

Document public



Modélisation de techniques d'ingénierie de réservoir pour la gestion du risque de remontée de CO₂ depuis un stockage géologique profond

Rapport d'avancement

BRGM/RP-59018-FR
Décembre 2010



Géosciences pour une Terre durable

brgm



Modélisation de techniques d'ingénierie de réservoir pour la gestion du risque de remontée de CO₂ depuis un stockage géologique profond

Rapport d'avancement

BRGM/RP-59018-FR

Décembre 2010

Étude réalisée dans le cadre du projet
de recherche BRGM n°PDR10RNS22

J. Rohmer, T. Le Guéan, J.-C. Manceau, A. Réveillère

Vérificateur :

Nom : O. Bouc

Date : 21/12/10

Signature :

Approbateur :

Nom : H. Modaressi

Date : 4/1/2011

Signature :

En l'absence de signature, notamment pour les rapports diffusés en version numérique,
l'original signé est disponible aux Archives du BRGM.

Le système de management de la qualité du BRGM est certifié AFAQ ISO 9001:2000.



Géosciences pour une Terre durable

brgm

Mots clés : CO₂, stockage géologique, gestion des risques, atténuation naturelle, contrôle de pression, piégeage, simulations numériques

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

Rohmer J., Le Guéan T., Manceau J.-C., Réveillère A. (2010) – Modélisation de techniques d'ingénierie de réservoir pour la gestion du risque de remontée de CO₂ depuis un stockage géologique profond – Rapport d'avancement. BRGM/RP-59018-FR, 69 p., 37 ill.

© BRGM, 2010, ce document ne peut être reproduit en totalité ou en partie sans l'autorisation expresse du BRGM.

Synthèse

D'après l'Agence Internationale de l'Energie (IEA), la filière Captage Transport Stockage du CO₂ devrait contribuer à hauteur d'un cinquième à la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, ce qui représente plus de 3000 projets de stockage à prévoir. Un tel déploiement pose nécessairement la question de la gestion des risques, plus particulièrement pour la partie stockage géologique de CO₂, afin d'assurer le développement de cette filière (et favoriser son appropriation sociale).

Dans une démarche intégrée de gestion des risques, il convient non seulement « d'identifier, d'évaluer et de hiérarchiser » les risques potentiels liés au stockage géologique de CO₂, mais également de prévoir comment gérer un dysfonctionnement (« irrégularité ») éventuel du site de stockage. Cette seconde exigence est l'objet du projet de recherche « Gestion des Risques CO₂ » initialement lancé en 2009 dans le projet cadre « Critères de Sécurité et Impacts du stockage géologique du CO₂ ».

Dans le présent rapport, nous nous focalisons sur le dysfonctionnement majeur du site de stockage correspondant à une migration accidentelle *i.e.* « non contrôlée » de CO₂ via un défaut de confinement (*e.g.* puits en fonctionnement ou abandonnés, failles et réseau de fractures perméables, défauts dans la couverture). Face à un tel dysfonctionnement, nous traitons le risque de remontée de CO₂ à trois niveaux : (1) au niveau de la « source du risque », qui se situe dans le cas de stockage géologique de CO₂, au niveau du réservoir en profondeur ; (2) au niveau du transfert du « vecteur de risque », qui correspond à un défaut de confinement du système de stockage ; (3) au niveau de la cible, qui peut correspondre à un aquifère d'eau potable, aux horizons superficiels de sols, aux habitations en surface, etc.

Dans ce rapport d'avancement, nous nous concentrons sur les deux premiers niveaux, à savoir « source » et « transfert ». Sur ces aspects, la revue bibliographique débutée en 2008 a permis d'identifier des mesures de gestion de risques déjà existantes et utilisées dans d'autres domaines, à savoir principalement celui des activités pétrolières et gazières. Ces mesures sont essentiellement basées sur des techniques « d'ingénierie de réservoir ». Ce terme est générique désigne des techniques basées sur le contrôle des transferts de fluide en profondeur (*i.e.* des écoulements) reposant souvent sur la mise en place de systèmes d'injection/extraction.

- Au niveau de la source (*i.e.* au niveau du réservoir), deux stratégies de gestion des risques sont proposées en cas de fuite :
 - Contrôler le « moteur principal » de la migration à savoir la surpression au sein du réservoir induite par l'injection du CO₂ ;
 - Immobiliser le panache de CO₂ en forçant le piégeage capillaire par injection d'eau dans le réservoir.

