol. 39, n°2-3 : 109-116.

Thoraval, A., Vidal-Gilbert, S., 2006. Impact mécanique d'un stockage de CO₂ dans un ancien gisement d'hydrocarbures du Bassin parisien. Rapport d'études INERIS n°DRS-06-62368/RN01, 57 p.

Thoraval, A., Charmoille, A., Lahaie, F., 2009, Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains, rapport référencé DRS-08-86168-00481D, lien internet <http://www.ineris.fr/centredoc/drs-08-86168-00481d-v12final.pdf>

Torp, T. A., 2007 : « SLEIPNER - 10 years of CO₂ storage - Why is it safe? » , 2nd International Symposium on Captage and Geological Storage, October 4 2007, Paris, 26 p.

Überer W., Grosswig ST. & Hurtig E, 2004 : « Detection and sealing of a tubing leakage at the underground gas storage well Breitbrunn 21 », Erdöl, Erdgas, Kohle, 120(11), 379-385.

Vieth A., Scherf A.-K., Mangelsdorf K., Horsfield B., Morozova D., Würdemann H. (2009) : « Insights into the Deep Biosphere and its related changes with CO₂ injection ». CO₂NET Annual Seminar, 18-19 June 2009, Trondheim, Norway, 26 p.

Warren J.K., 2006 : « Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons », Springer-Verlag, Berlin, 1035 pp.

Watson T. and Bachu S., 2007 : « Factors Affecting or Indicating Potential Wellbore Leakage. SPE Paper 106817.

Watson T., Bachu S., 2008 : « Review of failures in wells used for CO₂ and acid gas injection », IEAGHG 6th wellbore integrity network meeting, Noordwijk Ann See, The Netherlands, report n°2010/10, march 2008.

Wright T. L., 1991 : «Structural geology and tectonic evolution of the Los Angeles Basin », In: Biddle K.T. (ed), Active Margin Basins, American Association Petroleum Geologists Memoir, 52, 35-134.

Ziegler P. A. 1990 : « Geological Atlas of Western and Central Europe », Shell International Petroleum Maatschappij B.V.

Zuddas P., 2009 : « Evaluation des conséquences pour l'environnement du stockage géologique du CO₂: état de l'art », Rapport UCBL, septembre 2009, 25 p.

6. LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation	Nombre de pages
Annexe A	Base de données REX – version 2012	4 A4
Annexe B	Description de la méthode globale d'analyse des risques utilisée et de la terminologie associée et identification des scénarios de risques pour les stockages de CO ₂	12 A4
Annexe C	Description de cas d'accidents	28 A4
Annexe D	Description d'expérimentations ou de pilotes	9 A4
Annexe E	Les principes du stockage en aquifère salin	4 A4

ANNEXE A

BASE DE DONNEES REX – VERSION 2012

Lieu	Date	Fluide et Type d'exploitation	Source: BD ou doc de synthèse	Complément bibliographique	Profondeur totale	Phase ou type de travaux a	Evenement Principal EP (détaillé)	EP (typologie)	Phénomène final, si pertinent	Cause	Cause (typologie)	Element du système en cause (détail)	Elément	Elément (typologie)	Volume / intensité du phénomène	Conséquences	Mesures prises (y/c évacuation)	Remarques et Enseignements
Lac Nyos, Cameroun	21/08/1986	Analogue naturel CO2	INERIS 2009, "Risques liés au stockage du CO2 en	Lewicki et al, 2006		Néant	Arrivée brutale en surface d'eaux chargées en CO2.	Autre	Fm - Fuite massive	"éruption limnique", origine mal connue	Autre		Au	Autre	240 000 t de CO2 mini.	1700 morts		
Lac Monoun, Cameroun	15/08/1984	Analogue naturel CO2	INERIS 2009, "Risques liés au stockage du CO2 en	Lewicki et al, 2006		Néant	Arrivée brutale en surface d'eaux chargées en CO2.	Autre	Fm - Fuite massive	Glissement de terrain	E - Exogène (séisme...)		Au	Autre		37 morts		
Sainte Marguerite, Massif Central		Analogue naturel CO2	INERIS 2009, "Risques liés au stockage du CO2 en	Pokryszka & Charmoille (2008)		Néant	Emanations de CO2 en surface sur une large zone	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Phénomène permanent, activité volcanique			F	F - Faille préexistante				
Latera, Italie		Analogue naturel CO2	INERIS 2009, "Risques liés au stockage du CO2 en	Gombert 2009		Néant	Emanations de CO2 en surface sur une large zone	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Phénomène permanent, activité volcanique et sismique			F	F - Faille préexistante				
Montagnes Albani, Italie	1995 et 1999	Analogue naturel CO2	INERIS 2009, "Risques liés au stockage du CO2 en	Lewicki et al, 2006		Néant	Emanations de CO2 en surface sur une large zone	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Phénomène permanent, émanations plus brutales en 1995 et 1999	E - Exogène (séisme...)		F	F - Faille préexistante				
Mammoth Mountain, Californie, USA		Analogue naturel CO2	INERIS 2009, "Risques liés au stockage du CO2 en	Lewicki et al, 2006	2000 env.	Néant	Emanations de CO2 en surface	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Phénomène permanent, activité volcanique et sismique			F	F - Faille préexistante				
Clear Lake, Californie, USA		Analogue naturel CO2	INERIS 2009, "Risques liés au stockage du CO2 en	Lewicki et al, 2006		Néant	Emanations de CO2 en surface	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Phénomène permanent, activité volcanique			F	F - Faille préexistante				
Weyburn, Canada	2011	CCS (pilote)				Stockage en exploitation	Fuite suspectée au voisinage de la surface mais non confirmée	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface			Autre		Au	Autre				
Sleipner, mer du Nord, Norvège	mai 2008, avril 2012	CCS (pilote)	INERIS 2009, "Risques liés au stockage du CO2 en	Torp 2007		exploitation (injection)	Extension du panache différente des prévisions	Autre (y/c éruption limnique)			C - Conception ou écarts		Gr	Gr - Géologie: roche	Panache de 4 km de long x 1 km au lieu d'un cercle de 2 km de			
Sleipner, mer du Nord, Norvège	mai 2008, avril 2012	CCS (pilote)		NRDC, mars 2009 ; Le Monde, 21 avril 2012		exploitation (injection)	1 fuite suspectée mais non confirmée , 1 fracture découverte au	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface				Formation géologique, caprock	Gr	Gr - Géologie: roche	En ce qui concerne les fuites et fracturations (2008, 2012), aucun			Les incidents à Tordis (mai 2008) sont distants de 300km et impliquent de la
In Salah, Algérie	2007	CCS (pilote)		Ringrose et al, 2009		exploitation (injection)	Migration latérale le long d'une zone faillée puis remontée le long	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Faille	C - Conception ou écarts	Puits, Failles			environ 300 kg/an après réfection de la tête de puits		Reprise de la tête de puits	
Clute, Texas, USA	1988/1989	Ethylène / Stockage en cavité saline	HSE (2008)	Kolmetz (2007: http://kolmetz.com/pdf/Ethylene-safety-		Stockage en exploitation	Migration de l'éthylène hors de la cavité de stockage	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments		Fuite de produit à partir du cuvelage conduisant au réservoir		Puits	Pm	Pm - Puits, pièces métalliques	7 M de gallons d'éthylène (6 M\$) perdus sur 4 mois	Pas de victime		
Castaic, Californie, Etats Unis	16/11/2002	Gaz / Gisement	ARIA (n°23712), HSE(2008)	Davis & Namson [2004] ; Khilyuk et al. [2000]	760 m	Exploration / Forage	Explosion incendie	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Poche de gaz superficielle entraînée lors de la sortie de l'outil de forage	H - erreur Humaine	Puits d'extraction de pétrole brut	Pm	Pm - Puits, pièces métalliques	flammes de 60 m	Homme (1 mort et 1 blessé)	Extinction de l'incendie par équipes spécialisées Colmatage provisoire du	Mauvaise manipulation lors de la sortie de l'outil de forage
Indonésie	27/05/2002	Gaz / Gisement	ARIA (n°22955)			Exploration	Explosion incendie sur un puits	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie			Puits				Homme (6 blessés)	Laisser brûler la fuite de gaz	
Pasarlapudi, Inde	08/01/1995	Gaz naturel / Gisement	ARIA (n°8542)			Forage	blowout (éruption de gaz), incendie	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Pas explicité (augmentation de la pression du gaz)	D - Défaillance en	Puits de gaz naturel	Pm	Pm - Puits, pièces métalliques	1Mt./j de gaz rejetées pendant 62 j.	Population agricole vivant à proximité	Evacuation 10000 pers. Utilisation d'explosifs pour stopper l'incendie.	Considéré comme un des plus importants désastres écologiques en Asie du Sud
Rapides Parish (USA)	02/06/2001	Gaz naturel / Gisement	ARIA (n°21584)			Forage	blowout (éruption de gaz)	B - Blowout du puits		Défaillance dans la préparation du terrain ?	C - Conception ou écarts	Puits d'extraction de gaz naturel	Pm	Pm - Puits, pièces métalliques	Moins de 5 jours		Evacuation de 100 habitants dans un rayon de 1500 m.	
Naftshahr, Iran	29/05/2010	Gaz naturel / Gisement	ARIA (n°38347)			Exploitation	Incendie	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Cimentation défectueuse	C - Conception ou écarts	Puits d'extraction de pétrole brut	Pc	Pc - Puits, cimentation ou bouchon		Homme (3 morts, 12 blessés)	Une équipe de secours (Croix Rouge) est envoyée sur les lieux	Cimentation défectueuse
Chongqing, Chine	25/03/2006	Gaz naturel / Gisement	ARIA (n°31593), HSE(2008)	UNEP: http://www.unep.org/pdf/apell/disasters/china_well/china.htm#impacts ; WWSWS [2003] ;		Exploration	Fuite de gaz	B - Blowout du puits		Pas explicité (contexte géologique compliqué)	T - Travaux / maintenance	Puits d'extraction de gaz naturel	Pm	Pm - Puits, pièces métalliques et complétion		Homme Ecos. aquatique Ecos. terrestre	Evacuation sur un rayon de 1 km (11 000 personnes). Interdiction de boire l'eau (cause méthane). Colmatage de la fuite le	
Anahuac, Etats Unis	19/08/2000	Gaz naturel / Gisement	ARIA (n°19858)		3000	Exploitation	Blowout (éruption de gaz)	B - Blowout du puits		Non précisé		puits d'extraction de gaz	Pm	Pm - Puits, pièces métalliques et complétion		pas de victime a priori	Evacuation de 130 familles dans un rayon de 3 km ; zone d'exclusion aérienne de 8 km. Colmatage du puits.	
Longview, Texas, Etats Unis	15/01/2001	Gaz naturel / Gisement	ARIA (n°20717)			Exploration	Explosion incendie sur un puits	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Travaux sur le puits	T - Travaux / maintenance	Puits	Pm	Pm - Puits, pièces métalliques		Homme (1 blessé)	Evacuation des populations sur un rayon de 2 400 m	Travaux sur le puits entraînant une explosion
West City, Etats Unis	09/01/2001	Gaz naturel / Gisement	ARIA (n°19915)			Exploration	Incendie sur un puits	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Foreuse atteignant une poche de méthane	E - Exogène (séisme...)	Puits d'exploration	Pe	Pe - Puits extérieur, puits		Homme (5 blessés)	Dépressurisation du réservoir par les secours. Evacuation d'environ 40	Foreuse atteignant une poche de méthane
Haltenbanken, Norvège	07/10/1985	Gaz naturel / Gisement	ARIA (n°14529)	West Vanguard report (SINTEF) ; Vik et al. [1991]		Exploration / Forage	Blowout, explosion incendie sur un puits	B - Blowout du puits		le puits de forage atteint une poche de gaz	E - Exogène (séisme...)	Forage pétrolier	Pm	Pm - Puits, pièces métalliques	Coût de la remise en état de la plateforme : 68 M\$	Homme (1 mort)	Evacuation rapide du personnel de la plateforme (1 personne manquante)	
Au large des côtes de la Californie, Océan Pacifique	28/01/1969	Gaz naturel / Gisement pétrole	HSE(2008)			Exploration	Déversement	D - Déversement		Absence de cuvelage au-delà de 73 m de profondeur	C - Conception ou écarts		Pm	Pm - Puits, pièces métalliques	14 000 tonnes	Homme Ecos. Marin	Barrage, dispersants, nettoyage par des volontaires, évacuation	Absence de cuvelage
Leyden, Arvada, Colorado, USA	1960-2000	Gaz naturel / Stockage ancienne mine de	HSE (2008)	Raven Ridge Resources (1998)		Stockage en exploitation	Migration du gaz au-dessus de la zone de stockage	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments		Caprock non imperméable au gaz	C - Conception ou écarts	Caprock	Gc	Gc - Géologie: couverture	\$278,000 de dommages (fermeture du site en 2001)			

Lieu	Date	Fluide et Type d'exploitation	Source: BD ou doc de synthèse	Complément bibliographique	Phase ou type de travaux	Evenement Principal EP (détaillé)	EP (typologie)	Phénomène final, si pertinent	Cause	Cause (typologie)	Element du système en cause (détail)	Elément (typologie)	Volume / intensité du phénomène	Conséquences	Mesures prises (y/c évacuation)	Remarques et Enseignements
Crossville, Illinois, USA	1965-2000	Gaz naturel / Stockage ancienne mine de	HSE (2008)	Pirkle (1986); Pirkle & Price (1986); Jones & Burtell (1994)	Stockage en exploitation	Migration du gaz hors de la zone de stockage	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments	C - Contamination aquifère	Migration du gaz à travers le puits puis à travers le recouvrement via les failles	C - Conception ou écarts	Puits, failles	F - Faille préexistante				
Anderlues, Belgique	1980-2000	Gaz naturel / Stockage ancienne mine de charbon (C4.1)	HSE (2008)	Piessons & Duser (2003)	Stockage en exploitation	Migration du gaz de la zone de stockage vers les niveaux miniers moins profonds	Fd - Fuite lente ou diffuse en surface		Caprock non imperméable au gaz	C - Conception ou écarts par rapport aux	Caprock	G - Géologie, réservoir, couverture	Coût de maintenance du site de stockage très important		Arrêt des opérations en 2000 suite à une connexion avec des niveaux exploités peu profonds	
Playa del Rey, Los Angeles, Californie, USA	/4/2003	Gaz naturel / Stockage en aquifère	HSE (2008)	Paterson et Marquez (2003)	Stockage en exploitation	Fuite de gaz (mélangé à un fin brouillard de pétrole) pendant 25 mn	Fm - Fuite massive		Rupture d'une valve dans l'unité de compression	D - Défaillance en		Eq - Equipements en surface		Pas de victime		
Frankenthal, Allemagne	30/09/1980	Gaz naturel / Stockage en aquifère	HSE (2008)	AEA (2005)	Stockage en exploitation	Fuite de gaz, pas d'incendie	Fm - Fuite massive		Forage dans une canalisation existante ?	H - erreur Humaine	Canalisation	Eq - Equipements en surface (y/c tete de	Pas de victime mais perte financière importante (5 M€)	Pas de victime	Injection d'eau et de boue (sans succès), puis mise en place d'une vanne	Fermeture du site
Chalk Creek et Coalville, Utah, USA	années 1970	Gaz naturel / Stockage en aquifère	HSE (2008)	Jones & Drozd, 1983; Morgan (2004)	Stockage en exploitation	Gaz détecté au dessus du stockage	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments		Migration du gaz en dehors du réservoir (par les failles ?)	C - Conception ou écarts	Failles ?	F - Faille préexistante		Pas de victime		Fermeture du site
Northern Indiana, USA	Pas disponible	Gaz naturel / Stockage en aquifère	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977)	Stockage en exploitation	Fuite de gaz	Fd - Fuite lente ou diffuse en surface		Réservoir trop près de la surface	C - Conception ou écarts	Réservoir / Caprock	G - Géologie, réservoir,		Pas de victime		Fermeture du site
Leroy, Wyoming, E.U.	1973-1978	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.1)	HSE(2008) ; Nelson et al. [2005]	Arakting et al. [1984], Katz & Tek [1981]	Stockage en exploitation	Fuite de gaz	Fm - Fuite massive		Corrosion du cuvelage d'un ancien puits. Fracturation de la	D - Défaillance en	Ancien puits de prospection, mais également défauts	Pe - Puits extérieur, puits	17 millions de m3 de gaz perdu		Reprise de puits. Utilisation de gaz traceurs pour identifier l'origine des	Présence d'une grande faille, supposée non passante
Brookville, Illinois, USA	1963-1966	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.10)	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977)	Stockage en exploitation	Des tests d'injection révèlent une fuite	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments susjacentes		Fuite à travers failles et caprock	C - Conception ou écarts par rapport aux	Failles et caprock	F - Faille préexistante		Pas de victime		La présence de failles, de fuites à travers le caprock conduisent à l'abandon du site
Leaf River, Illinois, USA	1968-1971	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.11)	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977)	Stockage en exploitation	Des tests d'injection révèlent une fuite	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments susjacentes		Fuite à travers failles et caprock	C - Conception ou écarts par rapport	Failles et caprock	F - Faille préexistante		Pas de victime		La présence de failles, de fuites à travers le caprock conduisent à l'abandon du site
Herscher, Illinois, USA	Avril-Juin 1953	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.12)	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977)	Stockage en exploitation	Gaz trouvé dans les puits existants dans l'aquifère de surface après 6 semaines d'opération	Fd - Fuite lente ou diffuse en surface	C - Contamination aquifère	Inconnue	C - Conception ou écarts par rapport aux		G - Géologie, réservoir, couverture				Choisir un réservoir de stockage correctement isolé de la surface: abandon des formations de Galesville au profit de Mont Simon
Stenlille, Danemark	/1995	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.2)	HSE (2008)	Laier et Øbro (2004 & in press)	Stockage en exploitation	Migration du gaz hors du réservoir	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface	C - Contamination aquifère	Fuite du cuvelage	D - Défaillance en	Puits	Pm - Puits, pièces métalliques		Pas de victime		Fermeture du site
Chemery, France	25/09/1989	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.3)	ARIA (n°171), HSE(2008)	NAWPC (1999); IAVWOPSG (2005)	Intervention technique sur un puits	Fuite de gaz importante, pas d'explosion	Fm - Fuite massive		Erreur humaine (?) durant une maintenance de routine de la complétion du puits (remplacement d'un filtre)	H - erreur Humaine	Puits (filtre)	Eq - Equipements en surface (y/c tete de puits)	150000 m3/h pendant 50 h (perte financière : 5 MF)	Pas de victime	Colmatage boues + billes d'acier (coût intervention : 3MF) Détournement de la circulation aérienne. Ligne électrique fermées.	Pas d'explosion Fermeture du site
Ketzin (Knoblauch), Berlin, Allemagne	1960-2000	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.4)	HSE (2008)	http://www.mydeltaquest.com/english/archive-New-technology-would-	Stockage en exploitation	Migration du gaz hors du réservoir vers la surface	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Caprock non imperméable au gaz, migration le long de failles présentes dans	C - Conception ou écarts	Caprock. Vieux puits	G - Géologie, réservoir,		1 mort	Mise en sécurité des populations près du site (la ville de Knoblauch fut	
Pleasant Creek, Californie, USA	1972-1976	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.5)	HSE (2008)	Jones & Drozd, 1983; Jones & Pirkle: http://www.eti-	Stockage en exploitation	Migration du gaz en dehors du réservoir	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments		Confinement du stockage insuffisant	C - Conception ou écarts	Caprock	G - Géologie, réservoir,	Pas d'information			
Manlove, Illinois, USA	1961-1963	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.6)	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977)	Stockage en exploitation	Migration de gaz des réservoirs vers les dépôts glaciaires	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments susjacentes		Les investigations réalisées, notamment sur les puits, n'ont pas permis de découvrir l'origine de la fuite. Permabilité trop	C - Conception ou écarts par rapport aux	Caprock ?	G - Géologie, réservoir, couverture			Creusement de puits de ventilation pour prévenir l'accumulation de gaz dans les formations proches de la surface	Abandon des choix préalables de stockage. Choix d'un stockage plus profond (à 1200 m)
Pontiac, Illinois, USA	1963-1974	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.7)	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977)	Stockage en exploitation	Migration du gaz stocké hors du réservoir	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments susjacentes		Scellement procuré par le caprock inefficace	C - Conception ou écarts par rapport aux	Caprock	G - Géologie, réservoir, couverture				Après une période de test et d'injection (en 1970) à l'aide d'un gaz inerte, le site a été abandonné en 1974
Troy Grove, Illinois, USA	1957-1959	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.8)	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977); Hunt (2004)	Stockage en exploitation	Fuite de gaz du réservoir depuis le début du stockage	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Perméabilité des formations comprises entre le réservoir et le	C - Conception ou écarts	Couche au dessus du réservoir (en incluant le caprock)	G - Géologie, réservoir,			Extraction du gaz et ré-injection en profondeur	
Waverley, Illinois, USA	Années 1960	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C1.9)	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977)	Stockage en exploitation	Migration de gaz vers les niveaux proches de la surface	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Perméabilité des formations localisées au toit immédiat du réservoir	C - Conception ou écarts	Caprock	G - Géologie, réservoir,		Pas de victime		Fermeture du site
Sciota, Illinois, USA	1971-1974	Gaz naturel / Stockage en aquifère (C5.6)	HSE (2008)	Buschbach & Bond (1974); Coleman et al. (1977)	Stockage en exploitation	Fuite de gaz	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments susjacentes		Scellement procuré par le caprock inefficace	C - Conception ou écarts par rapport	Caprock	G - Géologie, réservoir, couverture				Après une période de test et d'injection (entre 1971 et 1972) le site a été abandonné en 1974