- Au niveau du transfert (i.e. de la voie de fuite), une stratégie reposant sur le contrôle des pressions dans l'aquifère sus-jacent à celui du réservoir est proposée.

La principale question est de savoir si ces techniques peuvent être directement applicables au cas du stockage géologique de CO₂ compte tenu des spécificités en termes d'échelles spatio-temporelles. Pour répondre à cet objectif, nous adoptons une approche basée sur des simulations dans le cadre des écoulements multiphasiques en milieux poreux à l'aide du code TOUGH2. Le présent rapport fait état de l'avancement de ces travaux de modélisation débutés début 2009.

Notons que ce rapport d'avancement a pour objectif de synthétiser les valorisations (article/congrès) réalisées pour chacune des mesures et renverra le lecteur à ces références pour de plus amples détails :

- Le Guénan et Rohmer 2010 (International Journal of Greenhouse Gas Control) pour le contrôle des pressions au sein du réservoir ;
- Manceau *et al.* 2010 (congrès GHGT-10) pour le forçage du piégeage capillaire au sein du réservoir ;
- Réveillère et Rohmer 2010 (congrès GHGT-10) pour le contrôle des pressions des aquifères sus-jacents.

Dans ce rapport d'avancement, aucun protocole de déploiement de ces mesures n'est décrit de façon exhaustive, en revanche l'évaluation de l'efficacité de ces mesures est accompagnée d'une analyse des considérations pratiques à la mise en place de telles mesures (e.g. forage d'un puits d'extraction additionnel, gestion des fluides extraits, etc.).

Sur la base des simulations réalisées, nous montrons l'importance d'une gestion des écoulements au niveau du complexe de stockage de manière « intégrée » i.e. dans le fonctionnement opérationnel du site de stockage et devrait être prise en compte « en amont » dès la phase de dimensionnement du site de stockage. Cela implique notamment le dimensionnement des puits de surveillance (localisation, complétion, possibilité de modifier les puits de surveillance en puits producteur, etc.) et la gestion des fluides extraits / injectés (traitement, stockage, possibilité de ré-injection), etc.

Outre les phénomènes gravitaires et d'hystérésis (des perméabilités relatives et de la pression capillaire), les perspectives d'amélioration concernent avant tout la complexité des « scénarios de dysfonctionnement » modélisés, qui restent à l'heure actuelle « élémentaires » dans le sens où ils n'intègrent pas de manière « intégrée » toutes les composantes de la gestion des risques : caractérisation du site, analyse de risque, mesures préventives de réduction du risque, plan de surveillance du site, plan de mesures correctives, etc. En particulier, les questions suivantes se posent :

- Comment détecter le dysfonctionnement ?
- Quelles mesures sont les plus adaptées (coûts, temps d'intervention, mise en place pratique, etc.) pour corriger ces dysfonctionnements ?

- Comment vérifier l'efficacité de la mesure de correction ?
- Est-ce que des mesures préventives auraient pu empêcher ce dysfonctionnement ?

Sommaire

1. Introduction	13
1.1. CONTEXTE DU STOCKAGE GEOLOGIQUE DE CO ₂	13
1.2. CADRE DE LA GESTION DES RISQUES	14
1.3. CADRE REGLEMENTAIRE.....	15
1.4. METHODOLOGIE ET OBJECTIFS	16
1.4.1. Approche « source – transfert – cible »	16
1.4.2. Objectif du rapport d'avancement.....	17
1.4.3. Méthodologie et organisation du rapport	18
2. Contrôle de la pression au sein du réservoir.....	21
2.1. ETAT DE L'ART ET OBJECTIFS	21
2.2. DEFINITION DU MODELE	22
2.2.1. Géométrie et conditions aux limites.....	22
2.2.2. Propriétés de l'aquifère et conditions initiales	23
2.3. EVALUATION DE L'EFFICACITE	24
2.3.1. Stratégie d'intervention.....	24
2.3.2. Mesure corrective n°1 : arrêt de l'injection	25
2.3.3. Mesure corrective n°2 : extraction via le puits d'injection	28
2.3.4. Mesure corrective n°3 : extraction via un puits distant avec arrêt de l'injection.....	29
2.3.5. Mesure corrective n°4 : extraction via un puits distant sans arrêt de l'injection.....	30
2.4. COMPARAISON DES MESURES ET CONSIDERATIONS PRATIQUES	31
2.5. DISCUSSION ET VOIES D'AMELIORATION	32
3. Forçage du piégeage capillaire au sein du réservoir	35
3.1. ETAT DE L'ART ET OBJECTIFS	35
3.1.1. Objectifs du travail	35
3.1.2. Le piégeage capillaire : mécanismes, modèles et application au stockage géologique du CO ₂	36