Lieu	Date	Fluide et Type d'exploitation	Source: BD ou doc de synthèse	Complément bibliographique	Phase ou type de travaux a	Evenement Principal EP (détaillé)	EP (typologie)	Phénomène final, si pertinent	Cause	Cause (typologie)	Element du système en cause (détail)	Elément (typologie)	Volume / intensité du phénomène	Conséquences	Mesures prises (y/c évacuation)	Remarques et Enseignements
Conway, McPherson County, Kansas, USA	1980-2002	Gaz naturel / Stockage en cavité saline	HSE (2008)	Ratigan et al (2002)	Stockage en exploitation	Migration du gaz stocké hors du réservoir	Fd - Fuite lente ou diffuse en surface	C - Contamination aquifère	Problèmes pouvant être liés à des effets de roche-mère (rockhead) humide	C - Conception	Roche mère dans laquelle la cavité de stockage a été creusée	G - Géologie, réservoir,			120 personnes déplacées de 1980 à 1981	
Hutchinson, Kansas, E.U.	20/01/2001	Gaz naturel / Stockage en cavité saline (C3.2)	ARIA (n°20712), HSE(2008)	Allison [2001], Kansas Geological Survey Web Site [2001]; Berest et Brouard [2003]	Stockage en exploitation	Eruption de gaz de surface. Accumulation dans fondations	Fm - Fuite massive	EI - Explosion, incendie	Malfaçon lors de la foration d'un ancien puits bouchonné. Mise en communication de puits par l'intermédiaire d'une	Autre	Ancien puits, couche très poreuse en perméable	Pe - Puits extérieur, puits abandonné, puits	2 millions de m3 de gaz (fuite pendant 4 j)	3 blessés		Nécessité de reconnaître : les vieux puits, les horizons perméables du recouvrement
Stockage dans un dôme de sel, Mississippi, USA	Au début des années 1980	Gaz naturel / Stockage en cavité saline	HSE (2008)	Pirkle (1986) ; Pirkle & Jones (2004)	Stockage en exploitation	Fuite des puits de stockage de 2 cavités (sur les 4 présents sur	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments		Cimentation des puits de mauvaise qualité	C - Conception ou écarts	Puits	Pc - Puits, cimentation ou bouchon		Pas de victime. Pollution des sols		
Magnolia, Napoleonville, Louisiane, USA	24/12/2003	Gaz naturel / Stockage en cavité saline	HSE (2008)	Hopper (2004); http://www.txgt.com/sec/Pipelines%2010K%201	Stockage en exploitation		Fm - Fuite massive		Rupture ou fracturation d'un cuvelage à proximité du toit de la cavité de	D - Défaillance en	Puits	Pm - Puits, pièces métalliques			30 personnes évacuées	
Stratton Ridge, Freepport, Texas, USA	Années 1990	Gaz naturel / Stockage en cavité saline	HSE (2008)	Hopper (2004)	Stockage en exploitation	Migration du gaz hors de la cavité de stockage	Fd - Fuite lente ou diffuse en surface		Fuite de gaz détectée après mise en pression de la cavité (essai d'intégrité	C - Conception ou écarts	Roche mère dans laquelle la cavité de stockage a été creusée	G - Géologie, réservoir,		Pas de victime	Abandon du stockage	
East Whittier, Californie, USA	/1970	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	Benson et Hepple (2005) ; EIA (2006)	Stockage en exploitation	Migration du gaz initialement injecté en dehors de la zone de	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments		Inconnue	Autre		G - Géologie, réservoir,		Pas de victime		Démantèlement des installations de stockage en 1992. Fermeture du site en
El Segundo, Californie	Au début des années 1970	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété (C2.3)	HSE (2008)	Khilyuk et al. (2000)	Stockage en exploitation	Migration du gaz du réservoir vers la surface	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface		Inconnu	Autre	Caprock, Faille ?	F - Faille préexistante		Pas de victime	Construction d'un lotissement interrompue et système de ventilation passif mise en place contre l'accumulation de gaz. Site abandonné.	
Castaic Hills et Honor Rancho, Californie, USA	1975 à aujourd'hui ?	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	Davis et Namson (2004); Khilyuk et al. (2000)	Stockage en exploitation	Migration de gaz du réservoir (Castaic) vers un champ adjacent,	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface	Migration du gaz stocké vers le réservoir moins profonds d'Honor Rancho	C - Conception ou écarts	Failles	F - Faille préexistante		Arbres morts en surface. Pas de rapport relevant un		
Fort Morgan, Colorado, USA	22/10/2006	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	State of Colorado (2006) ; http://tonto.eia.doe.gov/	Stockage en exploitation	Migration de gaz du réservoir vers la surface	Fm - Fuite massive		Rupture de la complétion du puits n°26 à 1600m de profondeur	D - Défaillance en		Pm - Puits, pièces métalliques	Evacuations à grande échelle		Fermeture temporaire ; 13 familles évacuées. Routes environnantes fermées.	
Breitbrunn/Eggstatt Gasfield en Bavière, Allemagne	/2003	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	Bary et al. (2002) ; Überer et al. (2004)	Stockage en exploitation	Fuite de gaz en dehors du stockage	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments	C - Contamination aquifère	Fuite dans le premier annulaire du forage à 586 m de profondeur (révélée	D - Défaillance en	Annulaire de forage			Pas de victime		Fermeture du site
Montebello, Los Angeles, Californie, USA	1950-1980	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	Benson et Hepple (2005) ; Chilingar et Endres (2005) ; EIA	Stockage en exploitation	Migration du gaz en dehors de la zone de stockage	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments		Migration possible le long d'anciens puits n'ayant pas résisté à la pression,	Autre		Pm - Puits, pièces métalliques		Pas de victime	Arrêt de l'injection en 1986, site fermé en 2003	
Playa del Rey, Los Angeles, Californie, USA	1940 à aujourd'hui	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	Reigle (1953) ; Exploration Technologies Inc.	Stockage en exploitation	Emission du gaz stocké vers la surface	Fd - Fuite lente ou diffuse vers compartiments	Fds - Fuite lente ou diffuse en surface	Migration du gaz stocké de la structure "Playa del Rey" à la structure "Venice"	C - Conception ou écarts		F - Faille préexistante				
Californie, USA	Pas disponible	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	Vector Magnetics (http://www.vectormagnetics.com/)	Stockage en exploitation	Puits de stockage endommagé, puis détruit	Fm - Fuite massive		Puits de stockage endommagé suite à un tremblement de terre	E - Exogène (séisme...)	Puits	Pm - Puits, pièces métalliques		Pas de victime		Fermeture du site
Californie, USA	Pas disponible	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	Vector Magnetics (http://www.vectormagnetics.com/)	Stockage en exploitation	Puits de stockage endommagé - fuite au niveau du sabot de	Fm - Fuite massive		Problème sur un puits pendant la réparation d'une fuite sur un sabot de	T - Travaux / maintenanc	Puits	Pm - Puits, pièces métalliques		Pas de victime		Fermeture du site
Californie, USA	Pas disponible	Gaz naturel / Stockage en gisement déplété	HSE (2008)	Vector Magnetics (http://www.vectormagnetics.com/)	Stockage en exploitation	Corrosion du cuvelage du puits de stockage	Fm - Fuite massive		Problème sur un puits pendant la réparation d'un cuvelage corrodé	T - Travaux / maintenanc	Puits	Pm - Puits, pièces métalliques		Pas de victime		Fermeture du site
Novara, Italie	24/02/1994	Gaz naturel / Stockage souterrain	ARIA (n°4775)		Forage d'un puits	blowout (éruption de gaz)	B - Blowout du puits		Tubes défectueux ?	D - Défaillance en exploitation	Puits de forage	Pm - Puits, pièces métalliques et complétion	Fuite importante (pétrole, gaz et eau) pendant 3 jours	Familles vivant à proximité (pas de victime)	Evacuation 30 pers (plan d'évacuation préparé pour 2000 personnes en cas d'aggravation du risque)	
Baohé (Chine)	11/11/1993	Gaz naturel / Stockage souterrain	ARIA (n°5739)		Stockage en exploitation	Explosion souterraine	Ex - Explosion		Mauvais entretien de systèmes de protection contre les surpressions	H - erreur Humaine	Puits d'extraction	Pm - Puits, pièces métalliques		70 morts		
Moss bluff, Texas, E.U.	19/08/2004	Gaz naturel / Stockage souterrain en cavité saline	HSE(2008)	Hopper [2004], Seni & al [2005]	Stockage en exploitation	Eruption de gaz en surface, puis incendie	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Fuite de gaz par une colonne d'extraction de saumure	C - Conception ou écarts par rapport	Colonne extraction de saumure, vanne de sécurité	Pe - Puits extérieur, puits abandonné				La vanne de sécurité a fonctionné mais causé une rupture par coup de bélier
Odessa , Texas, USA	16/03/2004	Gaz naturel liquéfié / Stockage en cavité saline	HSE (2008)	Hazardous Cargo Bulletin (June 2004); N Riley (pers com, 2007);	Stockage en exploitation	Migration du gaz stocké hors du réservoir	B - Blowout du puits		Rupture d'un joint en métal dans une bride de tête de puits	D - Défaillance en	Tête de puits	Eq - Equipements en surface		Pas de victime		
Lacq, France	16/05/2005	Gaz naturel, H2S / Gisement	ARIA (n°29850)		Exploitation	Dispersion de gaz	Fm - Fuite massive		Défaillance d'un joint torique de la tige de manœuvre d'une vanne	D - Défaillance en	Vanne située au refoulement d'un compresseur	Eq - Equipements en surface	9000 m³	Pas de victime. Ecos. terrestre	POI enclenché. Torche et lance de protection mis en place par les pompiers	Défaillance d'une vanne

Lieu	Date	Fluide et Type d'exploitation	Source: BD ou doc de synthèse	Complément bibliographique	Phase ou type de travaux	Evenement Principal EP (détaillé)	EP (typologie)	Phénomène final, si pertinent	Cause	Cause (typologie)	Element du système en cause (détail)	Elément (typologie)	Volume / intensité du phénomène	Conséquences	Mesures prises (y/c évacuation)	Remarques et Enseignements
Chuangdongbei, Chine	23/12/2003	Gaz naturel, H2S / Gisement	ARIA (n°26103), HSE(2008)	UNEP: http://www.uneptie.org/p/c/apell/disasters/china_	Exploration	Explosion	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Négligences de l'équipe de forage (sous estimation de la quantité de gaz)	H - erreur Humaine	Puits d'extraction de gaz naturel	Pm - Puits, pièces métalliques	gaz projeté à 30 m de haut	Homme (243 morts, 396 blessés),	61000 habitants évacués, 9000 personnes traitées, ayant inhalé du H2S.	Erreur humaine dans la conception du puits
Champ pétrolière norvégien d'Ekofisk, Mer du Nord	22/04/1977	Gaz naturel, pétrole / Gisement	HSE(2008)	Hermansen et al. [2000]	Exploitation	Déversement	D - Déversement		Défaillance mécanique de la soupape de sécurité	D - Défaillance en exploitation	Forage pétrolier	Pm - Puits, pièces métalliques et	32 200 tonnes pendant 7 jours	Homme Ecos.marin	Replafonnement du puits	Phase d'intervention sur puits (récupération d'outils de mesures coincés); Défaillance d'une soupape
Mont belvieu, Texas, E.U.	17/09/1980	GPL / Stockage souterrain en cavité saline (C3.1)	Brouard [2002], HSE(2008)	Berest et Brouard [2003]	Stockage en exploitation	Eruption de gaz en surface. Accumulation dans fondation, puis explosion	Fm - Fuite massive	EI - Explosion, incendie	Corrosion du cuvelage et du ciment du puits d'exploitation	C - Conception ou écarts par rapport	Puits d'exploitation	Pm - Puits, pièces métalliques et		Familles vivant à proximité	Evacuation de 50 familles	Cet accident a conduit à imposer un double cuvelage dans la réglementation au Texas en 1993, pour les
Brenham, Texas, E.U.	07/04/1992	GPL / Stockage souterrain en cavité saline (C5.1)	ARIA (n°5244), HSE(2008)	National Transportation Safety Board (NTSB) [1993]; Berest et Brouard [2003]	Stockage en exploitation	Eruption de gaz en surface, puis explosion	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Sur remplissage de la cavité. Défaillance des systèmes de sécurité	D - Défaillance en exploitation	Colonne extraction de saumure, vanne de sécurité	Pm - Puits, pièces métalliques et complétion	500 et 1600 m3 (coût total est estimé à 9 M\$)	3 morts et 21 intoxiqués (faible urbanisation), 75 bovins tués. Constructions endommagées sur 800 ha (zone brûlée sur 40 ha, 5 maisons détruites et 55 autres touchées, vitres		Suite à cet accident, nouvelles réglementations au Texas: protection des cavités de stockage de GPL par une détection automatique des sur-remplissages et une fermeture automatique des vannes
Mineola, Houston, Texas, USA	1995 (1993?)	LPG (propane) / Stockage en cavité saline	HSE (2008)	Gebhardt et al. (1996); Bérest & Brouard (2003); Warren (2006);	Stockage en exploitation	Migration du produit stocké hors de la cavité	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Paroi intercavités fragilisée par les injections successives de saumure	D - Défaillance en	Dome de sel, puits (cuvelage défectueux), recouvrement sableux	G - Géologie, réservoir,	50 millions de m ³ entreposées dans la caverne	Pas de victime	Technique novatrice à l'aide de serpentins	
Saint Martin de Bossenay, France	19/07/2010	Pétrole / Gisement	ARIA (n°38688)		Exploitation	Projection	Fm - Fuite massive		Défaut de maintenance de la tête de puits	H - erreur Humaine	Puits d'extraction de pétrole brut	Eq - Equipements en surface		Homme (1 mort)		Défaut de maintenance des installations
Mer de Timor, Australie	21/08/2009	Pétrole / Gisement	ARIA (n°36948)		Exploration	Eruption de pétrole déversement	B - Blowout du puits	Fm - Fuite massive	Mauvaise cimentation Non mise en place des bouchons de pression	C - Conception ou écarts	Puits de forage	Pc - Puits, cimentation ou bouchon	27 000 tonnes pendant 72 jours	Homme, Ecos. marin	Injection de boue dense Forage d'un puits de secours	Mauvaise cimentation (+Non mise en place des bouchons de pression anticorrosion)
Crane, Texas, Etats Unis	29/10/2002	Pétrole / Gisement	ARIA (n°23502)		Exploitation	Explosion incendie	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Utilisation inappropriée d'acide pour déboucher la canalisation	H - erreur Humaine		Eq - Equipements en surface		Homme (1 mort et 8 blessés)		Débouchage d'une canalisation avec un produit inapproprié
Dime Box, Texas, Etats Unis	13/07/1996	Pétrole / Gisement	ARIA (n°9863)		Exploitation	Explosion incendie sur un puits	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie		T - Travaux / maintenanc	Forage pétrolier	Pm - Puits, pièces métalliques	Flammes de 600 m, incendie de plusieurs jours	Homme (2 morts)		Accident lors de travaux de complétion
Haoud Berkaoui, Algerie	?/10/1986	Pétrole / Gisement (C5.5)	Brouard(2002); HSE(2008)	Morisseau [2000], Warren [2006]	Exploitation	Formation d'une cavité par lessivage	M - Mécanique (effondrement,		Utilisation de boue non saturée pendant le forage du puits + corrosion du	H - erreur Humaine	Puits, niveau évaporitique	Pm - Puits, pièces métalliques	Cratère atteint un diamètre de 300 m et une profondeur de 75	Pollution conséquente en saumure des		Nécessité de reconnaître les horizons évaporitiques
West Hackberry, Louisiane, USA	/09/1978	Pétrole / Stockage en cavité saline (C3.3)	HSE (2008)	DOE (1980); Berest et Brouard (2003)	Stockage en exploitation	Eruption soudaine du pétrole, puis incendie	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Rupture d'un packer pendant la réparation d'un cuvelage	D - Défaillance en	Puits	Pm - Puits, pièces métalliques	Fuite de 11,5 M de m3 de pétrole	1 mort (pamong l'équipe d'intervention)	Evacuation à grande échelle	
Karlino, Pologne	09/12/1980	Pétrole, gaz naturel / Gisement			Exploitation	Incendie	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Défaut de maintenance du bloc d'obturation. Non mise en oeuvre de boue	H - erreur Humaine	Bloc d'obturation de puits (BOP)	Eq - Equipements en surface	flamme de 130 m de hauteur	Homme (4 blessés)	Soufflage de l'incendie Installation d'une nouvelle tête de forage	Défaut de maintenance du bloc d'obturation (+ Non mise en oeuvre de boue
Baie de Barataria, 104 km au sud de la Nouvelle Orléans, Etats Unis	27/07/2010	Pétrole, gaz naturel / Gisement	ARIA (n°38763)		Post exploitation	Explosion	B - Blowout du puits	EI - Explosion, incendie	Barge tirée par un remorqueur percuta la tête de puits	H - erreur Humaine	Tête de puits	Eq - Equipements en surface (y/c tête de puits)	éruption d'une hauteur de 6 m	Homme Ecos. marin Ecos. terrestre	Périmètre de sécurité de 3.2 km. 2 km de barrages flottants et absorbants. Colmatage du puits 5 j après	Perforation d'une tête de puits désaffectée par une barge
Marlow, New Hampshire, Etats Unis	11/07/2002	Pétrole, gaz naturel / Gisement	ARIA (n°22990)		Exploitation	Brûlures	Autre		Concentration du bouchon trop forte en hydroxyde de sodium	T - Travaux / maintenanc	Bouchon de puits	Pc - Puits, cimentation ou bouchon		Homme (3 blessés)	Mobilisation d'équipes de secours	Mauvaise concentration chimique d'un bouchon de puits
In Salah, Algerie	2007	CCS (pilote)		Ringrose et al, 2009	exploitation (injection)	Surrection lente des terrains (environ 1 cm/an) , mesurée par	M - Mécanique (effondrement,		Injection	Autre						Niveau de résolution insuffisant lors de la détection de zones faillées à
Elgin, mer du Nord, UK	2012	Pétrole, gaz naturel / Gisement		Elgin Gas Release, Government Interest Group, 11 April 2012 (og.decc.gov.uk/assets/og/environment/4998-elgin-summary.doc) ;		Puits désaffecté depuis 1 an, surpression constatée dans l'annulaire, gaz susceptibles de provenir d'une poche	B - Blowout du puits	Fm - Fuite massive	Surpression (origine incertaine) sur un puits récemment rebouché	E - Exogène (séisme...)	Non étanchéité d'un puits entrain d'être colmaté (poche secondaire de gaz en pression? Erreur opératoire ?)	Pc - Puits, cimentation ou bouchon	200000 m3/jour au début (5 à 6 M m3 au total)		238 pers évacuées. Destruction du puits	Milieu hostile (P = 1100 bar) ; A signaler: des rejets de produits chimiques et hydrocarbures en mer du Nord durant les années précédentes (plus de 100 t
Wink Sink, Texas, USA	1980	Pétrole, gisement	INERIS, Thoraval et al, 2008		Abandonné	Effondrement (f = 110 m ; H = 34 m)	M - Mécanique (effondrement, surrection...)		Dégradation d'un puits abandonné, créant communication entre deux aquifères, et formation d'une cavité par lessivage	Autre		Pc - Puits, cimentation ou bouchon				

ANNEXE B

DESCRIPTION DE LA METHODE GLOBALE D'ANALYSE DES RISQUES UTILISEE ET DE LA TERMINOLOGIE ASSOCIEE

La présente annexe est divisée en plusieurs parties :

- B.1) Construction d'un cadre intégré
- B.2) Application de la méthode à la filière CCS : événements principaux et phénomènes impactants
- B3) Première analyse des scénarios possibles au vu de la littérature scientifique et du REX

B.1) Construction d'un cadre intégré

La norme ISO 31000 précise qu'un « niveau de risque s'exprime en termes de combinaison des conséquences (ou effets) et de leur vraisemblance (*likelihood* en anglais), qui inclut la notion de probabilité. L'état de l'art nous invite à exprimer le risque par la **gravité** de l'effet d'une part, et d'autre part par la **probabilité** (ou fréquence) du scénario qui le produit, souvent dans une matrice à deux dimensions.

Nous utiliserons également ci-après la notion d'« **aléa** » : il s'agit de la caractérisation d'un événement par sa **probabilité** d'occurrence et par son **intensité physique** (par exemple une suppression ou une concentration en polluant) - indépendamment de la présence des cibles potentiellement impactées, et donc de la gravité réelle des effets.

Tout **scénario de risque** décrit un cheminement depuis une cause initiale jusqu'à un impact pour une **cible**. Un **transfert** dans l'environnement aboutit à l'**exposition** de ces cibles - par exemple l'air respiré par l'homme, ou l'eau qui abrite un écosystème.

L'objet de « **l'analyse des risques** » est d'identifier les scénarios possibles puis de les caractériser ou de les mesurer (en probabilité et gravité notamment), de la manière la plus objective possible. Une « **méthode d'analyse** » est un mode de réflexion, ayant pour but d'identifier et de caractériser (ou mesurer) les scénarios de risques. De nombreuses méthodes d'analyse du risque ont été employées sur des installations industrielles¹² au cours des dernières décennies ; certaines ont été appliquées à la filière CCS, le plus souvent sur un élément ciblé (par exemple le puits d'injection). Ces méthodes sont assez variées dans leur application : le programme de recherche Evariste, de l'INERIS, ainsi que d'autres projets de recherche partenariaux en cours, tels MANAUS financé par l'Ademe, détaillent ce sujet.

Une méthode doit s'insérer dans un « **cadre méthodologique** » plus global décrivant le processus d'appréciation ou de gestion des risques : souvent représenté par un logigramme, il structure un ensemble d'actions et de règles pour aboutir au résultat souhaité.¹³

Notons par exemple que le livrable du projet CO₂QUALSTORE par DNV, le référentiel IEA-GHG et les projets de guides pour l'analyse des risques par l'Union Européenne exposent de tels cadres méthodologiques. Ils sont cependant peu détaillés et de portée très générale, et demandent à être déclinés de manière plus concrète sur des cas particuliers ; leur intérêt indéniable est de présenter les cibles environnementales en jeu, de mettre l'accent sur certains mécanismes (par exemple le rôle des failles, ou la présence d'impuretés au sein du CO₂), d'insister sur les intérêts et les limites des exercices de modélisation (par exemple l'étude des incertitudes).

¹² Exemples de telles méthodes : MOSAR, APR, SWIFT, HAZOP, P&R, HACCP, AMDEC, ARAMIS, arbres de défaillances, nœuds papillons

¹³ L'usage d'une « méthode d'analyse » en constitue une étape clef, et c'est pourquoi la distinction entre « méthode » et « cadre méthodologique » n'est pas toujours faite (abus de langage)

S'inspirant à la fois de ces guides et de son savoir-faire dans différents domaines du risque -pratique du monde industriel, étude des stockages souterrains (hydrocarbures et déchets) et évaluation des risques sanitaires ou environnementaux pour les substances chimiques- l'INERIS définit et applique un cadre méthodologique intégré, adapté à la fois aux installations de surface et souterraines, présenté en 8 étapes à la Figure B1.