3.2. DEFINITION DU MODELE.....	40
3.3. EVALUATION DE L'EFFICACITE	41
3.3.1. Cas de base	41
3.3.2. Etude de sensibilité	43
3.4. CONSIDERATIONS PRATIQUES	46
3.5. VOIES D'AMELIORATION	48
4. Contrôle des pressions des aquifères sus-jacents	51
4.1. ETAT DE L'ART ET OBJECTIFS	51
4.1.1. Intervention sur les transferts	51
4.1.2. Barrière hydraulique.....	51
4.2. DEFINITION DU MODELE.....	52
4.3. EVALUATION DE L'EFFICACITE	54
4.3.1. Mesure corrective.....	54
4.3.2. Mesure préventive.....	56
4.4. CONSIDERATIONS PRATIQUES	57
4.4.1. Origine de l'eau injectée.....	57
4.4.2. Délais et coûts associés au puits d'injection	58
4.5. VOIES D'AMELIORATION	59
5. Synthèse et perspectives	61
6. Bibliographie	63

Liste des illustrations

Illustration 1 : Cadre de la gestion des risques au cours de la vie d'un projet de stockage géologique de CO₂..... 14

Illustration 2 :Exemple de chemins de remontée depuis le réservoir en profondeur jusqu'en proche surface et en surface. 5: fuite par un défaut d'étanchéité dans la

couverture; 6: fuite à travers une zone faillée; 7: fuite à travers un puits abandonné. Adapté de Bouc et al. 2009.....	16
Illustration 3 : Géométrie du modèle utilisé pour l'évaluation des mesures de contrôle de la pression au sein du réservoir. Modèle 2D-couche. Zone A : 200 x 200 mailles carrées d'épaisseur 75m. Zone B : 6 mailles de grande extension dont la taille suit une progression logarithmique (d'après Le Guéan et Rohmer 2010).	22
Illustration 4 : paramètres du modèle pour l'évaluation des mesures de contrôle de la pression au sein du réservoir et propriétés de l'aquifère (d'après Le Guéan et Rohmer 2010).....	23
Illustration 5 : Surpression en bars (0.1 MPa) dans le réservoir après 10 ans d'injection. Le cercle le plus large représente la zone d'influence définie pour une surpression supérieure à 5 bars (0.5 MPa). D'après Le Guéan et Rohmer 2010.....	25
Illustration 6 : Evolution de la surpression autour du puits après l'arrêt de l'injection de CO ₂ . D'après Le Guéan et Rohmer 2010.	26
Illustration 7 : Avancée du front de diminution de la surpression (bars) dans le réservoir pour différents seuils de réduction. (d'après Rohmer et al. 2010b).....	27
Illustration 8 : Mesure n°1 : évolution de la surpression (bars) en fonction du temps après l'arrêt du puits d'injection de CO ₂ dans la zone d'injection et à une distance de 3 km de cette zone. D'après Le Guéan et Rohmer 2010.	27
Illustration 9 : Mesure n°2 : Evolution de la surpression (bars) autour du puits d'injection et à 3 km de la zone d'injection. Les courbes avec le figuré carré et croix montrent l'évolution de la surpression pour la mesure corrective n°1 pour les deux points d'observation (dans la zone d'injection et à 3 km). D'après Le Guéan et Rohmer 2010.	28
Illustration 10 : Mesure n3 : évolution de la surpression (bars) autour du puits d'injection et à 3 km de la zone d'injection. La courbe avec le figuré croix et carré montre l'évolution de la surpression pour la mesure corrective n°1 pour les deux points d'observation (dans la zone d'injection et à 3 km). D'après Le Guéan et Rohmer 2010.	29
Illustration 11 : Mesure n°4 : Evolution de la surpression (bars) autour du puits d'injection et à 3km de la zone d'inection sans arrêt de l'injection et comparaison avec l'évolution de la surpression sans intervention (l'injection continue). D'après Le Guéan et Rohmer 2010.	30
Illustration 12 : Etude comparative des mesures correctives pour le contrôle des pressions au sein du réservoir basée sur une analyse du type « coût-bénéfice »	31
Illustration 13 : Mesure n°2 : evolution de la saturation en CO ₂ dans le modèle 2D-axi-symétrique. (en haut) A la fin de l'injection. (En bas) Après une année d'extraction. Il n'y a pas de production de saumure du réservoir en fond de puits. D'après Le Guéan et Rohmer 2010.	33
Illustration 14: Influence de la configuration des fluides dans les capillaires lors du remplissage d'un pore en phase d'imbibition ; la phase non-mouillante est grisée alors que la phase mouillante est de couleur blanche (d'après Held et Celia 2001).....	37
Illustration 15: Piégeage d'une des phases par contournement (d'après Holtz 2002)	37
Illustration 16: Déplacement et piégeage de la phase non-mouillante (noir) par snap-off (d'après Jerauld et Salter 1989).....	38