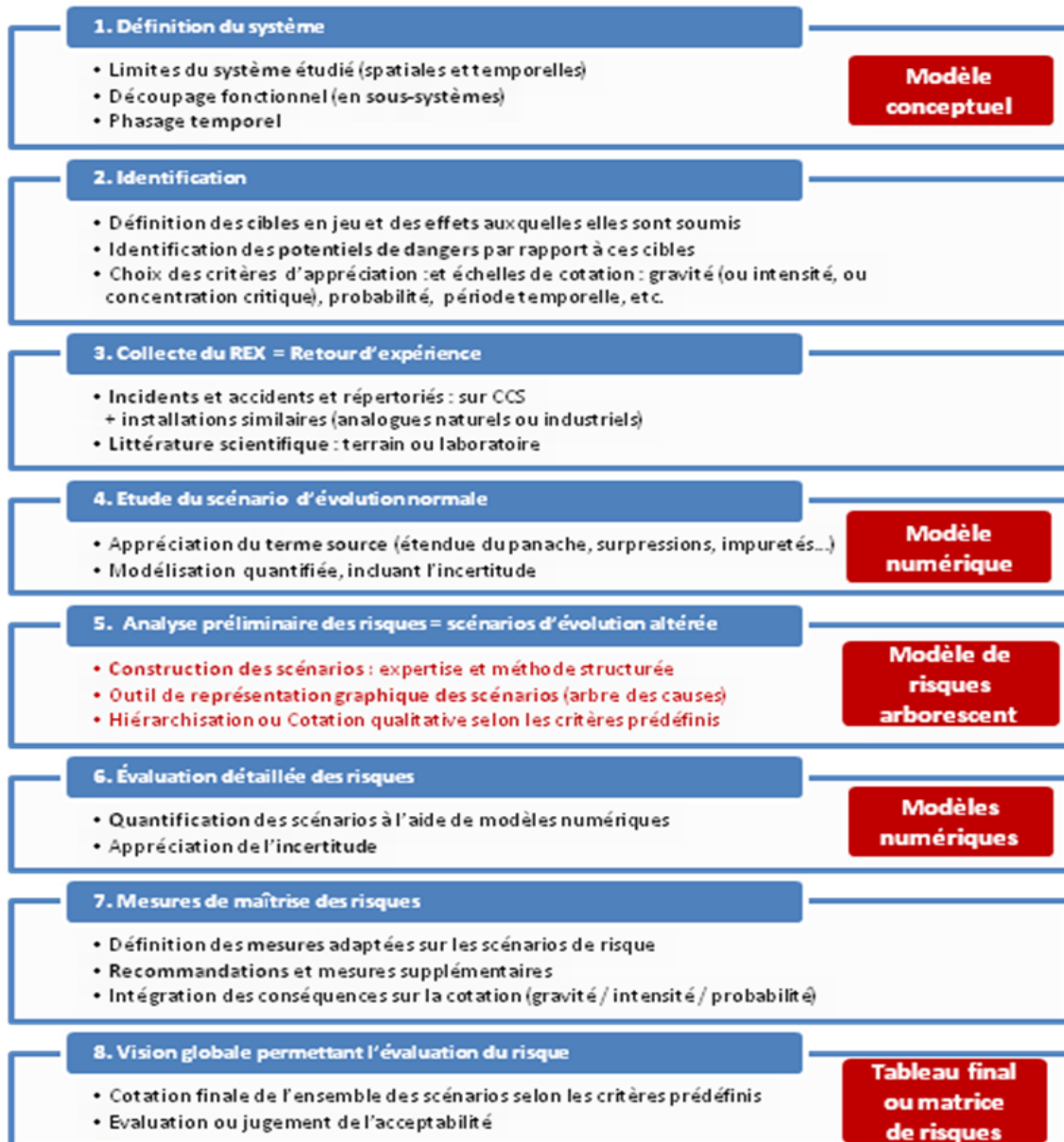


Figure B1 : Cadre méthodologique intégré pour l'analyse des risques de la filière CSC : les étapes successives (en rouge, l'étape 5 qui joue un rôle central ; à droite, les différents types de « modèles » à utiliser)

L'analyse du retour d'expérience disponible (étape 3) est fondamentale, afin d'être conscient des processus possibles mais aussi des mesures de sécurité qui ont pu fonctionner, ou non.

Après l'étude du scénario d'évolution normale à l'étape 4, l'étape 5 est le « cœur » de l'analyse de risques, avec la construction des scénarios de risques en situations d'évolution altérée (c'est-à-dire non conforme aux prévisions), qui seront ensuite quantifiés à l'étape 6, à l'aide de modèles numériques. L'INERIS considère que la visualisation graphique de ces scénarios sous forme d'outil arborescent est importante : en premier lieu afin d'aider à la compréhension des causalités et des interactions entre événements et processus ; en second lieu afin de positionner les mesures de maîtrise du risque, ou MMR (à l'étape 7) et d'aider au dialogue avec le public non spécialisé.

B.2) Application de la méthode à la filière CCS

B.2.1) Cibles en jeu et potentiels de dangers

Nous inspirant de Oldenburg (2009), qui est un des premiers à avoir proposé une typologie structurée, nous pouvons définir que les cibles à considérer dans l'analyse de risques se regroupent en 4 catégories :

- (1) L'homme (santé humaine)
- (2) Les écosystèmes proches de la surface
- (3) Les activités économiques et l'utilisation de la ressource
- (4) L'efficacité du stockage (dans la lutte contre l'effet de serre).

Nous nous concentrerons ici sur les effets potentiels pour la santé humaine et les écosystèmes. Par voie de conséquence, les compartiments « sensibles » sont les suivants :

- (1) pour la santé humaine, l'air d'une part (air ambiant et milieu confiné de type cave), et la ressource en eau potable d'autre part (aquifère proche de la surface).
- (2) pour les écosystèmes, les nappes d'eau et les couches géologiques supérieures (incluant le sol).¹⁴

Toutefois, il convient de mentionner deux composantes importantes décrites ci-après :

L'activité économique humaine (3 ci-dessus) sera potentiellement impactée par le CSC, de plusieurs manières :

- par le biais de l'occupation du sol : des mesures de gestion et de prévention peuvent en effet mener à geler le développement économique ou le développement des habitations au droit d'un stockage ou à proximité de lieux d'injection, afin d'éviter l'exposition des personnes aux éventuelles fuites ;

¹⁴ Un compartiment est un milieu physique, ou biotope, au sein duquel sont susceptibles de vivre des organismes (la biocénose) : faune, flore ou micro-organismes ; l'ensemble biotope + biocénose forme un écosystème. En pratique, lorsqu'un seuil critique est défini (par exemple une limite de qualité pour l'eau), il considère plusieurs espèces cibles en fonction de leur présence effective dans le compartiment concerné et des données écotoxicologiques disponibles.

- l'exploitation d'une ressource en eau peut être limitée ou impossible, du fait d'une altération éventuelle de sa composition chimique: eau potable, irrigation pour les aquifères de surface, voire géothermie pour les aquifères plus profonds ;
- des servitudes peuvent s'imposer à d'autres utilisations du sous-sol : exploitation pétrolière, géothermie, forages profonds, exploitation minière.

Enfin, toute fuite de CO₂ peut avoir un impact sur la performance même du système de stockage, puisqu'elle va à l'encontre du rôle souhaité d'atténuation de l'effet de serre. Ainsi, l'étude de la performance (4 ci-dessus) du système en termes de confinement est pertinente, au-delà de ses effets éventuels sur les écosystèmes, sur l'homme ou sur les activités humaines.

Dans la suite des risques « non techniques », tels l'acceptabilité sociale (rejet d'un projet, image de la filière) ou le non respect des délais ou du budget d'un projet, ne seront pas abordés.

En ce qui concerne le point de départ des scénarios de risques, au regard des cibles identifiées ci-dessus, les potentiels de danger à considérer sont à la fois le CO₂ lui-même et les substances annexes qui sont susceptibles de migrer au sein des couches géologiques (pour lesquelles le CO₂ ou la saumure sont en fait des vecteurs de transfert) :

- les substances annexes « primaires » : on peut schématiquement distinguer : d'une part les principaux gaz annexes issus de la combustion et des procédés de capture (N₂, O₂, SO_x, NO_x, H₂S...) dont la teneur peut aller de quelques ppm à quelques %, et qui sont souvent assez bien connus ; d'autre part les substances toxiques qui sont présentes aujourd'hui dans la plupart des fumées d'installations industrielles, qui sont en quantités très faibles mais mal connues, ainsi que les éventuels résidus du procédé de captage (solvants).
- les substances annexes « secondaires », mobilisées et remises en solution en milieu souterrain du fait de l'acidification par le CO₂ – en premier lieu des éléments métalliques ou organiques.

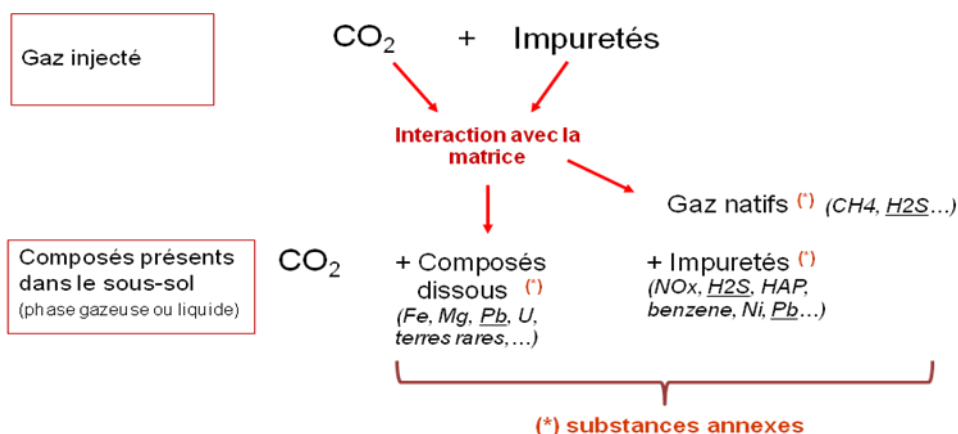


Figure B2 : Les différentes substances annexes (Farret, 2010)
Quelques substances sont mentionnées à titre indicatif.

B.2.1) Typologie des processus et phénomènes impactants

Tout scénario de risque relatif à la chaînes CSC se caractérise par l'une des 10 familles de « phénomènes impactants » : le Tableau B1 précise chacun de ces phénomènes, le compartiment final « sensible » concerné et le type de situation : normale, altérée ou accidentelle.

On peut noter que les deux premiers sont de nature accidentelle et sont propres aux installations de surface, en cas de présence de produits inflammables : F – Feux, incendies et Ex - Explosions. Le 3^e (EM - Emission massive en surface) et le 8^e (PS – pollution par des substances annexes) sont susceptibles de concerner à la fois installations de surface et souterraines. Les autres concernent le système souterrain (géologie et puits).

Tableau B1 : Typologie des 8 « phénomènes impactants » (partie finale des scénarios de risques)

Catégorie du phénomène	Sous-catégorie et code	Type de situation	Principaux compartiments sensibles (C)	Principales cibles (D)	Type d'effet
Explosions	Ex	Accidentelle	Air libre	Homme	Surpression ou thermique
Incendies	F	Accidentelle	Air libre	Homme	Thermique
Emission massive de CO₂ à l'air libre	EM	Altérée ou accidentelle	Air libre	Homme Performance	Toxique
Emanations lentes en surface	EC (pour le CO ₂)	Normale ou Altérée	Air libre / cave ou cavité	Ecosystème Homme Performance	Ecotoxique Toxique
	ES (pour les substances annexes)	Normale ou Altérée	Air libre / cave ou cavité	Homme Ecosystème	Toxique
Pollutions	PC (pour le CO ₂)	Normale ou Altérée	Aquifère de subsurface Ressource	Ecosystème Ress. économ.	Ecotoxique / perturbation
	PS (pour les substances annexes)	Normale ou Altérée voire accidentelle (inst ^{os} de surface)	Aquifère de subsurface Ressource	Ecosystème Ress. économ.	Ecotoxique / perturbation
Hydraulique	H	Normale	Eaux de surface ou subsurface	Ecosystème Ress. économ.	Hydraulique / perturbation
Mécanique	MP (progressif, ex : surrection)	Normale, voire Altérée	Surface	Biens et hommes (indirectement)	Mécanique
	MS (soudain, ex : séisme)	Accidentelle	Surface	Biens et hommes (indirectement)	Mécanique

La littérature scientifique et les premiers retours d'expérience sur les stockages souterrains montrent que les risques à considérer en priorité à long terme sont les fuites et migrations verticales, atteignant la surface du sol (« phénomènes impactants » de type émanation : EC et ES) ou les masses d'eau (« phénomènes impactants » de type pollution ou contamination : PC et PS).

Il est utile de faire le lien avec les « événements principaux », qui sont en amont, et qui ont par ailleurs été définis comme centraux pour les futurs exercices d'analyse de risques. La figure ci-après présente une vision synthétique et arborescente de ces événements (qui sont figurés en violet), réalisée avec le logiciel OSQAR de l'INERIS dans le cadre du projet MANAUS. Cela permet d'une part d'identifier les interactions possibles entre ces événements (ex : une fracturation peut provoquer une fuite ; une fuite latérale peut engendrer une fuite verticale après avoir atteint une faille...) ; et d'autre part d'identifier simplement les liens cause-conséquence vers les « phénomènes impactants » (figurés en rouge).

Risques d'un stockage souterrain de CO2
 Arbre EP : Visualisation globale des liens entre
 EVENEMENTS PRINCIPAUX et de leurs
 conséquences

Le mécanisme de SURPRESSION (dans la
 roche-réservoir) est une cause directe de
 CHACUN des Evénements Principaux (en violet).
 Cette cause n'est cependant pas représentée ici,
 parce qu'elle n'est pas la seule cause pertinente.

Légende :

Évènement Principal
 (en violet)

Phénomène impactant
 un enjeu (en rouge)

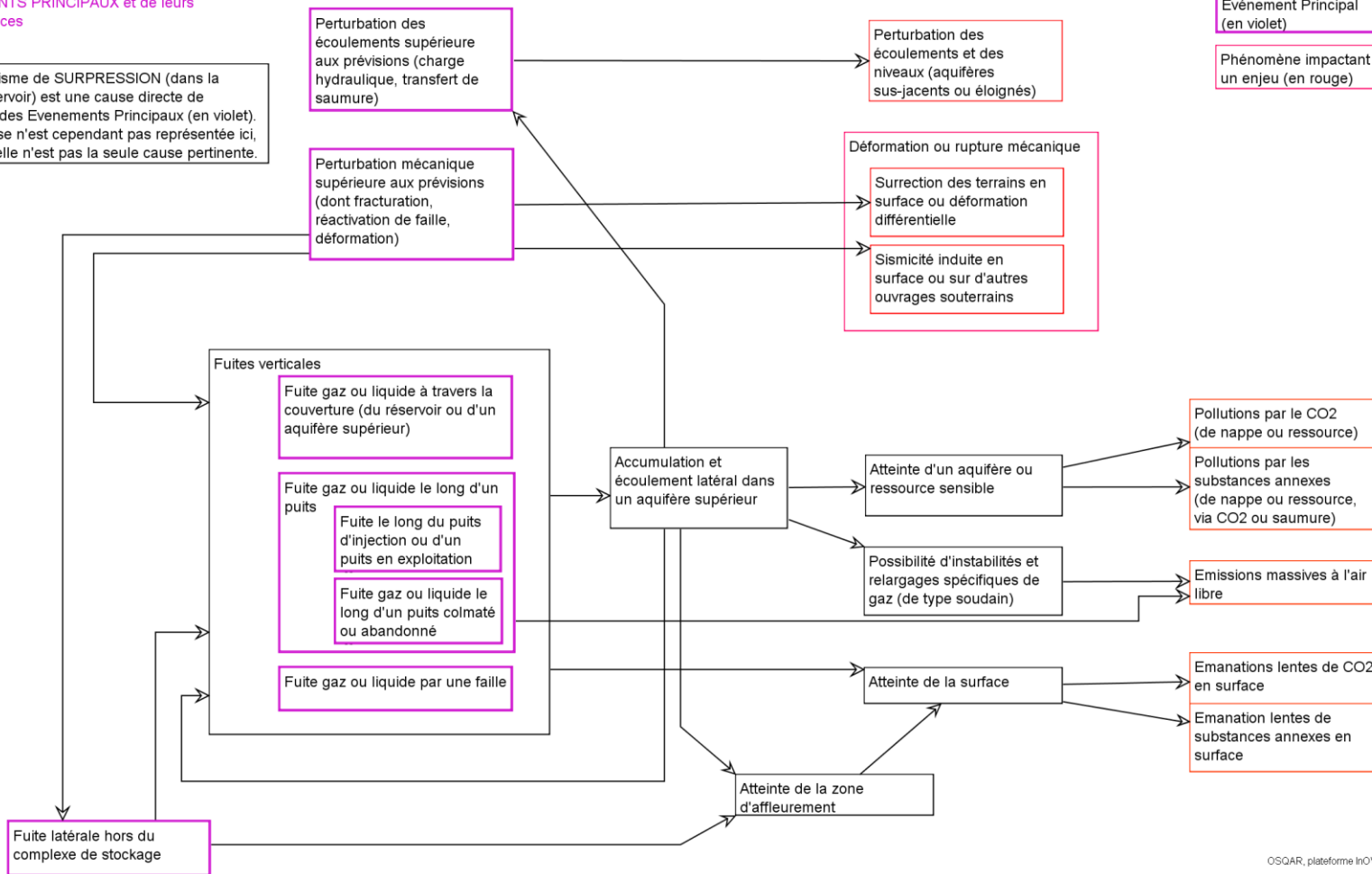


Figure 8 : Visualisation globale des liens entre événements principaux EP (en violet) et phénomènes impactants (PI)

B3) Première analyse des scénarios possibles au vu de la littérature scientifique et du REX

Le tableau ci-dessous reprend chacun des « événements principaux » qui jouent un rôle central pour l'analyse des risques et détaille quelques uns des principaux scénarios de risques qui leur sont liés, tels qu'ils résultent de la littérature scientifique. Ainsi, la dernière colonne précise les principales causes possibles de ces événements. La colonne 3 indique quelles références bibliographiques mentionnent l'événement en jeu, et si ce phénomène a été confirmé par l'analyse du REX réalisée dans le présent rapport.

Le tableau précise quels événements de fuite sont susceptibles de se produire seulement en évolution « altérée » du stockage voire en situation « accidentelle » (colonne 2) – sachant que certains phénomènes peuvent avoir lieu en situation normale, mais sans présenter de risques s'ils ont une intensité ou un impact négligeables.

Tableau 3. Recensement des scénarios de fuite et leurs principales causes

Scénario de fuite	Situation (normale, altérée, accidentelle)	Réf. / REX <u>(en rouge : observé dans le REX 2012)</u>	Causes possibles ou particularités
F1- Fuite le long d'un puits d'injection ou d'un autre puits en exploitation (incluant fuite massive par l'intérieur d'un puits, ou « blow-out »)			
Fuite à travers un puits suite à son altération mécanique ou chimique par le CO ₂	Normale	Oldenburg 2007, Norbotten 2009	Inclut la dégradation des cimentations mises en place.
Fuite à l'extérieur d'un puits, par les annulaires, l'EDZ ou les interfaces	Normale ou Altérée	Celia 2004 <u>observé dans le REX 2012</u>	Les migrations et altérations au niveau des interfaces (par exemple ciment/roche) sont fort probables. L'ouverture d'un annulaire sous l'effet de la pression est même possible. Cependant l'occurrence sera moindre à long terme, étant donné la baisse de pression.
Fuite à travers un puits présentant un défaut de cimentation	Altérée	Bouc, 2010 Gouveia, 2006 Norbotten, 2009	L'existence d'un défaut ne peut être totalement évitée, mais l'effet dépendra de sa localisation et de son ampleur.

Fuite le long d'un puits dégradé par un séisme	Accidentelle	<u>observé dans le REX 2012</u>	Événement constaté pour certains stockages de gaz (USA) ; bien qu'a priori les éléments ouvragés et les parties supérieures du puits soient plus sensibles aux effets d'un séisme
Fuite par un puits créé ultérieurement (intrusion)	Accidentelle	Gouveia, 2006 ASN 2005	Jamais rencontré pour un site de stockage souterrain d'origine anthropique, mais réaliste après perte de la mémoire du site
F2- Fuite le long d'un puits colmaté ou abandonné ;			
Fuite le long d'un autre puits pré-existant	Altérée	Benson, 2005 Oldenburg, 2007 Stauffer 2009 <u>observé dans le REX 2012</u>	Présence d'un puits non détecté. Migration horizontale supérieure aux prévisions : circulation de fluides ou présence de failles au sein du réservoir.
Contournement ou défaillance d'un bouchon (ou d'une barrière)	Altérée	Nordbotten 2009, Celia 2004	Idem ci-dessus (altération du béton, défaut de cimentation, ou migration aux interfaces) mais au niveau d'un bouchon.
F3- Fuite par une faille			
Fuite verticale de CO2 ou de saumure par le biais d'une faille pré-existante	Altérée	Benson, 2005 Chadwick, 2008 Bouc, 2010 Deflandre 2002 <u>observé dans le REX 2012</u>	Présence d'une faille non détectée. Suppression susceptible de réactiver une faille ou augmenter sa perméabilité Migration horizontale atteignant une faille supposée initialement trop lointaine. Altération chimique d'une fissure pré-existante, ou dissolution du matériau de remplissage d'une faille.
F4- Fuite à travers la couverture			
Diffusion à travers la couverture	Normale	Bildstein, 2010	La diffusion est très lente et ne devrait pas, à elle seule, permettre de traverser complètement la couverture
Écoulement de gaz à travers la couverture	Altérée	Farret, 2010 Chadwick, 2008 <u>observé dans le REX 2012</u>	Débit en principe négligeable voire nul, sauf en cas de sous-estimation de la perméabilité, de présence de zones d'hétérogénéité, ou de forte surpression (supérieure à la « pression d'entrée »)
Écoulement suite à une altération géochimique de la couverture	Normale ou Altérée	Chadwick et al., 2008, Farret, 2010	Dessiccation, dissolution des minéraux (en situation normale, ce phénomène devrait se limiter aux premiers mètres de la couverture)
F5- Fuite par migration latérale			

Migration latérale : cas du stockage « en aquifère ouvert »	Normale	Chadwick et al., 2008 Torp, 2007 <u>observé dans le REX 2012</u>	Une forte extension latérale est à prévoir : dans ce cas la cinétique du piégeage "hydrodynamique" est à étudier avec attention ; un pendage faible peut induire des incertitudes fortes.
Fuite latérale de gaz ou de saumure chargée en CO ₂ , supérieure aux prévisions	Altérée	<u>observé dans le REX 2012</u>	Migration horizontale supérieure aux prévisions : circulation de fluides ou présence de failles au sein du réservoir. Présence d'hétérogénéité / écoulement préférentiel Excès de CO ₂ par rapport au volume de l'anticlinal.
PE - Perturbation des écoulements (incluant transmission d'une surpression)			
Transfert de charge vers l'extrémité de l'aquifère ou vers un aquifère voisin	Normale	Chadwick et al., 2008 <u>Damen, 2006</u>	L'importance du phénomène dépendra de la continuité hydraulique, de la perméabilité. Outre une augmentation de la charge (qui décroîtra avec le temps) une modification locale des écoulements peut être induite.
PM - Perturbations mécaniques et transmission de ces perturbations			
Déformation et surrection des terrains	Normale		Une surrection est attendue en cas d'injection de fluide, mais comme elle sera généralisée elle n'induirait pas d'effet (contrairement à une subsidence localisée, par exemple)
Fracturation de la couverture, pouvant induire un événement sismique OU une fuite	Altérée ou Accidentelle	Marschall et al., 2005 ANDRA, 2005 Deflandre, 2002 Thoraval, 2006 <u>observé dans le REX 2012</u>	Séisme exogène. Événement sismique induit par le stockage de CO ₂ . Pression élevée en phase d'injection (NB : par opposition à la "fracturation", la "micro-fissuration" est supposée réversible et ne concerne pas le long terme). Gonflement ou retrait, dessiccation de l'argile.

ANNEXE C

DESCRIPTION DE CAS D'ACCIDENTS OU INCIDENTS

La présente annexe est subdivisée en plusieurs parties :

- C1 : Exemples d'accidents ou incidents sur des stockages de gaz en aquifère : 12 cas C1.1 à C 1.10.
- C2 : Exemples d'accidents ou incidents sur des stockages de gaz en gisement d'hydrocarbure déplété : 8 cas C2.1 à C2.8.
- C3 : Exemples d'accidents ou incidents sur des stockages de gaz en cavité saline : 5 cas C3.1 à C3.5.
- C4 : Autres cas d'accidents et d'incidents à signaler : 7 cas C4.1 à C4.7

C1 : Exemples d'accidents ou incidents sur des stockages de gaz en aquifère

C1.1. Aquifer Leroy, Uinta County, Wyoming, E.U. :

Source : Araktingi et al. [1984], Katz & Tek [1981] cité par Nelson et al. [2005].

Rappel des faits : Ce stockage de gaz en aquifère, situé à une profondeur d'environ 900 m, a connu des problèmes récurrents de fuite au cours de son exploitation (Nelson et al., 2005). En 1973, une fuite au niveau du cuvelage d'un ancien puits d'exploration a été détectée à une profondeur de 415 mètres. En 1978, une campagne de prospection en surface a mis en évidence un bullage de gaz dans un ruisseau à la verticale du site de stockage. Sur une durée de 10 années, le volume total de gaz perdu est estimé à 17 millions de m³.

Hypothèses sur l'origine de la fuite et le cheminement du gaz : il a été établi que les fuites de 1973 étaient liées à la corrosion du cuvelage d'un ancien puits d'exploration. Par conséquent, ce puits a été bouché et abandonné. Une autre fuite est apparue en 1978 en surface. Des gaz traceurs ont été utilisés pour la détection, il a été constaté qu'ils réapparaissaient en surface quelques semaines après leur injection dans le réservoir. Ceci a permis de confirmer l'existence d'une connexion entre le réservoir et la surface (Figure C1), vraisemblablement après passage par une « zone de collecte » intermédiaire qui n'est pas capable de piéger le gaz (Araktingi et al., 1984).

Comme cette fuite perdure malgré des travaux sur les puits, il est évoqué la possibilité que plusieurs causes de fuites se conjuguent : imperfections des puits, existence de failles, défaut de la couverture argileuse... L'examen de l'historique des pressions d'exploitation suggère que le stockage ait été exploité à une pression trop importante de 12,6 MPa alors que la contrainte initiale dans le réservoir était de 10,3 MPa (Araktingi et al. 1984). Cette surpression aurait induit une fracturation du caprock par pression, qui aurait compromis l'étanchéité du stockage et induit les fuites survenues à partir de 1978. Par la suite, le débit de la fuite a été directement corrélé à la pression maximale d'exploitation.

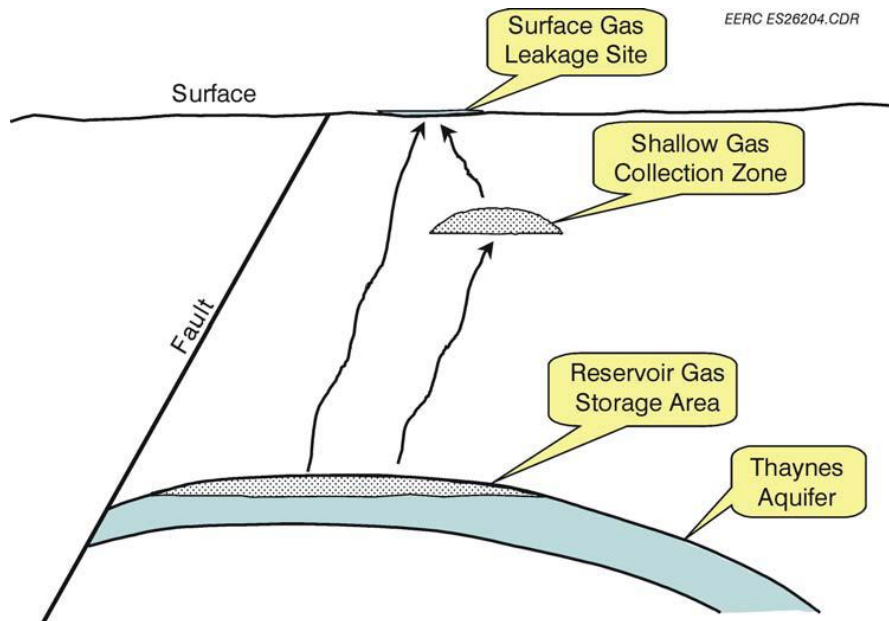


Figure C1 : Vue en coupe du réservoir de gaz au sein de l'aquifère et des chemins d'écoulement du gaz (d'après Nelson et al. [2005])

C1.2. Stenlille (Danemark) :

Source : Evans, 2008 ; Laier & Øbro, 2004

Contexte : Il s'agit d'un site de stockage de gaz en aquifère créé en 1989 à Stenlille, à environ 70 km au sud-ouest de Copenhague au Danemark et exploité par l'état danois (Laier & Øbro, 2004). Dans cette région, le fluage des couches de sel présentes dans les gisements de Zechstein ont causé un léger bombement d'une couche de grès sus-jacente (dite « Gassum » et datant de la fin du Trias) à une profondeur de 1500 m. Le gaz naturel est injecté dans la couche de grès qui a une capacité estimée de 3 milliards de m³. Le caprock est constitué d'une couche argileuse d'environ 300 m d'épaisseur.

Rappel des faits : Une fuite mineure de gaz s'est produite pendant une opération de forage en 1995. Des bulles de gaz ont été observées à la surface à proximité du site de forage et une augmentation de la concentration de gaz a été mesurée dans un aquifère localisé à une profondeur de 130 m (Laier & Øbro, 2004). Aucune augmentation de la concentration de gaz n'a été détectée dans les aquifères moins profonds.

Hypothèse sur l'origine de l'incident : La fuite de gaz était liée à un trou dans le cuvelage. Une réparation a été rapidement réalisée, les niveaux de méthane dans l'aquifère du Paléocène diminue considérablement ensuite. Les mesures réalisées par la suite dans les différents aquifères n'ont détecté aucune fuite de gaz en condition de fonctionnement normal du stockage.

C1.3. Chémery, France :

Source : Evans, 2008 ; GDF, 1996 ; IAVWOPSG, 2005

Contexte : Le site de Chémery est un stockage en aquifère à 120 km au sud-ouest de Paris exploité par Gaz de France. Il a été mis en service en 1968. Il stocke du gaz acheminé depuis la mer du Nord à des profondeurs supérieures à 1120 m (GDF, 1996). Au moment de l'incident, la capacité de stockage était d'environ 6,8 milliards de mètres cubes de gaz (à une pression de 13 MPa)

Rappel des faits : Le 25 septembre 1989, une fuite a commencé pendant une opération de maintenance du puits. Le gaz s'est échappé avec un débit d'environ 150000 m³ par heure), induisant un bruit supérieur à 120 décibels. Cette fuite a conduit à l'élaboration d'un nuage de gaz qui s'est élevé jusqu'à environ 7600 mètres ce qui a perturbé le trafic d'un aéroport à proximité (NAWPC, 1999 ; IAVWOPSG, 2005). Au cours de la fuite, les lignes électriques ont été fermées et aucune explosion ne s'est produite. Une zone de sécurité a été établie autour du stockage et le public a été informé des développements. La fuite a été maîtrisée le 27 septembre (IAVWOPSG, 2005). L'analyse de l'incident a conduit à une modification des procédures d'entretien.

Hypothèse sur l'origine de l'incident : fuite occasionnée par le remplacement d'un filtre à une profondeur d'environ 1106 m pendant une opération de maintenance.

C1.4. Ketzin, Berlin, Allemagne

Liminaire : il ne s'agit pas ici du site pilote d'injection de CO₂ (qui est voisin), mais du site de stockage souterrain de gaz.

Source : Evans, 2008 ; Juhlin et coll., 2007 ; Ziegler, 1990 ; Kosovo, et al., 2000 ; Förster et al., 2006

Contexte : Les installations de stockage de gaz du Ketzin, exploitées par UGS Mittenwalde, sont localisées à environ 25 km à l'ouest de Berlin (Juhlin et coll., 2007) dans le bassin allemand de nord-est (partie d'un système de bassin Permien qui s'étend de l'est de l'Angleterre et la mer du Nord à travers le Danemark, les Pays-Bas, le nord de l'Allemagne et la Pologne - Ziegler, 1990). Le site de Ketzin se trouve sur la partie orientale d'un anticlinal double, l'anticlinal de Ketzin-Roskow (Juhlin et coll., 2007), qui se sont formés au-dessus d'un oreiller de sel allongé dans la direction NNE-SSW à 1500-2000 m de profondeur. Les aquifères salins d'âge Jurassique inférieur localisés entre 250 et 400 m de profondeur sont présents dans l'anticlinal de Ketzin et ont été utilisés pour le stockage de gaz de ville dans les années 1960 et de gaz naturel entre les années 1970 et 2000 (Juhlin et coll., 2007). D'après l'opérateur (UGS Mittenwalde) l'utilisation des installations de stockage a atteint un pic en 1999. En 2004, le site fut abandonné et la pression dans l'aquifère de stockage a été abaissée à environ 17 bar sous la pression hydrostatique (Juhlin et coll., 2007). Bien que l'usine ait fermé, il reste encore certaines infrastructures en place. Elles pourraient être réutilisées à des fins de stockage de CO₂ dans les aquifères plus profonds du Trias supérieur (voir Juhlin et al., 2007).

Rappel des faits : Des rapports indiquent que, durant les années 1960, le gaz de ville injecté et stocké a migré hors du réservoir et a finalement migré vers la surface, provoquant l'évacuation (permanente) du village voisin de Knoblauch (New Energy News, 2007 ; MyDeltaQuest). Il est fait mention de fuites de monoxyde de carbone (CO) (MyDeltaQuest). Les sources consultées précisent que lors de cet incident, une personne a été tuée quand le monoxyde de carbone est arrivé, via un vieux puits, dans une maison (N.J. Riley, 2007 ; Evans, 2008). Cette maison a ensuite été mise en sécurité.

Hypothèse sur l'origine de l'accident : Des études récentes de sismique réflexion révèlent des anomalies d'amplitude dans les différents aquifères. Elles pourraient révéler la présence de gaz (coussin ou résiduel) dans les parties sommitales des aquifères. Des anomalies ont également été constatées dans une des failles principales de la zone. Cela indique que le gaz stocké serait actuellement en migration hors des formations de réservoir (Juhlin et coll., 2007).

C1.5. Pleasant Creek Gas Storage, Californie, USA

Source : Evans, 2008 ; Jones & Drozd, 1983 ; Jones & Pirkle : <http://www.eti-geochemistry.com/FinalVersion1.10.htm>

Contexte : Le stockage de gaz Pleasant Creek est situé dans le bassin de Sacramento en Californie, à l'ouest de Sacramento (Fig. C2). Le réservoir de stockage se trouve dans un piège stratigraphique au sommet des formations du Crétacé à une profondeur de 760 m.

Rappel des faits : Des mesures de la teneur en gaz du sol (jusqu'à environ 10 m de profondeur) ont été réalisées à proximité du stockage entre les années 1972 et 1976. Elles indiquent que le gaz naturel stocké a migré du réservoir vers la surface (Jones & Drozd, 1983 ; Jones & Pirkle : <http://www.eti-geochemistry.com/FinalVersion1.10.htm>).

Hypothèse sur l'origine de l'incident : pas d'éléments disponibles

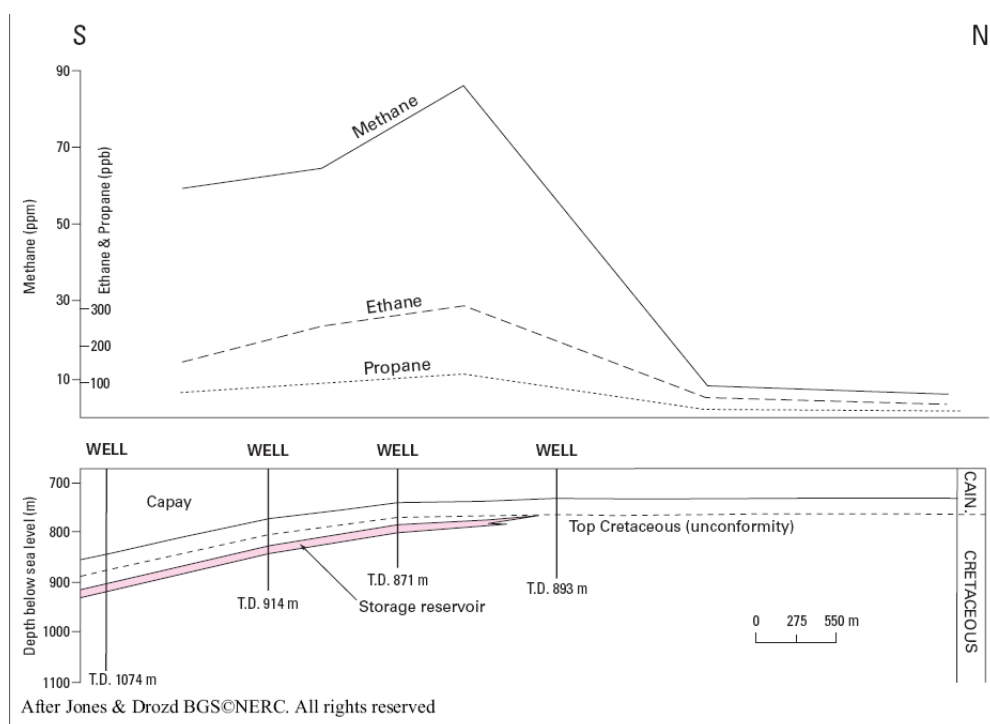


Figure C2. Coupe de l'aquifère de stockage de Pleasant Creek en Californie (d'après Jones & Drozd, 1983). On voit également la localisation de profils de mesure de la teneur en gaz du sol.

C1.6. Manlove (Aka Mahomet), le comté de Champaign, Illinois, USA

Source : Evans, 2008 ; Buschbach & Bond, 1974 ; Coleman et al., 1977

Contexte : Les installations de Manlove localisées dans le nord-ouest du comté de Champaign a été développée par l'entreprise « Peoples Gas Light and Coke » dans l'anticlinal de La Salle (Buschbach & Bond, 1974).

Rappel des faits : Un premier stockage a été tenté en 1961 dans le grès de St Peter, mais a été abandonné après que l'on ait découvert que le gaz avait migré jusqu'aux dépôts glaciaires localisés au sommet de l'anticlinal (Buschbach & Bond, 1974 ; Coleman et al., 1977). Des puits de ventilation peu profond ont été forés dans la zone de fuite pour prévenir l'accumulation de gaz. Les investigations réalisées, notamment sur les puits, n'ont pas permis de découvrir l'origine de la fuite.

De nouveaux essais de stockage ont été entrepris dans le réservoir de grès de Galesville en 1963, mais le gaz a migré jusqu'au grès de St Peter et les essais ont été abandonnés. Dans le même temps, le grès de Mt Simon, se trouvant à environ 1200 m de profondeur, a été évalué et jugé approprié à des fins de stockage, compte tenu de l'étanchéité de la formation sus-jacente (formation dite « Eau Claire ») constituée de 30 m de lits de schiste. L'injection de gaz a débuté en 1964 et l'installation a été opérationnelle en 1966 (Buschbach & Bond, 1974).

Hypothèse sur l'origine des migrations de gaz : non complètement comprise, mais vraisemblablement liée à une perméabilité trop importante du caprock.

C1.7. Pontiac, comté de Livingston, Illinois, USA

Source : Evans, 2008 ; Buschbach & Bond, 1974

Rappel des faits : La compagnie "Northern Illinois Gas" a commencé des investigations préliminaires en 1963 pour un stockage dans sur un anticlinal de 8 km de long et 4,8 km de large localisé dans la région de Pontiac. La couche de grès de Mt Simon, de plus de 600 m d'épaisseur, fournit le réservoir dont le toit est à environ 900 m de profondeur. Le caprock est constitué d'environ 40 m de schiste et de lentilles minces dolomitiques, se regroupant dans la formation dite de l'Eau Claire (Buschbach & Bond, 1974). Cependant, la présence d'un grès argileux, limoneux intermédiaires vers 15 m d'épaisseur légèrement perméable, diminuent l'efficacité du confinement. Du gaz a tout d'abord été injecté dans ce réservoir en 1966 ; l'installation n'a ensuite été opérationnel que de 1969, à 1974 (Buschbach & Bond, 1974).

Hypothèse sur l'origine des fuites de gaz : perméabilité trop importante du caprock

C1.8. Troy Grove, comté de La Salle, Illinois, USA

Source : Evans, 2008 ; Buschbach & Bond, 1974 ; Chasser, 2004

Contexte : Entre 1957 et 1958, la compagnie "Northern Illinois Gas" a testé dans la région de Troy Grove, une structure de 8 km de long et 4,8 km de large dans la ceinture de l'Anticlinal de La Salle. Au moins quatre failles, ayant jusqu'à 55 m de rejet, ont contribué à la mise en place de l'anticlinal. Le réservoir gréseux de Mont Simon est, à cet endroit, localisé à environ 430 m de profondeur (Buschbach & Bond, 1974). Le caprock est constitué, d'environ 55 m de formation marno-argileuses (partie supérieure de la formation d'Eau Claire)

Rappel des faits : Suite à un test réalisé en 1958, l'installation a été rendue opérationnelle en 1959. Le gaz injecté dans le réservoir gréseux de Mont Simon a migré jusqu'aux couches de grès des niveaux inférieurs et supérieurs de la formation de l'Eau Claire depuis le début du développement du réservoir. Cela a entraîné une accumulation de pression dans les couches sus-jacentes. Celle-ci fut contrôlée par le retrait des gaz de ces zones et par la réinjection de celui-ci en profondeur (Buschbach & Bond, 1974). On pensait toutefois que le caprock avait empêché le gaz de migrer vers la surface, ce qui a été contredit récemment (Hunt, 2004).

Hypothèse sur l'origine des migrations du gaz : perméabilité des formations comprises entre le réservoir et le caprock, perméabilité du caprock lui-même

Autres cas à signaler : projets abandonnés de Brookville et de Leaf River (comté d'Ogle aux Etats-Unis) :

Entre 1963 et 1964, des tests d'injection ont été effectués dans la couche de grès de Mont Simon, à une profondeur de 320 m. Bien que les tests aient été concluants, des communications par failles avec les couches de grès sus-jacentes ont été constatées entre novembre 1964 et juillet 1965, lorsque 25,3 millions de m³ de gaz furent injectées dans le réservoir de Mont Simon. Le projet fut abandonné en 1966.

Entre 1968 et 1969, des essais d'injection ont été réalisés dans le réservoir gréseux de Leaf River, localisé à 250 m de profondeur. Environ 10,9 millions de m³ de gaz ont été injectés. Le mauvais confinement hydraulique du réservoir et l'existence de failles traversant le caprock ont été mis en évidence à l'aide des mesures faites au niveau de puits d'observation localisés au dessus du caprock. Le projet fut abandonné en 1971.

C1.9. Waverley, comté de Morgan, Illinois, USA

Source : Evans, 2008 ; Buschbach & Bond, 1974

Contexte : Des traces de pétrole et de gaz ont été trouvés dans un anticlinal localisé dans les environs de Jacksonville, connu depuis les années 1920 (Buschbach & Bond, 1974). La structure est en forme de dôme et contient trois réservoirs potentiels : la formation Ironton-Galesville de 10 m d'épaisseur localisée vers 1070 m de profondeur (dont le caprock fait environ 21 m d'épaisseur), le grès de St Peter de 76 à 90 m d'épaisseur localisé à 550 m de profondeur et d'autres couches de grès au toit de la couche de St Peter. Dans les années 1950, la compagnie "Panhandle Eastern Pipeline" a acquis les droits de stockage et a commencé à l'injection de gaz dans le grès de St Peter en 1954, l'installation étant entièrement opérationnelle en 1961. L'injection dans le réservoir Ironton-Galesville sous-jacente a, elle, commencé en 1968.

Rappel des faits : Le gaz injecté dans le réservoir de St Peter a migré à travers des couches calcaires, dolomitiques et schisteuses de la formation de Joachim Platteville vers les zones poreuses sus-jacente. Une migration supplémentaire semble finalement avoir été stoppée par 60 m de schiste présent dans la formation Maquoketa situé au-dessus (Buschbach & Bond, 1974).