Illustration 17 : Evolution de la perméabilité relative d'une phase non-mouillante (e.g. gaz) pendant le drainage et l'imbibition ; deux saturations de changement de stade sont représentées (Slr: saturation liquide résiduelle ; Sgr1 : saturation résiduelle en gaz pour le point de changement de stade 1 ; Sgr2 : saturation résiduelle en gaz pour le point de changement de stade 2 ; Sgrmax : saturation résiduelle en gaz maximale). D'après Manceau et al. 2010.	39
Illustration 18 : Conditions initiales choisies pour l'évaluation de l'efficacité du forçage du piégeage capillaire comme mesure corrective.	40
Illustration 19 : paramètres du cas de base pour l'évaluation de l'efficacité du forçage du piégeage comme mesure corrective	41
Illustration 20 : Saturation en gaz et saturation résiduelle en gaz après 14 heures d'injection de saumure (trait en pointillés) et après 4 mois d'injection (trait plein). Les régions (1) à (5) font référence à la situation après 4 mois d'injection de saumure. D'après Manceau et al. 2010.	42
Illustration 21 : Bilan de fraction massique en fonction du temps dans le cas de base (ligne pleine) et dans le cas d'une relaxation (ligne en pointillés). D'après Manceau et al. 2010.	43
Illustration 22 : Temps nécessaire à un piégeage capillaire complet du CO ₂ pour différents débits d'injection de saumure, saturations résiduelles en gaz et saturations liquides résiduelles.	44
Illustration 23 : Saturation en gaz après 4 mois d'injection en fonction de la distance au puits pour différents débits d'injection de saumure q (les traits en pointillés représentent la position du front d'avancement de la saumure injectée). D'après Manceau et al. 2010.	45
Illustration 24 : Influence de la saturation liquide résiduelle (a) et de la saturation résiduelle maximale en gaz (b) sur le calcul de la saturation résiduelle en gaz en utilisant le modèle de Land 1968). D'après Manceau et al. 2010.	45
Illustration 25 : Saturation en gaz après 4 mois d'injection en fonction de la distance au puits pour différentes saturations résiduelles maximales en gaz (les traits en pointillés représentent la position du front d'avancement de la saumure injectée). D'après Manceau et al. 2010.	46
Illustration 26 : Saturation en gaz après 4 mois d'injection en fonction de la distance au puits pour différentes saturations liquides résiduelles (les traits en pointillés représentent la position du front d'avancement de la saumure injectée). D'après Manceau et al. 2010.	46
Illustration 27 : Surpression induite par l'injection de CO ₂ et de saumure pour différentes stratégies de forçage du piégeage en fonction de la distance au puits. D'après Manceau et al. 2010.	48
Illustration 28 : Géométrie considérée pour le modèle « barrière hydraulique ».....	52
Illustration 29 : modèle géologique simplifié et maillage représentant la remontée depuis un aquifère de stockage vers un aquifère superficiel via une colonne poreuse. D'après Réveillère et Rohmer 2010.	53
Illustration 30 : propriétés et conditions initiales pour le modèle « barrière hydraulique ».....	53
Illustration 31 : Modèles et choix des propriétés de transport multiphasique pour le modèle « barrière hydraulique ».....	54