Hypothèse sur l'origine des migrations de gaz : perméabilité des formations localisées au toit immédiat du réservoir

C1.10. Herscher, comté de Kankakee, Illinois, USA

Source : Evans, 2008 ; Buschbach & Bond, 1974 ; Coleman et al., 1977

Contexte : Les formations gréseuses de Galesville et de Mt Simon, dont les caprocks ont respectivement 38 m et 60 m d'épaisseur ont été exploitées par la société de stockage de gaz naturel de l'Illinois (Buschbach & Bond, 1974). Le grès de Mont Simon a environ 760 m d'épaisseur et est localisé à une profondeur de 747 m, le gaz étant stocké uniquement dans la partie sommitale.

Rappel des faits : L'injection de gaz dans le grès de Galesville commença en avril 1953. Six semaines plus tard, 33 puits d'eau peu profonds présents à l'aplomb du réservoir commencèrent à émettre des bulles de gaz, ce qui conduisit à l'arrêt de l'injection (Buschbach & Bond, 1974). La cause de la fuite n'a pas été déterminée avec certitude. En 1956, des puits ont été forés dans le réservoir pour éliminer l'eau en périphérie de la bulle de gaz, avant d'être réinjectés dans les formations supérieures. Cela a permis le contrôle des pressions dans ces formations, le recyclage des gaz qui s'échappent, et un stockage sans augmentation significative des pressions dans le grès de Galesville (Buschbach & Bond, 1974 ; Coleman et al., 1977). Le stockage est opérationnel depuis fin 1957 et jusqu'en 1974 aucune fuite n'a été détectée dans le réservoir inférieur (Buschbach & Bond, 1974).

Hypothèse sur l'origine des migrations de gaz : elle n'a pas été déterminée avec certitude

C2 : Exemples d'accidents ou incidents sur des stockages de gaz en gisement de gaz ou d'hydrocarbure déplété

C2.1. In Salah, Algérie :

Voir cas décrit en annexe D4 (injection de CO₂ en gisement d'hydrocarbure déplété)

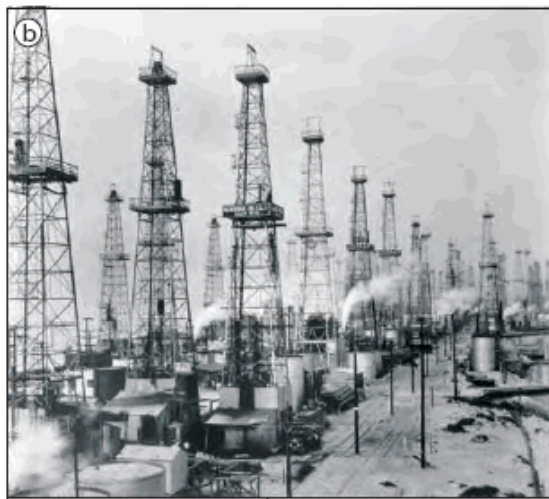
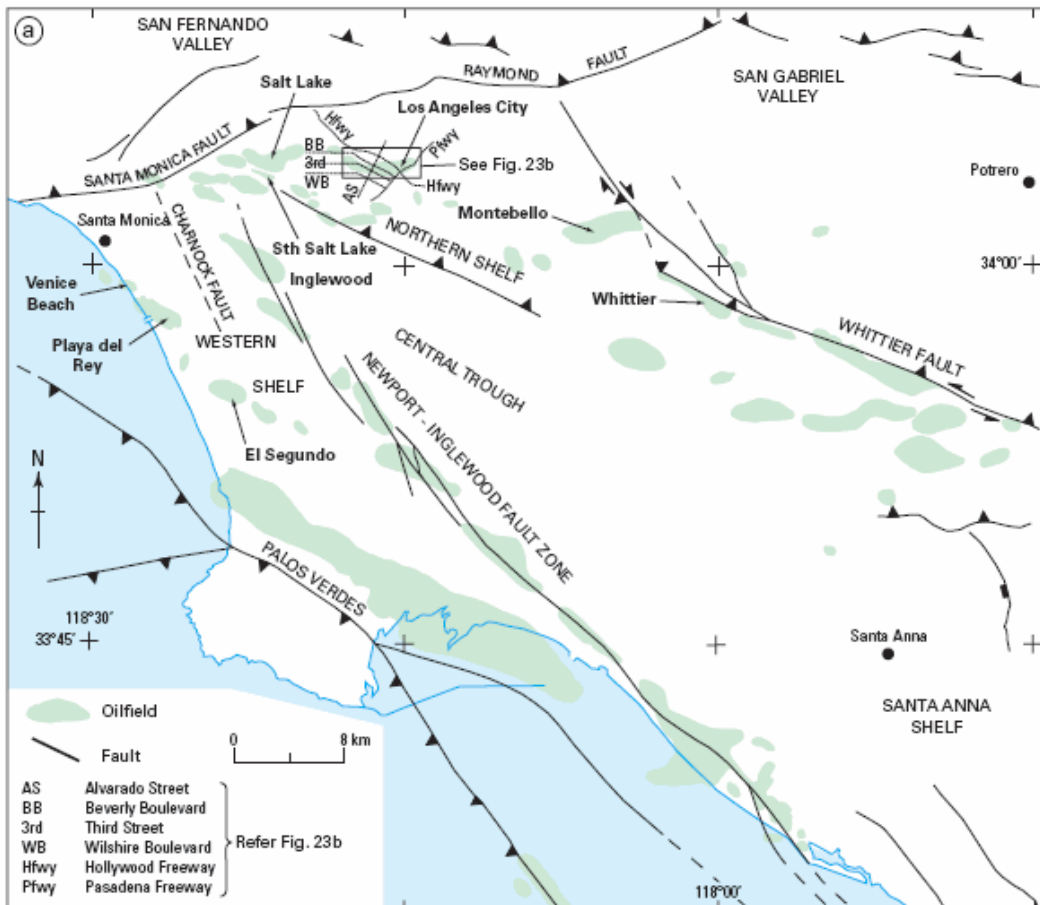
C2.2. Stockage de gaz de East Whittier, Californie

Source : Evans, 2008 ; Benson & Hepple, 2005 ; EIA, 2006

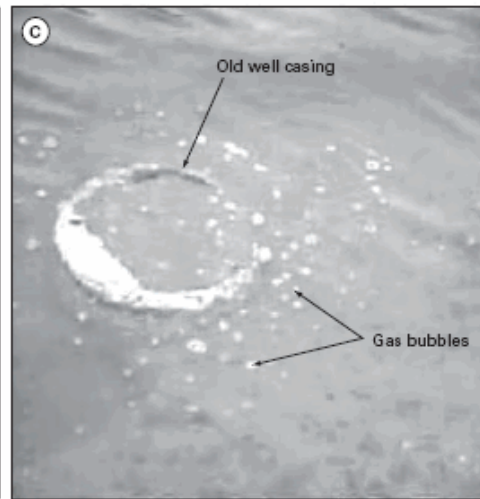
Contexte : Le champ pétrolifère de the East Whittier, situé au sud-est du champ pétrolifère de Montebello en Californie orientale (Fig. C4) a été découvert en 1917 et converti en une installation de stockage de gaz en 1952 (exploitée par SoCalGas).

Rappel des faits : Même si aucune fuite n'a été signalée pour l'installation de East Whittier, il a été constaté durant les années 1970 que le gaz de stockage avait migré hors de la zone de stockage original vers une concession voisine (Benson & Hepple, 2005). L'injection de gaz a cessé vers 1986, et les installations d'injection de gaz ont été démantelées et retirées du site en 1992. (Benson & Hepple, 2005 ; EIA, 2006).

Hypothèse sur l'origine : non explicitée



Playa del Rey oilfield - old wells



Playa Vista - old well (2004)

After Seaver Center for Western History Research, Los Angeles County Museum of Natural History Save Ballona Wetlands, Camp Dresser & McKee, Wright and Biddle BGS@NERC. All rights reserved

Figure C4. Carte des gisements de pétrole et des principales caractéristiques tectoniques du bassin de Los Angeles. a) gisements de pétrole d'après Camp Dresser & McKee (2001) et Wright (1991), les failles d'après Wright (1991) et Biddle (1991), b) les puits de pétrole sur le front de mer à Playa del Rey (d'après le centre des "recherches historique de l'ouest" de Seaver et le musée of d'histoire naturelle du comté de Los-Angeles), c) bulles de gaz sortant d'un vieux puits de pétrole dans le lagon de Playa Vista du champ pétrolifère de Playa del Rey (d'après Jeanette Vosberg - voir <http://saveballona.org/techpages/well.html>)

C2.3. El Segundo, Californie

Source : Evans, 2008 ; Eggleston, 1948 ; Landes et al., 1960 ; Khilyuk et al., 2000

Contexte : Le champ pétrolifère d'El Segundo, situé au sud-ouest de Los Angeles, représente un piège anticlinal faillé, avec deux accumulations distinctes séparées par une zone de failles orientée nord-ouest (Eggleston, 1948 ; Landes et al., 1960 ; Khilyuk et al., 2000). Soixante-six puits ont été forés dans plusieurs zones, entre 915 et 2210 m. (Eggleston, 1948 ; Landes et al., 1960). Dans les années 1970, du gaz a été stocké dans le gisement déplété.

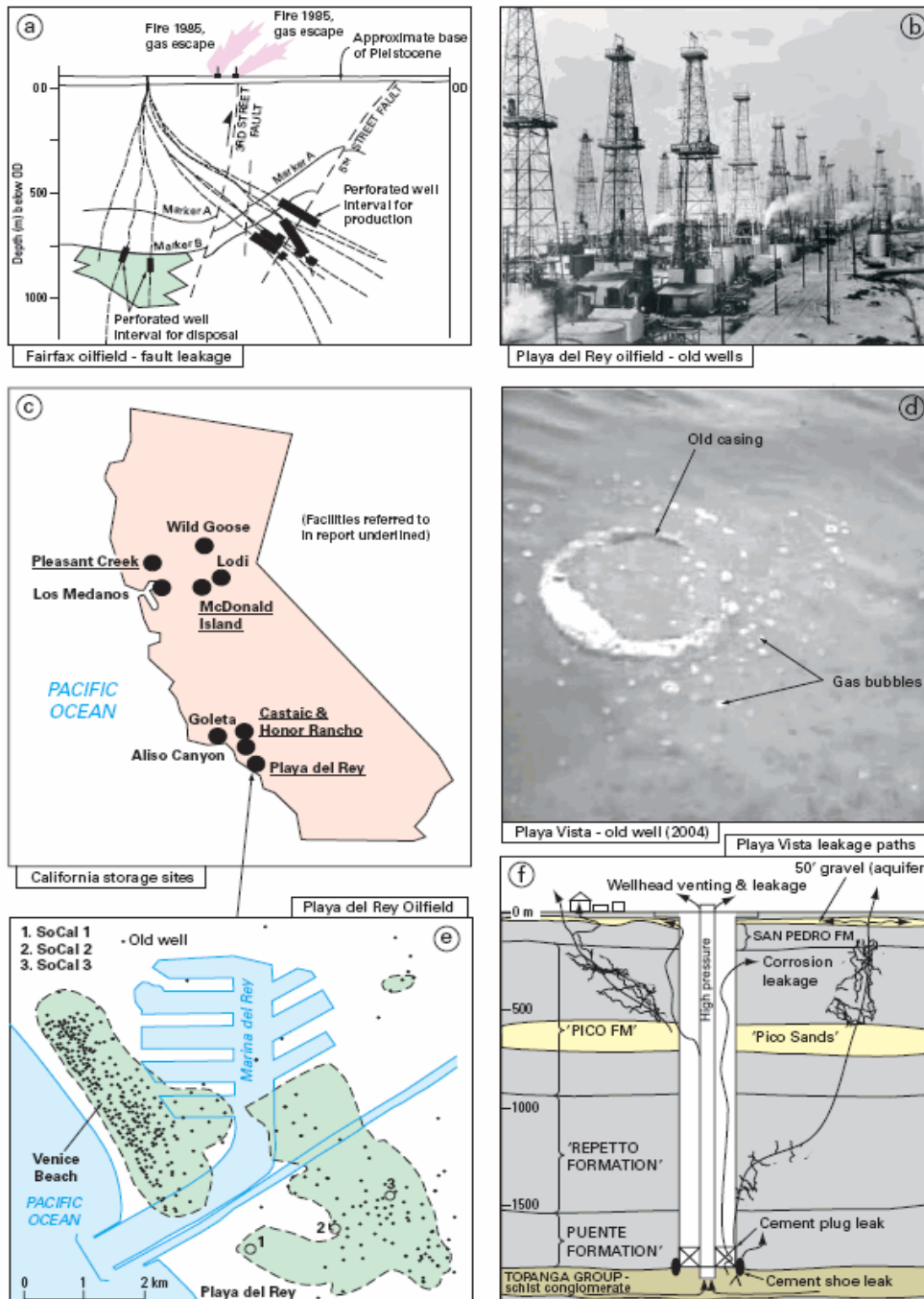
Rappel des faits : Du gaz détecté dans un lotissement à proximité en cours de construction indique que le gaz avait migré hors du réservoir. La construction a été interrompue et un système de ventilation passif a été installé dans le but d'empêcher l'accumulation dangereuse de gaz. L'installation de stockage a également été fermée (Khilyuk et al., 2000).

Hypothèse sur l'origine de la migration de gaz : non explicitée

C2.4. Champs pétrolières de Castaic Hills et d'Honor Rancho, Californie

Source : Evans, 2008 ; Davis & Namson, 2004 ; Khilyuk et al., 2000

Contexte : Les champs pétrolières de Castaic Hills et d'Honor Rancho sont situés à l'est de Ventura dans le comté de Los Angeles, en Californie. Il s'agit de deux gisements déplétés qui ont été transformés en stockage de gaz. Ils sont actuellement exploités par SoCalGas. Il est à noter que plusieurs centaines de puits d'exploration et d'exploitation ont été forés dans le champ d'Honor Rancho et dans des champs de pétrole adjacents (Davis & Namson, 2004).



After Hamilton & Meehan and Seaver Center for Western History Research, Los Angeles County Museum of Natural History and saveballonwetlands BGS@NERC. All rights reserved

Figure C5.: Coupe schématique du champ pétrolière de Castaic Hills et d'Honor Rancho, avec chemins de fuites du gaz

Rappel des faits : Le champ pétrolifère de Castaic Hills se trouve juste à l'ouest de celui d'Honor Rancho, et a des caractéristiques structurales similaires. Après épuisement du gisement, il fut également utilisé pour l'injection de gaz. Cependant, le gaz stocké à Castaic Hills a migré latéralement vers les réservoirs des champs d'Honor Rancho et de Tapia, à l'est (voir figure C7), comme l'a révélé la production de gaz à partir de ces gisements. Des chênes morts localisés le long de la trace en surface de failles semble indiquer que gaz est également remonté jusqu'à la surface par le biais de failles (Khilyuk et al., 2000). Aucun rapport relatif à un impact négatif sur la population n'est mentionné.

Hypothèse sur l'origine des migrations de gaz : communications entre réservoir adjacent et présence de failles dans le recouvrement.

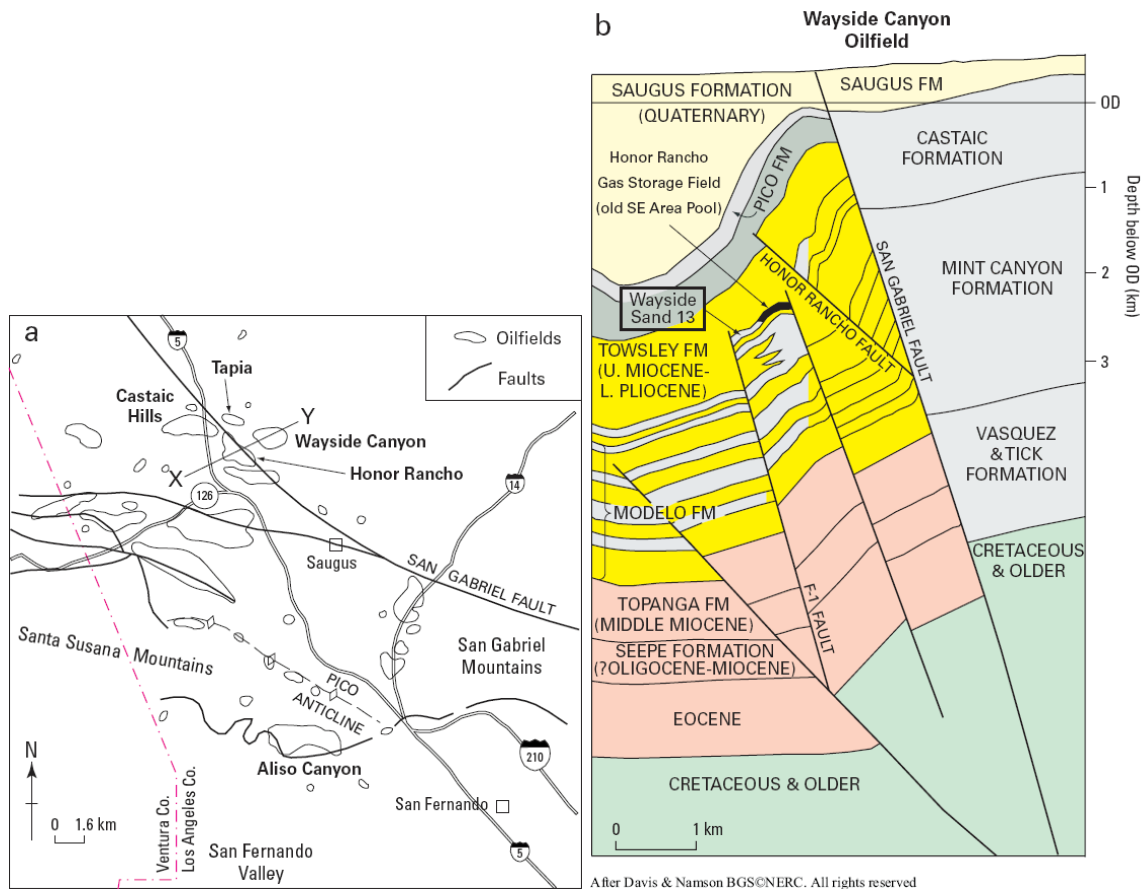


Figure C6. Installations de stockage de gaz de Castaic et d'Honor Rancho. a) plan de situation, b) coupe du champ pétrolifère d'Honor Rancho (d'après Davis & Namson, 2004).

C2.5. Fort Morgan, comté de Morgan County, Colorado, Etats-Unis

Source : Evans, 2008 ;

Contexte : Le champ pétrolifère de Fort Morgan a été découvert en 1954. En 1966, après environ 10 années de production, il fut transformé à des fins de stockage. 34 puits furent utilisés pour stocker presque 430 millions de m³ de gaz naturel. L'opérateur de stockage est la compagnie « Colorado Interstate Gas » (CIG).

Rappel des faits : Une fuite est survenue le dimanche 22 octobre 2006. Elle conduit à une fermeture partielle des installations de stockage pendant une semaine (État du Colorado, 2006 ; <http://tonto.eia.doe.gov/oog/info/ngw/ngupdate.asp>). Des rapports attestent de l'émission d'eau et de gaz en surface le 22 octobre 2006. Les routes environnantes ont été immédiatement fermées et une enquête a été diligentée afin de préciser le rôle des puits dans les migrations de gaz. La présence de méthane dans un aquifère de surface (et le risque d'incendie qui est résultait) a conduit les autorités à évacuer temporairement treize familles logeant dans un rayon de 1600 m de la fuite.

Hypothèse sur l'origine de la fuite : Des enquêtes préliminaires ont révélé que la source de la fuite se trouvait à une profondeur d'environ 1600 m en dans le puits n°26, situé au centre du champ pétrolifère. Les fuites de gaz ont migré le long du puits jusqu'à la surface, via un niveau intermédiaire, dans deux zones au sud-ouest et au sud-est de l'installation de stockage. Suite à la fuite, les pressions ont été contrôlées deux fois par jour. Les mesures ont indiqué qu'il n'y a eu aucune autre fuite. Aucune information n'est disponible expliquant comment la fuite a été traitée.

C2.6. Breitbrunn/Eggstatt, Bavière, Allemagne

Source : Evans, 2008 ; Bary et al., 2002 ; Rohler et al., 2004 ; Überer et al., 2004

Contexte : Le gisement de Breitbrunn/Eggstatt en Bavière (Allemagne), découvert en 1975, est constitué de quatre réservoirs de grès exploités par quatre puits verticaux. La production a cessé en 1993. Le réservoir sommital a ensuite été converti en stockage de gaz après foration de 6 puits horizontaux qui ont contribué à doubler la capacité de stockage à environ 1 milliard de m³ de gaz (Bary et al., 2002 ; Rohler et al., 2004). Deux réservoirs plus profonds ont été convertis, dans un deuxième temps, pour augmenter encore la capacité de stockage (et faire face à l'augmentation de la demande de gaz durant les mois d'hiver).

Rappel des faits : En 2003, une pression anormale a été mesurée dans le puits n°21 du stockage de gaz de Breitbrunn révélatrice d'un défaut d'étanchéité dans la réalisation du forage (Überer et al., 2004).

Hypothèse sur l'origine des fuites de gaz : Afin d'étudier et localiser le point de fuite possible, des mesures de température (par fibre optique) ont été effectuées en juin et en octobre 2003. Ces mesures ont montré une anomalie de température significative à une profondeur de 586 m, causée par une fuite dans l'annulaire de forage (Überer et al., 2004). La fuite a été réparée à l'aide d'un manchon d'étanchéité.

C2.7. Fuites de gaz dans les champs pétrolifères de Montebello et de Playa del Rey

Source : Evans, 2008 ; Chilingar & Endres, 2005 ; Benson & Hepple, 2005 ; EIA, 2006 ; Barnds, 1968 ; Technologies d'exploration, 2000 ; SoCal, 2004 ; Reigle, 1953

Contexte : Les champs pétrolifères de Montebello et Playa del Rey sont typiques de l'histoire de l'exploration pétrolière et gazière en Californie où des centaines de puits ont été réalisés ces dernières décennies. Bon nombre de ces puits ont été forés avant que les normes de réalisation, en cours aujourd'hui, soient appliquées (Chilingar & Endres, 2005).

Le champ pétrolifère de Playa del Rey s'est développé à l'ouest du bassin de Los Angeles. Le nombre total des vieux puits abandonnés ou encore opérationnel de pétrole ou de gaz est estimé entre 200 et 300. Le champ pétrolifère de Playa del Rey fut rapidement épuisé et, en 1942, dans le cadre de l'effort de guerre, il fut transformé en une installation de stockage de gaz (Barnds, 1968). Elle est exploitée, depuis 1945, par la compagnie de gaz de Californie du Sud (SoCalGas). Le champ de stockage est actuellement exploité par 54 puits dont 25 sont des puits utilisés pour injecter et extraire le gaz, 8 pour l'élimination de liquide (surtout de l'eau), trois pour contrôler les migrations latérales et 18 sont des puits d'observation utilisés pour surveiller les variations de saturation et de pression.

Rappel des faits : Dans le cas du stockage de Montebello, le gaz avait été injecté à une profondeur d'environ 2300 m. Il est apparu par la suite que le gaz migrerait vers la surface via les vieux puits forés pour la plupart dans les années 1930 (Chilingar & Endres, 2005). Des études ont montré que les vieux cuvelages et cimentations sont incapables de faire face aux fortes pressions, ce qui permet aux gaz d'entrer dans les vieux puits et de migrer vers des profondeurs plus faibles. Il semblerait toutefois que le gaz n'atteignit pas la surface (Benson & Hepple, 2005). Ces fuites conduisirent à la fermeture de l'installation de stockage (Chilingar & Endres, 2005 ; EIA, 2006).

Dans le champ pétrolifère, la présence de petites failles dans le conglomérat de schiste basale et dans la Formation Puente est connue (Wright, 1991). La mesure de concentrations de méthane élevée en surface le long d'une bande de 500 m de long et de 60 m de large suggère la présence d'une faille traversant le réservoir (Exploration Technologies, 2000). La faille a été liée à des fuites importantes de méthane dans le réservoir de gaz, celle-ci interceptant le réservoir vers 1830 m et fournissant une voie de migration verticale vers la surface. L'existence de la faille a toutefois été contestée (Davis & Namson, 2000).

Hypothèse sur l'origine des fuites de gaz : détérioration des cuvelages et des cimentations des vieux puits, présence de failles perméables connectant le réservoir à la surface.

C2.8. Stockage de gaz endommagé lors d'un tremblement de terre ou d'activités de forage

Source : Evans, 2008 ; <http://www.vectormagnetics.com/casehistories.pdf>

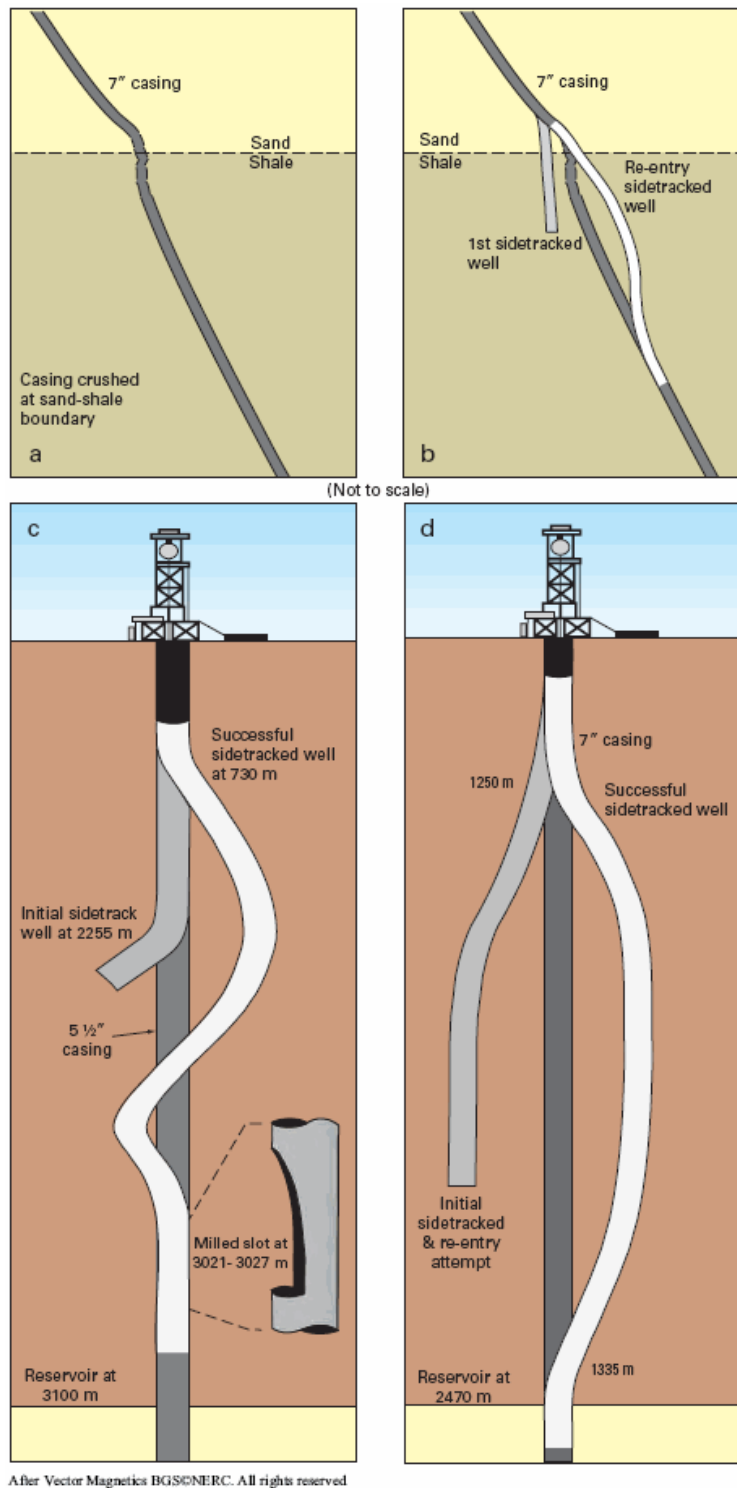
Rappel des faits : Une entreprise spécialiste des opérations de forage de puits Vector Magnetics (<http://www.vectormagnetics.com/casehistories.pdf>) a recensé des cas de dommages aux puits de stockage de gaz dans le sud de la Californie nécessitant une dérivation des puits. Les emplacements précis de ces incidents n'ont pas été précisés, mais ils sont remarquables comme incidents associés à l'UGS (underground gas storage).

Le premier cas implique un puits de forage dans lequel le tubage et le cuvelage ont cédé, au niveau de l'intersection avec une couche schisto/gréseuse vers 2135 m de profondeur, suite à un tremblement de terre (Fig. C8 a & b). Une cimentation a été réalisée après un forage en déviation, qui rejoignait le bas du puits en-dessous de la zone effondrée, ce qui a permis un abandon en sécurité.

Un second cas s'est produit lors de travaux de réparation d'une fuite au niveau d'un sabot de cuvelage. Les dommages ont été causés à 2255 m de profondeur (le réservoir étant à 3100 m). Après plusieurs tentatives infructueuses, le problème a été corrigé par un puits foré en déviation, qui intersecte le tubage à 3021 m. L'opération a nécessité de fraiser le tubage, puis de cimenter les deux puits sur une longueur de neuf mètres au-dessus du niveau de l'intersection. Figure C8 c.

Le troisième cas de dommage et de réparation est celui d'un puits relié à un stockage de gaz à environ 2470 m. Il a été endommagé à la profondeur de 1250 m lors d'une opération d'entretien – le défaut initial étant dû à une corrosion du métal. (Fig. C8 d). Les premières tentatives de réparation et de forage d'un puits dévié ont aggravé les dommages et ont entraîné la perte d'un outil de forage. Le puits a enfin été court-circuité par la foration d'un puits dévié qui le rejoint à environ 1335 m (soit 85 m plus bas), après quoi le puits a été bouché et abandonné.

Hypothèse sur l'origine des fuites de gaz : rupture des cuvelages des puits d'injection suite à des tremblements de terre



After Vector Magnetics BGSCNERC. All rights reserved.

Figure C7. Croquis montrant les problèmes occasionnés et les réparations réalisées sur des puits de stockage de gaz en Californie (d'après Vector Magnetics: http://www.vectormagnetics.com/Case_HistoryO&G.html). a) and b) endommagement induit par un tremblement de terre, c) dérivation d'un puits par inadvertance, d) dérivation d'un puits suite à une corrosion du cuvelage

C3 : Exemples d'accidents ou incidents sur des stockages de gaz en cavité saline

C3.1. Accident de Mont Belvieu, Texas, E.U. :

Source : Berest et Brouard [2003]

Rappel des faits : Le 17 septembre 1980, une chute de pression est enregistrée dans l'une des cavités du site de stockage de Mont-Belvieu contenant du GPL. Le 3 octobre, une explosion intervient dans une maison proche du stockage. Les jours suivants, 50 familles sont évacuées suite à des émanations de gaz dans la zone aux abords du stockage.

Hypothèses sur l'origine de la fuite et le cheminement du produit : L'explosion intervenue le 3 octobre est liée à l'accumulation de propane (30 %) et d'éthane (70 %) dans les fondations de la maison. L'explosion a été déclenchée suite à une étincelle sur le circuit électrique. L'émanation de gaz en surface a été expliquée par des fuites de GPL du fait d'une corrosion du cuvelage et d'une dégradation du ciment situé à l'extérieur du cuvelage du puits d'exploitation. Le GPL a ensuite migré (en se vaporisant progressivement) jusqu'à la surface (Figure C9). La fuite dans le cuvelage est apparue 22 ans après la mise en service du puits. Cet accident a conduit à une évolution de la réglementation au Texas en 1993. Les nouveaux puits d'exploitation de cavités de stockage dans le sel doivent être aujourd'hui équipés d'un « double cuvelage » (c'est-à-dire d'un cuvelage et d'un tubage séparés par un annulaire).

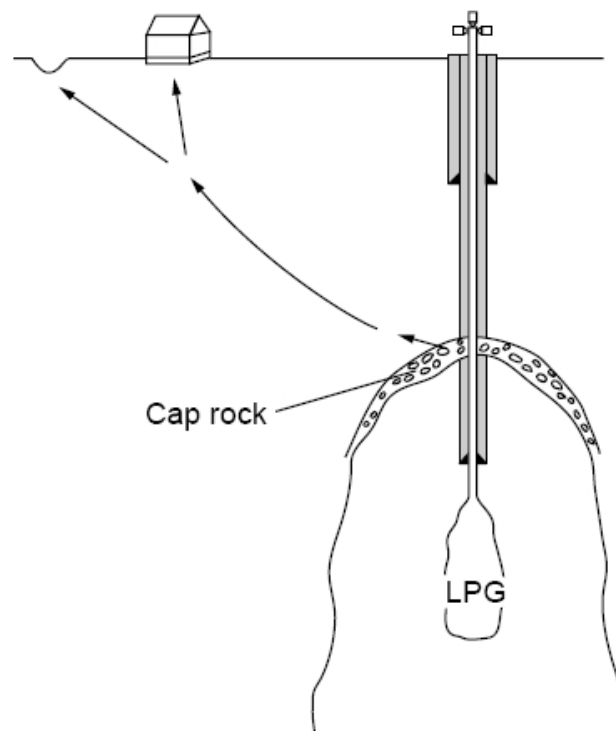


Figure C8 : Schématisation de la fuite de gaz du stockage de Mont-Belvieu, Texas (d'après Berest et Brouard [2003])

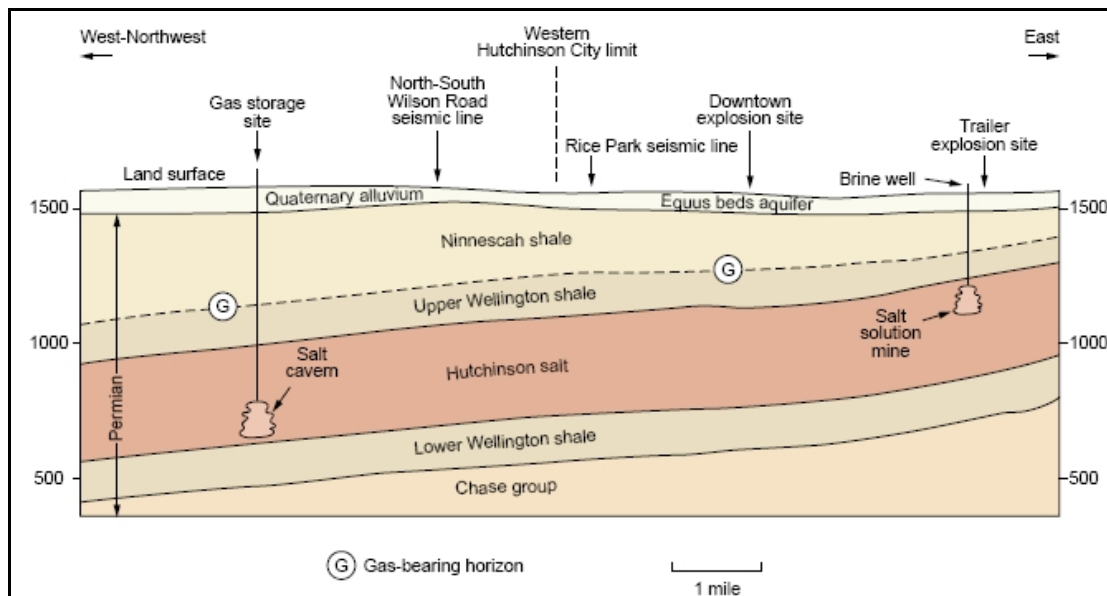
C3.2. Accident de Hutchinson, Kansas, E.U. :

Source : Allison [2001], Kansas Geological Survey Web Site [2001], Berest et Brouard [2003]

Rappel des faits : Le 17 janvier 2001, une explosion importante a eu lieu dans le centre de la ville d'Hutchinson, Kansas, E.U. Cette explosion, liée à l'éruption de gaz naturel en surface, a provoqué des incendies qui ont duré plus de 12 heures, alimentés en continu par du gaz.

Historique du site : Des analyses ont pu établir que le gaz qui a provoqué ces explosions provenait d'un site de stockage situé à environ 11 km au Nord-Ouest d'Hutchinson. La zone de développement des cavités est une ancienne zone d'exploitation de sel. Les cavités ont tout d'abord été reconfigurées pour le stockage de GPL dans les années 1980. Ces cavités sont de petites tailles (de l'ordre de 40 000 à 50 000 m³) et peu profondes (le toit des cavités est à 150 m environ, le toit du sel à 130 mètres). A la fin des années 1980, l'exploitation de GPL a été abandonnée et les puits bouchés. En 1993, les bouchons ont été forés et les cavités ont été converties en stockage de gaz naturel.

Hypothèses sur le cheminement du gaz : Le gaz aurait d'abord fui à travers la cimentation des puits au toit du réservoir, puis cheminé horizontalement à travers les terrains, et enfin par d'anciens puits d'exploitation de saumure (Figure C10). Une malfaçon lors de la foration des bouchons en vue du stockage de gaz naturel serait à l'origine de la fuite. Une veine de dolomie particulièrement poreuse de 45 mètres de large et de 0,60 mètre d'épaisseur, (figurée en pointillés sur la figure) se trouve être en contact direct avec le puits. Elle s'étendrait vers le Sud-Est jusqu'à Hutchinson et au-delà. Le gaz, profitant de cette "conduite", a formé des poches en profondeur bloquées par les couches géologiques supérieures de schistes imperméables. Les éruptions de gaz en surface auraient eu lieu par le biais d'anciens puits d'exploitation de saumure (datant de fin du XIXème - début du XXème siècle) qui ne sont pas tous répertoriés. Plus de 2 millions de m³ de gaz se seraient échappés du stockage.



C3.3. West Hackberry, Louisiane (États-Unis) :

Source : Evans, 2008 ; Halbouty, 1979 ; Bérest & Brouard, 2003 ; DOE, 1980

Contexte : Situé près de Lake Charles, dans le sud de la Louisiane, le dôme de sel de West Hackberry est connu depuis 1902. Un certain nombre de cavités résultant de l'exploitation du sel, ont été acquies en 1977 par l'US Department of Energy (DOE) pour le SPR (Strategic Petroleum Reserve) La SPR dispose aujourd'hui sur ce site de 22 cavités capables de fournir un espace de stockage $35 \cdot 10^9 \text{ m}^3$).

Rappel des faits : Le 21 septembre 1978, lors de travaux sur l'un des puits desservant la cavité numéro 6 (elle a été desservie par plusieurs puits afin d'accélérer les opérations), il y a eu une libération soudaine d'environ 72 000 barils ($11,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$), qui ont pris feu, tuant une des personnes de l'équipe d'intervention. Le geyser a continué jusqu'à ce que la caverne soit dépressurisée (Bérest & Brouard, 2003).

Hypothèse sur l'origine de l'accident : Un rapport du DOE (1980) a conclu que l'accident est survenu suite à des travaux pour réparer une fuite dans le cuvelage extérieur du puits et renforcer l'équipement de la tête de puits. Cela implique le retrait d'un tuyau interne et l'installation d'un packer pour fermer la cavité. Cependant, durant les travaux, le packer a bougé puis a été poussé vers la surface par la pression dans la cavité. Cela a conduit à la libération soudaine et violente de l'hydrocarbure stocké dans la cavité. Les rapports de sécurité et d'enquête ont conclu que les travaux futurs de cette nature ne devraient être fait que lorsque les pressions de en cavité sont faibles et la pression en tête de puits nulle.

C3.4. Stockage dans un dôme de sel, Mississippi, USA :

Source : Evans, 2008 ; Pirkle, 1986 ; Pirkle & Jones, 2004

Contexte : Des rapports peu détaillés attestent de l'existence de fuite de gaz dans une installation de stockage localisée dans un dôme de sel de l'état du Mississippi du début au milieu des années 1980 (Pirkle, 1986 ; Pirkle & Jones, 2004). Le lieu et la date exacte ne sont pas connus. Le dôme de sel est susceptible de s'être formé à partir de la formation saline de Louann d'âge Jurassique.

Rappel des faits : Une fuite a été suspectée dans l'une des quatre cavernes de stockage via un puits. Afin d'identifier la source de la fuite, des échantillons de sol ont été prélevé autour du stockage suspect pour l'analyse de tous les hydrocarbures présents. Une anomalie a été observée principalement dans un rayon de 3 à 4,5 m autour du puits de forage. La composition moléculaire et isotopique des gaz trouvés dans les échantillons s'est révélée identique à la composition du produit stocké.

Hypothèse sur l'origine de l'incident : La fuite est liée à la mauvaise qualité des travaux de cimentation au moment de l'installation du cuvelage du puits. Le puits a été fermé afin de procéder à des réparations (Pirkle, 1986 ; Pirkle & Jones, 2004). Des enquêtes similaires autour des trois autres puits de stockage ont été effectuées. Deux puits ont montré aucune preuve de la fuite d'hydrocarbures, tandis qu'une fuite similaire a été trouvée autour du troisième puits, l'origine étant à nouveau liée à une mauvaise cimentation (Pirkle, 1986 ; Pirkle & Jones, 2004).

C3.5. Magnolia, Grand Bayou, south Louisiana (USA) :

Source : Evans, 2008 ; Hopper, 2004

Contexte : Le dôme de sel de Magnolia est situé dans une région très peu peuplée à Napoleonville, à environ deux milles de Grand Bayou, sud de la Louisiane. En 2003, une installation de stockage de gaz en cavité a été construite dans le dôme. Elle est exploitée par Entergy Koch (<http://www.txgt.com/sec/Pipelines%2010K%2012-31-05%20FINAL.pdf> ; Hopper, 2004).

Rappel des faits : À la veille de Noël 2003, seulement six semaines après le démarrage des opérations de stockage, environ 30 personnes ont été forcés de quitter leurs foyers par une fuite de gaz naturel qui a conduit à la libération d'environ 9,9 millions de m³ de gaz en quelques heures.

Hypothèse sur l'origine de l'incident : L'enquête a révélé que le gaz s'était échappé d'une fissure dans le cuvelage du puits à proximité de la cavité, à environ 440 m de profondeur. L'intervention a consisté à dériver le puits à partir d'un point situé au dessous de la fissure et à forer quatre autres puits pour surveiller et contrôler la libération de gaz de la cavité vers la surface.

C4 : Autres d'accidents et incidents à signaler

Les cas rapportés ici présentent des phénomènes a priori plus éloignés du cas de stockage de CO₂ en aquifère salin : soit parce que le contexte est différent, tel le stockage en cavité minée ; soit parce que la cause de l'accident semble irréaliste pour le CCS, par exemple le sur-remplissage d'une cavité. Leurs enseignements sont néanmoins d'intérêt pour l'ensemble de la problématique de la sécurité (ex : techniques de prévention ou de remédiation).

C4.1. Anderlues, Belgique : stockages de gaz en mine de charbon

Source : Evans, 2008 ; Piessons et Dusar, 2003

Contexte : La mine de charbon d'Anderlues est située dans le bassin houiller de Hainaut en Belgique du Sud (Piessons et Dusar, 2003). Elle a été exploitée entre 1857 et 1969, après quoi il a été fermé, les pompages d'exhaure ayant été maintenue

Rappel des faits : Les opérations de stockage de gaz ont commencé en 1980, avec un gaz stocké à basse pression (0,35 MPa) entre 600 et 1100 m de profondeur. On a constaté une migration des gaz ont vers les couches supérieures.

- *Hypothèse sur l'origine des problèmes : Les opérations de stockage ont cessé en 2000 en raison :*
 - *d'une connexion de la zone de stockage avec les niveaux miniers moins profonds à travers lesquels les gaz ont migré vers les couches supérieures,*
 - *du coût de maintenance très important des puits de mines,*
 - *du niveau élevé d'adsorption du gaz sur le charbon (Piessons et Dusar, 2003).*

C4.2. Accident de Brenham, Texas, E.U. :

Source : National Transportation Safety Board (NTSB) [1993], cité par Berest et Brouard [2003]

Contexte : Le stockage de Brenham est une cavité de 60 000 m³ remplie de GPL (mélange de propane, d'éthane, de butane et autres gaz) à 810 mètres de profondeur.

Rappel des faits : Le 7 avril 1992, un sur-remplissage de la cavité a abaissé la limite GPL/saumure, et le GPL a pu s'échapper par le tubage réservé à l'injection de saumure. Le nuage de gaz qui s'est formé en surface a ensuite explosé, tuant 3 personnes et en intoxiquant 21 autres. Il faut noter que les systèmes d'alarme et une vanne automatique ont été défailants. Suite à cet accident, l'état du Texas rend obligatoires la détection automatique des sur-remplissages et une fermeture automatique des vannes.

C4.3. Accident de Moss Bluff, Liberty, Texas, E.U. :

Source : Hopper [2004], Seni & al [2005].

Contexte : Il s'agit d'un stockage de gaz naturel dans une cavité saline dont le sommet est situé à 800 m de profondeur, et qui mesure 400 m verticalement.

Rappel des faits : L'accident a eu lieu pendant des opérations combinées de soutirage de saumure et d'injection de gaz comprimé dans la cavité. Le 19 août 2004, une fuite dans la colonne d'extraction de saumure (à proximité de l'interface gaz/saumure) a expulsé brutalement du gaz de la cavité. Le gaz s'est ensuite enflammé. La fermeture d'une vanne de sécurité en surface (qui a correctement fonctionné) a alors provoqué un coup de bélier, puis la rupture d'une canalisation de saumure en surface, fragilisée par la corrosion interne. L'origine de la fuite reste inconnue.

C4.4. Mineola, Houston, Texas oriental :

Source : Evans, 2008 ; Gebhardt et al., 1996 ; Bérest & Brouard, 2003 ; Warren, 2006, site Web de l'OMD (http://www.wildwell.com/Firefighting/ff_na4.htm)

Contexte : L'accident concerne une installation souterraine de stockage de GPL (propane) exploitée par Suburban Propane dans un dôme salin localisé près de Mineola, East Texas, environ 145 km à l'est de Dallas (Gebhardt et al., 1996 ; Bérest & Brouard, 2003 ; Warren, 2006). Le stockage utilise deux cavités desservies par deux puits, qui ont été forés à l'origine comme puits d'exploration pétrolière dans les années 1950. Par la suite, les puits ont été utilisés pour injecter de l'eau pour lessiver les cavités de stockage. Ces cavités sont localisées dans la formation saline de Louann d'âge Jurassique à des profondeurs de 360 m à 750 m (Gebhardt et coll., 1996).

Rappel des faits : Un « blow-out » puis un incendie se sont successivement produits dans l'installation souterraine de stockage. La date de l'événement n'est pas précisée clairement, deux accidents du même type étant survenus en 1993 et 1995.

Hypothèse sur l'origine de l'accident : Au début, on pensait que les travaux sur un stockage avaient causé de fracturation du sel, permettant la communication entre les deux cavernes. D'autres recherches ont révélé que la cause de l'incident était liée au mode d'exploitation qui consistait à introduire de la saumure lors de chaque retrait du produit stocké. La saumure (sous-saturée) aurait dissout le sel, en élargissant les cavités de stockage et en réduisant la largeur du pilier de sel les séparant, jusqu'à ce qu'il soit trop mince pour empêcher les cavernes de se connecter. Au moment de l'incident, il y avait environ 50 millions de m³ entassées dans une cavité. La voisine était remplie de saumure et subissait un test d'intégrité mécanique (impliquant l'injection cyclique d'azote sous pression). Les variations de la pression entre les 2 cavités ont induit une rupture de la paroi du sel, permettant au propane stocké de migrer vers la cavité voisine (Bérest & Brouard, 2003 ; Warren, 2006).

Le propane a migré, via le puits de stockage de la cavité en saumure, puis à travers le recouvrement constitué de couche de sol sablonneux pour atteindre la surface dans un halo s'étendant jusqu'à 30 m de puits. Mis en contact avec une source d'inflammation, le propane s'est enflammé et a brûlé avec la fumée noire. La situation a été finalement mise sous contrôle à l'aide de techniques novatrices permettant d'étouffer le feu à l'aide de serpentins (Gebhardt et coll., 1996).

C4.5. Stratton Ridge, Freeport, Texas (États-Unis) :

Source : Evans, 2008 ; Applin, 1925 ; Halbouty, 1979 ; Hopper, 2004

Contexte : Le dôme de sel de Stratton Ridge du comté de Brazoria près de Freeport, au Texas, a été découvert en 1913. Il s'agit d'un dôme typique de cette région (Applin, 1925), dont le sommet est à environ 380 m au-dessous du niveau de la mer (Halbouty, 1979).

Les cavités créées dans le dôme de sel ont été utilisées pour stocker des GPL/GIVL depuis de nombreuses années (Halbouty, 1979). C'est le cas notamment des cavités de Stratton Ridge, qui en 2004 étaient détenues par Dow Hydrocarbon & Resources, qui les louaient à Kinder Morgan Energy Partners L.P pour y stocker du gaz naturel.. Le site à une capacité combinée de 334 millions de m³

(http://www.kindermorgan.com/investor/kmp_2004_annual_report_financials.pdf).

Rappel des faits : Suite à un essai d'intégrité mécanique, une fuite de gaz est détectée après mise en pression de la cavité, conduisant à l'abandon de celle-ci (Hopper, 2004).

Hypothèse sur l'origine de l'incident : non explicitée

C4.7. Frankenthal, Allemagne

Source : Evans, 2008 ; AEA, 2005 ;

Contexte : A la fin des années 1970 et au début des années 1980, Saar Ferngas exploite une installation de stockage souterrain de gaz naturel à Frankenthal, Allemagne de l'Ouest. Les rapports relatant un incident mettant en cause la fuite de gaz sont peu précis. Ils font référence à de grands réservoirs souterrains ainsi qu'à des chambres souterraines creusées dans une roche tendre et gréseuse (AEA, 2005). Cela dit, il semble que quelques 16 millions de m³ de gaz naturel aient été entreposés à une profondeur d'environ 680 m à une pression de 7 MPa dans un stockage en aquifère.

Rappel des faits : Une fuite de gaz s'est manifestée le 30 septembre 1980 suite à des opérations de forage réalisées à proximité du stockage. De l'eau et de la boue ont été injectées dans le puits pour tenter d'arrêter la fuite mais sans succès. Celle-ci a été finalement stoppée après qu'une vanne de 14 tonnes était été mise en place sur une des canalisations souterraines. L'incident fut finalement sous contrôle le 16 octobre.

Hypothèse sur l'origine de l'incident : Les indications données sont que les activités de forages ont endommagé une canalisation provenant de la chambre de stockage. Le gaz n'a pas pris feu, mais la valeur des pertes a été estimée à 5 millions d'euros (AEA, 2005).

ANNEXE D
DESCRIPTION D'EXPERIMENTATIONS OU DE PILOTES

D.1. Site de Weyburn (Saskatchewan, Canada)

Source: IEA-GHG Weyburn monitoring and storage project, 2005, IEA-GHG PTRC release (Petroleum Technology Research Centre) , Jan 2011, Findings on the Report Claiming Leaks of CO₂ from the Weyburn EOR Field ; IPAC-CO₂, The Kerr Investigation, IPAC CO₂ report, jan 2012; PetroFind Geochem 2010: Geochemical soil gas survey, A Site Investigation of SW30-5-13-W2M, Weyburn Field, Saskatchewan

Contexte : Depuis 2000, on injecte du CO₂ pur à 95% à 1500 mètres de profondeur dans le champ pétrolier de Weyburn-Midale (Saskatchewan, Canada) à des fins d'EOR (Enhanced Oil Recovery), l'IEA (Agence Internationale de l'Energie) étant étroitement associée à ce projet. Actuellement l'opérateur est la compagnie Cenovus, basée à Calgary, et elle assure un débit d'environ 3 millions de tonnes de CO₂ par an (soit 100 kg/s, l'équivalent d'une centrale thermique moyenne) – au départ le débit était presque deux fois plus faible. Le CO₂ provient d'une usine de liquéfaction de charbon située à environ 300 kilomètres au sud, aux Etats-Unis, d'où il provient sous forme gazeuse par « carboduc ». En tout, environ 13 millions de tonnes ont été injectées à ce jour.

Le PTRC (Petroleum Technology Research Centre) effectue un suivi précis, en collaboration avec plusieurs organismes internationaux (dont le British Geological Survey, le BRGM, l'INGV -Institut Italien de Géologie et de Vulcanologie- et l'université de Regina). Il précise que depuis 2001 aucune fuite de CO₂ n'a été détectée dans la biosphère, et que les concentrations mesurées dans les gaz du sol sont toujours apparues compatibles avec les valeurs habituelles pour ce type d'environnement.

Rappel des faits: Un couple de fermiers, les Kerr, a constaté de curieux phénomènes dans une mare située sur leur terrain, à 2 km environ des puits d'injection : efflorescences d'algues et de mousse, échappement de bulles de gaz, cadavres de petits animaux, et même détonations inexplicables. Les Kerr ont quitté leur propriété à l'été 2010 et mandaté un consultant de Petro-Find Geochem pour déterminer la cause de ces phénomènes. L'expert indique avoir trouvé de fortes concentrations de CO₂ à proximité de la mare. Déterminée en laboratoire, la composition isotopique de ce dioxyde de carbone montrerait que « la source de ces concentrations élevées dans le sol est clairement le CO₂ anthropique injecté dans le réservoir de Weyburn ».

Le PTRC critique ce rapport qu'il juge insuffisamment documenté et conclut qu'il n'existe aucune preuve de cette sorte, le CO₂ mesuré pouvant aussi bien être le résultat de processus biologiques dans le sol. Sans se prononcer sur le fond, de l'avis de l'INERIS, l'incertitude pourrait provenir du fait qu'une « déviation isotopique » $\delta^{13}\text{C}$ de -20 à -30 ‰ est effectivement susceptible de provenir aussi bien de CO₂ biologique que de CO₂ provenant de carburants fossiles) – voir figure D1.

D.2. Site de Sleipner (Mer du Nord, Norvège)

Sources : Torp, 2007; Chadwick et al, 2008; Shadwick Effective underground CO₂ storage: dealing with uncertainty and satisfying the regulations, CCS webinar series 2, 2007 ; Statoil Hydro says carbon store does not leak, Reuters, 3 mai 2009; Is Sleipner broken? NRDC Memo, mars 2009

Contexte : Depuis 1966, l'opérateur pétrolier Statoil injecte du CO₂ dans un aquifère (formation d'Utsira) situé entre 800 et 1000 m de profondeur. Il s'agit de CO₂ issu du traitement du gaz naturel qui est extrait d'une formation sous-jacente, à environ 2500 m de profondeur (fig. D2). En effet, ce gaz contient une forte proportion de CO₂, qu'il est nécessaire de séparer. Statoil a décidé de réinjecter le CO₂ ainsi récupéré, pour éviter une taxe décidée par le gouvernement norvégien sur les émissions de CO₂. Il s'agit du premier site au monde d'injection de CO₂ en vue d'un stockage à long terme (et non à des fins d'EOR par exemple).

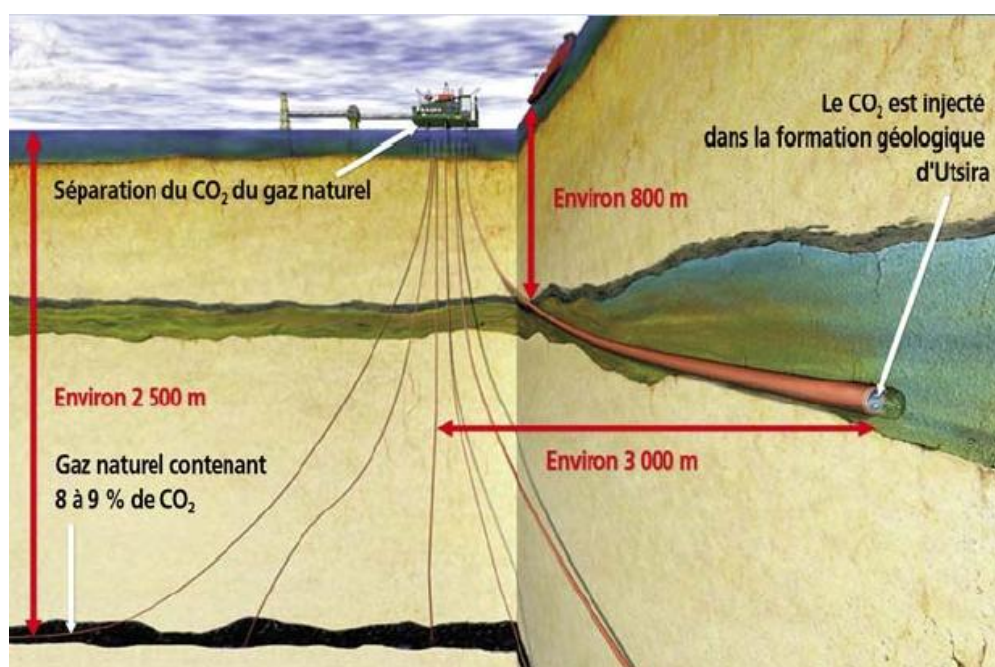


Figure D2 : Configuration générale du site de Sleipner : extraction de gaz naturel, puis séparation de CO₂ et injection en aquifère (source CO₂GeoNet)

Environ 1 Mt sont injectées chaque année. Des activités de surveillance (notamment des campagnes sismiques) sont entreprises sur le site, en collaboration avec des organismes internationaux et avec le soutien de l'IEA-GHG.

Description de l'évolution du panache de CO₂ : L'ensemble des études de surveillance montre que le CO₂ demeure au sein de la formation et remonte peu à peu vers la surface de l'aquifère. Elles montrent également que la migration latérale est sensiblement différente des prévisions initiales, comme l'illustrent les deux images les plus à gauche de la figure D3. Au lieu d'un « disque » d'environ 1,5 km de diamètre, le panache de CO₂ est très allongé et atteint plus de 4 km de long dans le sens Nord-Sud.

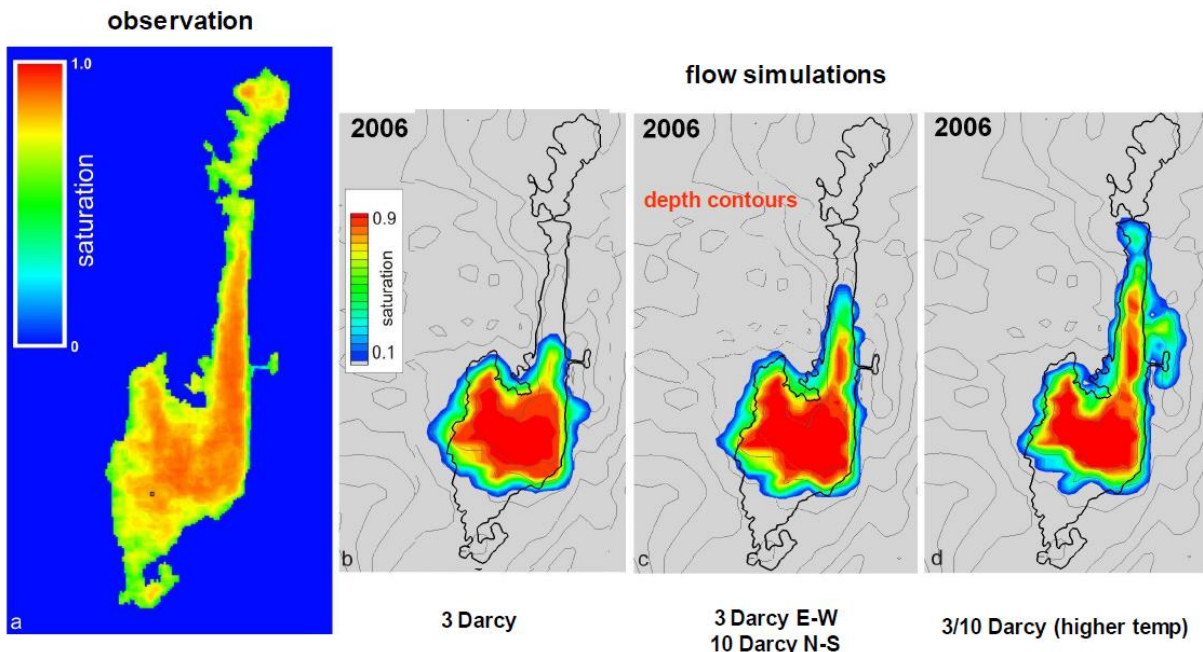


Figure D3 : Evolution du panache de CO₂ (à gauche) et simulations numériques TORP, 2007

Cette incertitude de la prédiction résulte à la fois de la difficulté à caractériser le milieu – ici la non prise en compte d’anisotropies, point qui a cependant été amélioré par la suite dans les modèles comme le montre l’image la plus à droite – et de la très faible pente au toit de l’aquifère : celui-ci est de fait un « aquifère ouvert », c’est-à-dire qu’il n’y a ni anticlinal ni discontinuité géologique susceptible de contenir le CO₂ dans sa migration latérale, et comme le précise Chadwick (2008) les incertitudes quant à l’étendue du panache sont généralement fortes dans ce contexte.

Rappel des faits pour l’incident constaté à Tordis : Un incident a par ailleurs été rapporté sur le champ pétrolier de Tordis, à environ 300 km au Nord, qui concerne la même formation géologique d’Utsira : un fluide (a priori mélange d’hydrocarbure et de saumure) s’est échappé de la formation, vers le plancher de la mer du Nord, occasionnant une baisse de pression dans la formation et une légère pollution à la surface de la mer. Les éléments publiés par Statoil semblent exclure toute relation entre l’injection à Sleipner et l’incident à Tordis, mettant en cause l’injection d’eau à Tordis sous haute pression dans le but de récupérer davantage d’hydrocarbure. Par ailleurs, la formation qui sert de couverture à Tordis est la même qu’à Sleipner mais elle est sensiblement moins épaisse à cet endroit.

Ainsi que l’indique le *NRDC memo*, bien que Sleipner soit mis hors de cause, cet épisode montre que la sécurité du stockage peut être mise à mal en cas d’actions inappropriées (ici : injection sous forte pression) ou du fait de la difficulté de prévoir en milieu souterrain (migration latérale importante du panache, hétérogénéité non suspectée, etc). Cela renforce également l’importance d’une surveillance précise comme moyen de prévention, puis de diagnostic .

D3. Expérimentation sur le site de Frio, South Liberty, Texas:

Source : Kharaka et al., 2006 et 2009, Zuddas 2009, Farret et al, 2010

Description : Le site de FRIO se trouve dans un champ de pétrole à South Liberty au Texas dans une région industrielle où les sources d'émission de CO₂ sont importantes. Des forages ont été réalisés dans les années 1950 pour l'extraction du pétrole dans la formation Yegua (Eocène) à 2900 m de profondeur. Cette formation est constituée de plusieurs couches de grès et de silts d'origine fluviale, séparées par des argiles marines de transgression. Récemment, ce site a été réaménagé pour servir de laboratoire naturel d'injection de CO₂ en aquifère. Pour ce faire, un puits inactif a été foré au niveau des grès de la formation FRIO C, entre 1528 et 1534 m de profondeur, pour être utilisé comme puits d'observation ; un nouveau puits pour l'injection de CO₂ a été réalisé à 30 m de distance pour prélever des échantillons aux profondeurs 1541-1546 m.

La zone d'injection FRIO C est constituée d'arkoses fines et de grès quartzeux et feldspathiques avec une faible teneur en illite/smectite et en calcite. La porosité moyenne est élevée (environs 32%) et la perméabilité est élevée de 2 à 3 Darcy.

Au-dessus du niveau FRIO C, se trouve le niveau FRIO B constitué de grès d'origine fluviale ayant une épaisseur de 4 m et dont il est séparé par 15 m d'argiles, grès et silts. La principale barrière aux fuites de CO₂ vers la surface est ensuite représentée, plus haut dans la série, par les puissantes couches d'argiles de l'Oligo-Miocène qui recouvrent la formation éocène au niveau régional (Hovorka et al., 2006).

Du 4 au 14 octobre 2004, 1600 t de CO₂ ont été injectées au niveau FRIO C. Environ 100 échantillons d'eaux et de gaz ont été prélevés à FRIO C avant, pendant et après cette injection, en utilisant des méthodologies d'échantillonnage originales telles que le « U-tube systems » et le « kaster sample » (Freifeld et al., 2005; Kharaka et al., 2006).

D'autres échantillons à la surface et en profondeur ont été prélevés 6 mois après dans le puits d'observation au niveau FRIO B qui a été foré à la profondeur de 1506-1508 m, après cimentation de la précédente foration au niveau FRIO C. Pour prévenir les fuites, de FRIO C vers B à travers le tubage, un bouchon a été inséré entre les deux niveaux peu avant l'échantillonnage final qui a été réalisé du 23 au 27 janvier 2006 soit 15 mois après l'injection.

Résultats : les eaux de la formation et leurs gaz ont été analysés dans les deux puits avant l'injection de CO₂. On retrouve des saumures assimilables aux eaux de composition Na-Ca-Cl ayant une salinité de 93000 mg/l TDS environ. Leur composition chimique est caractérisée par des concentrations élevées en magnésium ou baryum, et faibles en sulfates, bicarbonates ou carbone organique dissous (COD).

Les mesures in situ de conductivité électrique ont montré une faible augmentation de la valeur initiale de 120 µS/cm (mesurée à 22°C) suite à l'injection. Une variation majeure des paramètres chimiques a par contre été observée au fur et à mesure que le CO₂ atteignait le puits d'observation. En particulier, le pH a diminué de 6,5 à 5,7 et l'alcalinité a augmenté de 1,5 à 50 mmol/kg. Les mesures effectuées en laboratoire sur les échantillons conditionnés ont montré une

augmentation de la concentration en fer de 0,5 à 20 mM (Figure D4) ainsi qu'en manganèse et en calcium.

En ce qui concerne les gaz, la variation la plus élevée de leur composition chimique a été enregistrée 51 h après l'injection où la concentration de CO₂ a augmenté de 0,3% à 97% du gaz total et celle du CH₄ est passée de 95% à 3 % (Tableau D1).

Les résultats obtenus montrent également une variation significative de la composition isotopique de l'eau et du carbone inorganique dissous (CID) mais une faible variation en δ D et δ¹³C du CH₄ lors de l'injection de CO₂. Les valeurs de δ¹³C du CID passent de -5 ‰ à 33 ‰ car la principale source de carbone devient le gaz carbonique injecté qui a un rapport isotopique compris entre -34 ‰ et -44 ‰ selon la proportion de mélange des deux sources de gaz.

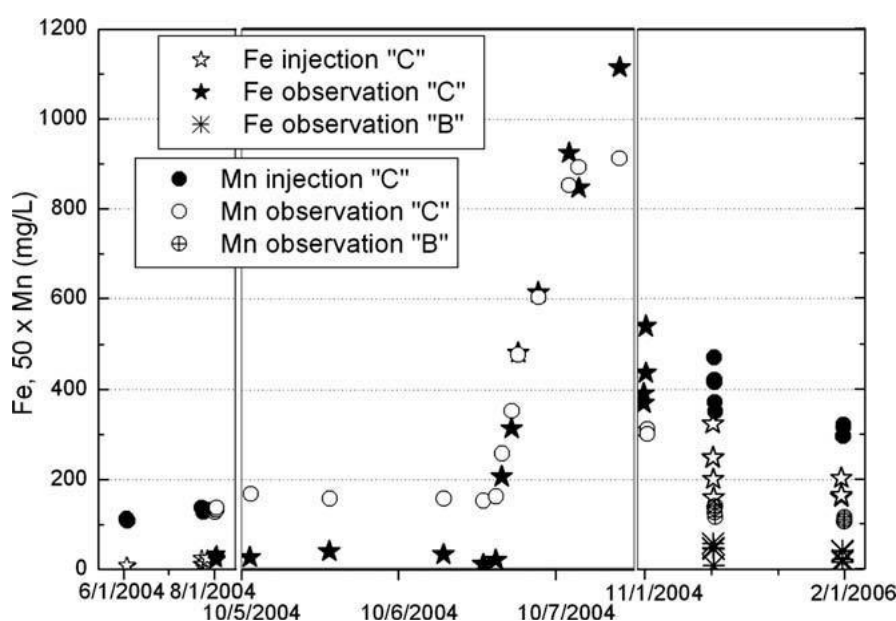
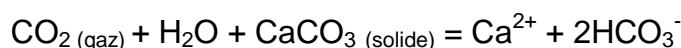


Figure D4 : Concentrations en fer et manganèse dans les saumures de Frio pendant la période de juin 2004 à janvier 2006 (Kharaka, 2006)

A partir de la composition chimique des eaux de la formation échantillonnée dans les puits avant l'injection de CO₂, il a été estimé que quand elles sont en contact avec le CO₂ supercritique, le pH de ces eaux descend de 6,3 à 3 environ. Dans ces conditions les saumures deviennent fortement sous-saturées vis-à-vis des minéraux carbonatés, silicatés et des autres minéraux constituant la formation de Frio. A ces basses valeurs de pH, la vitesse de dissolution des minéraux augmente de plusieurs ordres de grandeurs. L'augmentation de la concentration en calcium, et de celle équivalente en ions HCO₃⁻, résulte très probablement d'une dissolution rapide de la calcite selon la réaction :



Dans ce contexte, les éléments métalliques sont également mis en solution. Or ils peuvent être véhiculés sous forme soluble mais également sous forme de « complexes » : il s'agit de l'association de plusieurs espèces pour former une nouvelle espèce soluble souvent plus stable. Dans une solution donnée, un cation métallique peut être complexé par les différents anions en présence, et ce phénomène peut donc avoir une forte influence sur le transport des éléments métalliques car celui-ci s'effectue préférentiellement à l'état soluble.

La mobilité des éléments traces est par ailleurs très dépendante du comportement d'un certain nombre d'éléments mineurs. De nombreux ions métalliques peuvent précipiter facilement (sous forme d'oxyde et d'hydroxyde) et « capturer » certains éléments trace, tels que le plomb, l'arsenic ou l'uranium, par adsorption ou par précipitation dans la phase solide. A l'inverse, lorsqu'ils se dissolvent (suite à la baisse du pH par exemple) ils libèrent alors ces éléments trace (phénomène de « scavenging »).

Ainsi, les interactions géochimiques qui concernent les éléments majeurs ou mineurs peuvent avoir également de fortes répercussions sur des éléments trace métalliques, leur dissolution et leur transport en phase aqueuse. La perturbation initiale de l'équilibre acido-basique a des conséquences plus globales sur l'évolution rédox de la solution. La figure D5 illustre de façon schématique l'ensemble de ces processus :

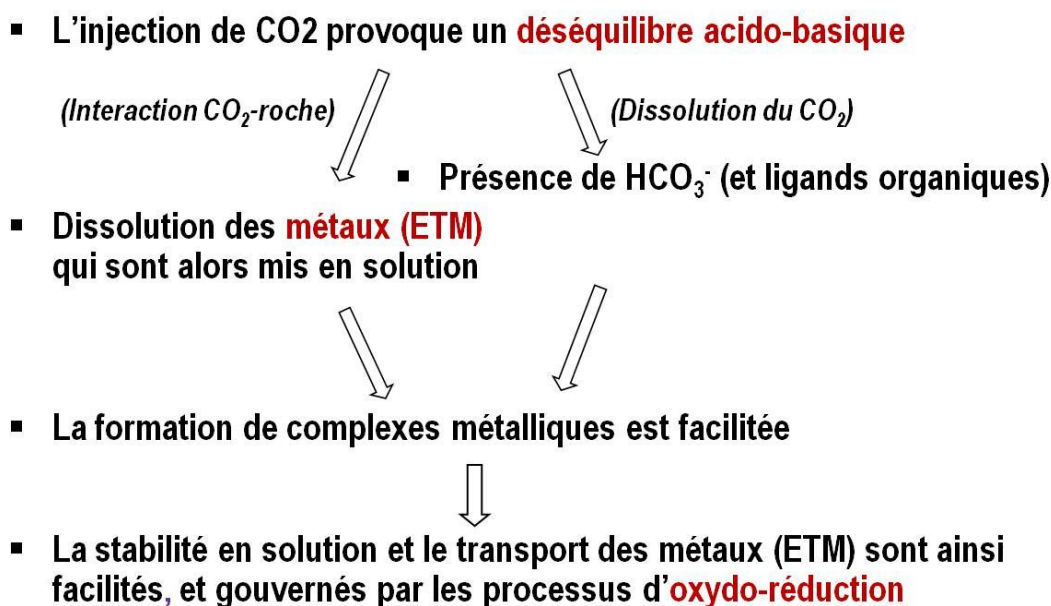


Fig.D5 : Représentation schématique des phénomènes en jeu dans le comportement des éléments majeurs et des ETM (éléments trace métalliques) (Farret et al., 2010)

D.4. In Salah (Algérie) : injection de CO₂ en gisement déplété

Source : Ringrose et al, 2009, 2010 ; Dodds, 2011.

Rappel des faits : Sur ce site d'exploitation pétrolière, le gaz naturel extrait contient du CO₂, qui est séparé des hydrocarbures avant d'être réinjecté à la base du même gisement depuis avril 2005. Le puits d'observation KB-5 situé à 1,3 km du puits d'injection KB-502 a été atteint par le panache de CO₂ et une fuite est apparue après que 2,5 MtCO₂ ont été injectées (Ringrose et al., 2009). L'inspection réalisée en août 2006 a été normale mais celle de juin 2007 a mis en évidence une fuite au niveau de la tête de puits. Après traitement de la tête de ce puits, il subsiste une petite fuite de quelques dizaines à une centaine de kgCO₂/an.

Hypothèses sur l'origine de la fuite et le cheminement du gaz : Un gaz traceur (perfluorocarbone) a été injecté avec le CO₂ en juin 2007 et détecté au puits KB-5 en mars 2008. Compte tenu de la distance qui sépare ces deux puits (1,3 km), la rapidité d'apparition de cette fuite (de l'ordre de 4 m/jour) suggère que le panache de CO₂ injecté ait rencontré un cheminement préférentiel qui l'a guidé vers le puits d'observation KB5 : la vitesse de transfert est en effet supérieure de l'ordre du triple de celle attendue par modélisation d'un panache homogène et isotrope.

La fuite serait donc la combinaison de l'existence d'une faille profonde non identifiée lors des études initiales, qui aurait guidé le panache de CO₂ vers ce puits, et d'un chemin préférentiel vertical, le long de ce puits.

Bien qu'aucune faille n'ait été mise en évidence lors de la campagne de caractérisation du site, la modélisation du réservoir a montré que la courbe de restitution obtenue avec le gaz traceur était compatible avec un couloir faillé de perméabilité élevée de 1 à 4 Darcy, correspondant à une faille en limite de résolution sismique. Une nouvelle campagne de prospection, réalisée à une échelle plus fine, a effectivement montré l'existence d'une faille orientée dans l'axe des deux puits (Figure C3) : il ne s'agirait pas d'une faille importante, associée à des d'instabilités au niveau géologique, mais d'un couloir faillé ou d'une forte anisotropie de perméabilité, probablement due à une fracturation du réservoir.

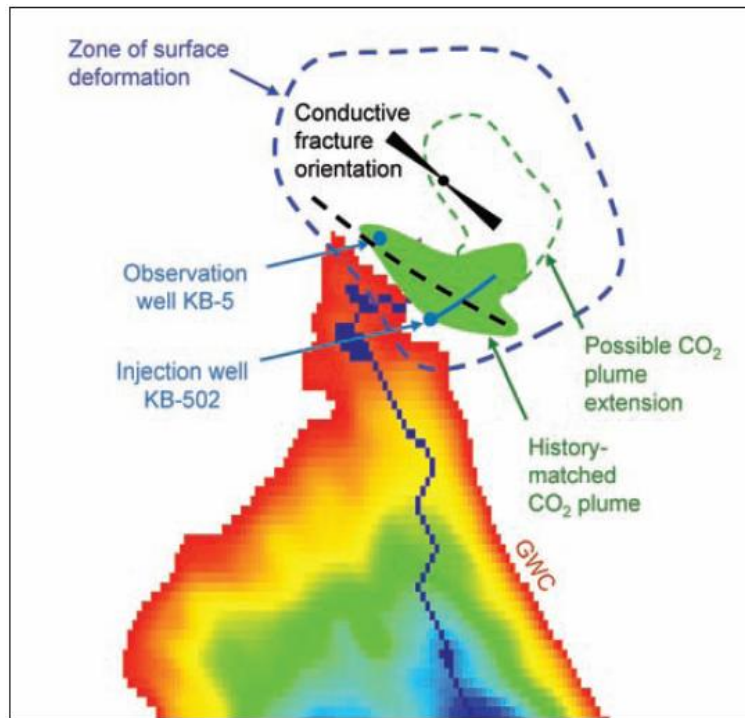


Figure C3 : Propagation du panache de CO₂ le long d'une faille profonde (tracée en pointillés) à In Salah (Ringrose et al., 2010) : interprétation d'après les observations

ANNEXE E
LES PRINCIPES DU STOCKAGE DE CO₂ EN AQUIFERE SALIN

E.1) Injection, stockage et processus de piégeage

Un complexe de CSC est en fait une chaîne d'activités qui comprend quatre maillons : captage, transport, injection et stockage (seuls les deux derniers sont abordés ici). Ces maillons sont représentés sur la Figure A1. En cas de transfert ou d'impact en dehors du site de stockage, les éléments environnants (couches géologiques du recouvrement, autres nappes d'eau, failles éventuelles, etc.) sont également susceptibles d'être concernés.

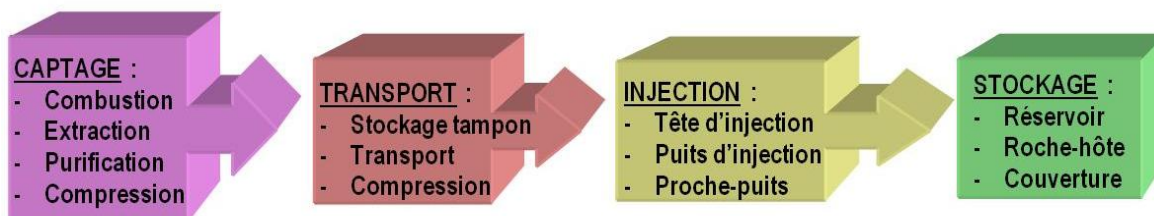


Figure A1: Vision globale des maillons de la chaîne globale formant la filière CSC (Gombert et al., 2009b)

En moyenne, les débits d'injection considérés dans les projets de stockage sont de l'ordre de 1 à 3 Mt de CO₂ par an et par puits d'injection, soit 33 à 100 kg/s, la valeur haute correspond à la production de CO₂ par une centrale de 500 MW fonctionnant au fuel ; cependant sur un site donné, il peut y avoir plusieurs puits (jusqu'à une dizaine).

En aquifère salin comme en gisement d'hydrocarbure déplété, le CO₂ est injecté et stocké sous forme supercritique, à cause de la meilleure pénétration du fluide dans les pores du réservoir et de la réduction drastique de volume qui accompagne ce changement de phase. Dans le sous-sol, le CO₂ passera spontanément à l'état supercritique à partir d'environ 800 m de profondeur (en fait au-delà de certaines conditions de pression et de température, qu'on rencontre vers 800 m. en conditions hydrostatiques)

Dans un premier temps, le CO₂ fait l'objet d'un piégeage structural ou stratigraphique, c'est-à-dire que le panache de CO₂ supercritique, plus léger que l'eau (densité de 0,6 environ à 1500m de profondeur), remonte vers le toit de l'aquifère où il est piégé par une couche plus imperméable, généralement argileuse, appelée couverture. Une partie est ensuite piégée par capillarité, restant liée à la roche (piégeage résiduel).

Pour la phase de long terme, qui nous intéresse ici, d'autres mécanismes sont mis en jeu pour piéger le CO₂ (IPCC, 2005; Bachu, 2007) :

- piégeage en phase aqueuse par dissolution dans l'eau de l'aquifère : après une première phase où le panache de CO₂ a tendance à s'étaler horizontalement au niveau du toit de l'aquifère, à plus long terme, le CO₂ dissous redescend vers la base de l'aquifère car l'eau l'enrichie en CO₂ est plus dense que la saumure initialement en place ;
- piégeage ultime en phase minérale, sous forme de carbonates, par interactions eau/roche au sein de l'aquifère. L'importance de ce phénomène dépend naturellement des réactions géochimiques contrôlées par la composition de la roche aquifère et de la saumure changée en CO₂.

Les cas les plus évidents sont ceux d'un aquifère fermé ou d'un piégeage stratigraphique sous une structure anticlinale, mais il faut également citer le cas particulier du stockage en aquifère ouvert, correspondant à des bassins sédimentaires étendus, ayant des structures anticlinales réduites : dans ce cas on doit prévoir une migration importante au toit du réservoir, l'extension latérale du panache de CO₂ ne pouvant être limitée que par la dissolution dans la saumure et l'absence de circulation de cette dernière (certains auteurs parlent de piégeage dit « hydrodynamique »).

La cinétique des processus admet une grande variabilité, et dépendra fortement du type de réservoir du stockage. Par exemple, pour le site de Schweinrich en Allemagne, des simulations numériques montrent que le piégeage minéral du CO₂ à long terme peut, en 10 000 ans, absorber jusqu'à 3,3 kg CO₂/m³ de réservoir (Figure A2). Dans l'aquifère salin profond du site de Sleipner, en mer du Nord, au large de la Norvège, constitué par les sables siliceux de la formation d'Upsira, Torp (2007) a modélisé l'évolution du CO₂ et estime que la dissolution du CO₂ dans la saumure est significative à partir de 1 000 ans après l'injection et qu'elle est totale seulement au bout de 7 000 ans (100 ans après l'injection, la dissolution ne serait que de l'ordre de 15%). De même, on estime sur le bassin de Froan au large de la Norvège que la dissolution atteindra seulement 40% en 5000 ans (et moins de 25% en 1000 ans) (Chadwick et al., 2008). Autre exemple qui illustre la variabilité de la cinétique, dans un aquifère salin hébergé dans une roche réservoir carbonatée, Knauss et al. (2005) ont estimé qu'environ 61% du carbone injecté devrait se trouver fixé sous forme solide au bout de 100 ans.

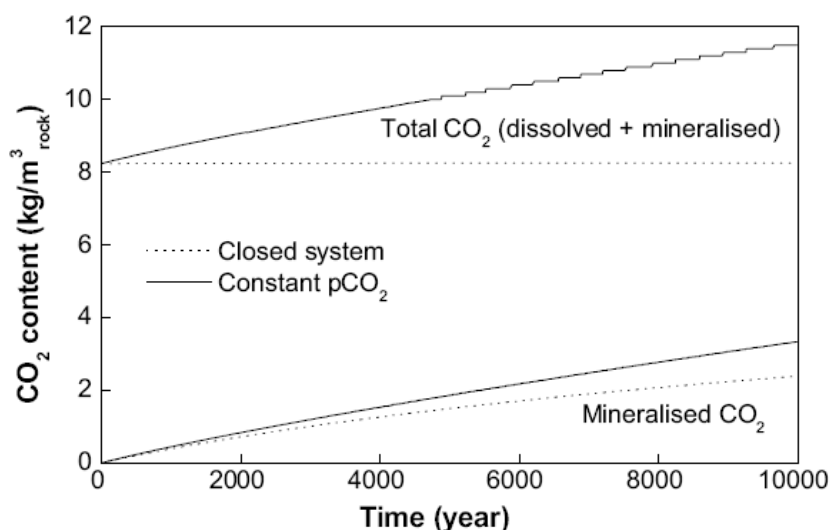


Figure A2 : Devenir du CO₂ stocké à Schweinrich (Allemagne)
(Chadwick et al., 2008)

E.2) Les phases de vie successives

L'enjeu de la filière consiste à concilier d'une part la capacité de stockage et l'injectivité des sites, avec d'autre part la sécurité du stockage. L'objectif, fixé à la fois par la Directive Européenne et par la réglementation française est de piéger le CO₂ dans le sous-sol de manière « sûre et permanente » ; Sans que cela ne soit indiqué dans ces textes, il est logique de considérer que la période de temps concernée est a minima de l'ordre du millier d'années, car l'enjeu en termes

d'efficacité par rapport à l'effet de serre est au moins de cet ordre (GIEC, 2005) - tandis qu'en théorie ? les effets potentiels pour la santé et les écosystèmes n'ont pas de limite temporelle.

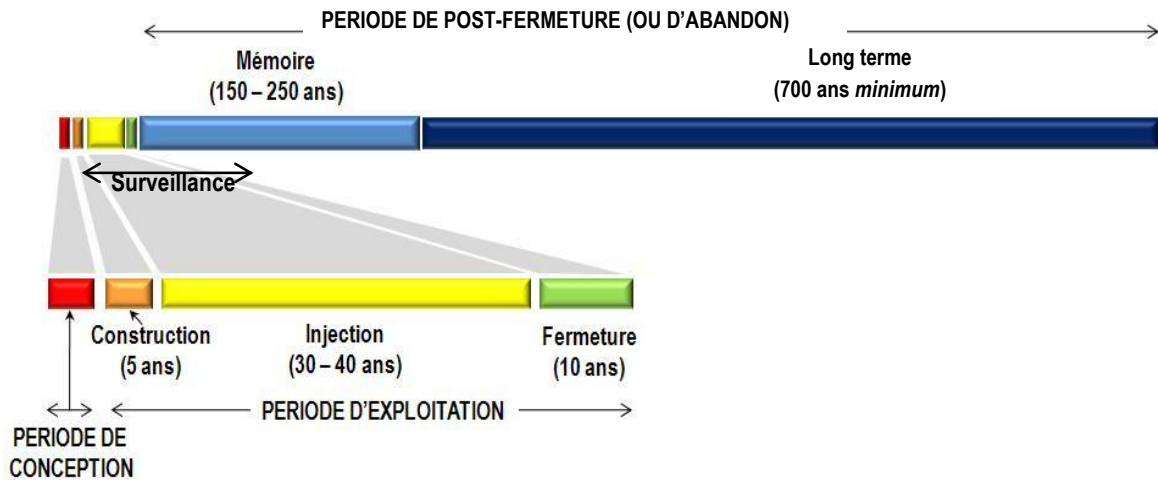


Figure A3 : Périodes de vie d'un complexe de CSC (durées indicatives)

Nous considérons que le cycle de vie comprend deux périodes (Figure A3):

- (1)** La période d'exploitation, d'une durée d'environ 50 ans, elle-même divisée en :
- Une phase de conception, d'une durée de quelques années, qui comprend le choix du site et les premières mesures in situ destinées à l'établissement d'un « état zéro ».
 - Une phase d'injection pendant laquelle les quatre maillons CSC précisés ci-dessus sont en fonctionnement avec, en outre, la mise en place d'une surveillance serrée du stockage.
 - Une phase de mise à l'arrêt des installations (ou de fermeture) où l'on procède au démantèlement des installations de surface, au comblement du puits d'injection et à la mise en place de la surveillance à long terme du stockage.

Différentes étapes administratives peuvent avoir lieu durant cette période (permis de recherche, concession, autorisation d'exploiter, fermeture).

- (2)** La période de post-fermeture (qui a été parfois nommée période d'abandon), qui se divise en deux :
- Une période de mémoire : il s'agit d'une période pendant laquelle l'humanité conserve la mémoire du stockage et des risques associés – sa durée est incertaine, mais en s'appuyant sur l'état de l'art dans l'étude des stockages de déchets nucléaires, nous estimons qu'elle ne saurait dépasser 300 ans.
 - Une période de long terme (ou « d'oubli »), la plus longue, au cours de laquelle l'existence même du stockage et des risques associés aura probablement été oubliée.

E3) Le modèle conceptuel considéré et les cibles en jeu

La phase de long terme ne concerne pas exclusivement le stockage (roche-réservoir destinée à stocker le CO₂), mais également :

- le système d'injection, qui jouera bien évidemment un rôle capital durant la phase d'injection (ou d'exploitation) mais également au-delà : les puits, bien que comblés, seront toujours présents et seront susceptibles de jouer un rôle important pour la migration verticale des fluides ;
- la couverture (caprock) qui se trouve au contact direct du réservoir et qui doit garantir le confinement du CO₂ au sein du réservoir ; sa principale caractéristique est sa faible perméabilité ; il s'agit généralement d'une roche argileuse consolidée (argilites, marnes raides, etc.) ;
- le recouvrement (overburden), entre la couverture et la surface du sol ; cet horizon peut comprendre des niveaux imperméables et d'autres plus perméables, jusqu'au recouvrement superficiel, où l'on trouvera les aquifères superficiels d'eau douce qui sont des compartiments sensibles.

A priori, le « complexe de stockage » regroupera le réservoir (*a minima* la zone de migration prévue pour le CO₂), le système d'injection et la roche-couverture, mais pourra également inclure d'autres éléments comme un aquifère de contrôle.