<i>Illustration 32 : Paramètres et résultats de la barrière hydraulique selon différents cas.</i>	54
Illustration 33 : Flux de remontée de CO ₂ (kg/s) L'injection de CO ₂ est stoppée à la date 10 ans. D'après Réveillère et Rohmer 2010.	55
<i>Illustration 34 : CO₂ présent dans l'aquifère supérieur après 10000 jours. Le terme « before » correspond à la quantité de CO₂ ayant migré dans l'aquifère supérieur durant la période avant la détection et la mise en place de la barrière hydraulique et le terme « after » correspond à la quantité de CO₂ après la détection et la mise en place de la barrière hydraulique. D'après Réveillère et Rohmer 2010.</i>	55
Illustration 35 : saturation de gaz S _g (gauche) et fraction massique moyenne de CO ₂ sous forme aqueuse X _{CO₂,aq} (droite) dans l'aquifère supérieur, selon une coupe depuis le puits d'injection d'eau (0m) vers la fuite (1000 m) après 0, 1.5 et 5 ans d'injection d'eau à 15 m ³ /h (mis en place après 10 ans d'injection de CO ₂ dans le réservoir). D'après Réveillère et Rohmer 2010.	56
Illustration 36 : Surpression simulée sous le chemin de remontée et surpression analytique au sommet du chemin de remontée pour une injection de 30 m ³ /h à partir de t = 300 jours. D'après Réveillère et Rohmer 2010.	57
Illustration 37 : Barrière hydraulique utilisée dans une approche préventive: le panache de CO ₂ atteint la voie de migration à la date t = 300 jours (gauche), mais ne migre pas (droite, à la date t = 10000 jours, la colonne poreuse représentant la voie de migration reste saturée en eau).	57



1. Introduction

1.1. CONTEXTE DU STOCKAGE GEOLOGIQUE DE CO₂

Une des solutions identifiées pour réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO₂), considérés comme étant un des principaux vecteurs de l'augmentation de la température de l'atmosphère, consiste à capturer et transporter ce dernier depuis les sources industrielles émettrices vers des sites de stockage souterrain. Au vu des orientations des politiques internationales et nationales, sous l'influence des recommandations des experts du GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat, rapport GIEC 2005), cette solution innovante de Capture, Transport et Stockage de CO₂ (CTSC) sera amenée à être développée dans les pays industrialisés dans le but de respecter les engagements des Etats sur les émissions atmosphériques de CO₂.

Depuis les années 90, cette technologie a donné lieu à de nombreux programmes de recherche à travers le monde (en Europe, aux Etats-Unis, au Canada, en Australie, au Japon, etc.). Plusieurs opérations de stockage sont actuellement en cours :

- des projets de démonstrateurs caractérisés par une injection de CO₂ de l'ordre de >10 kt/an et d'une échelle de temps variant de quelques semaines à quelques années (Michael *et al.* 2010). Nous citerons de manière non exhaustive Frio aux Etats-Unis, Nagaoka au Japon, Ketzin en Allemagne, Rouse en France, etc.;
- des projets industriels caractérisés par une injection > 1Mt/an et une échelle de temps de plus de 10 ans. Nous citerons de manière non exhaustive Sleipner en mer du Nord, Snohvit en Norvège, In Salah en Algérie, etc.

L'agence internationale de l'énergie (IEA) a récemment évalué la contribution du CTSC à la réduction des émissions de gaz à effet de serre à hauteur d'un cinquième d'ici 2050 (IEA 2009). Sur cette base, IEA conclue qu'une centaine de projets devront être mis en place d'ici 2020 et plus de 3000 d'ici 2050. En termes de quantité de CO₂ stocké, cela devrait représenter 10 Gt / an (IEA-GHG 2009) à cet horizon.

Ces chiffres soulignent donc le nombre important de sites de stockage à prévoir. Se pose alors la question de la gestion des risques de l'activité de CTSC et plus particulièrement de la partie stockage géologique de CO₂ pour assurer le développement de cette filière voire favoriser son appropriation sociale (IEA-GHG 2007a).

1.2. CADRE DE LA GESTION DES RISQUES

Dans une démarche intégrée de gestion des risques, il convient non seulement « d'identifier, d'évaluer et de hiérarchiser » les risques potentiels liés au stockage géologique de CO₂ (Bouc *et al.* 2009), mais également de prévoir comment gérer un dysfonctionnement éventuel du site de stockage (« irrégularité »).

Cette seconde exigence est l'objet du projet de recherche du BRGM « Gestion des Risques CO₂ » initialement lancé en 2009 dans le projet cadre « Critères de Sécurité et Impacts du stockage géologique du CO₂ ». Afin de répondre à cette exigence, il convient de se poser la question des « actions / plans d'intervention à mettre en œuvre » afin de :

- prévenir un risque (ce sont les mesures préventives) ;
- corriger le dysfonctionnement détecté par le plan de surveillance lors du déroulement des opérations d'injection/stockage/fermeture (ce sont les mesures correctives) ;
- réparer voire restaurer la cible impactée, dans son état initial ou dans un état assurant les fonctions (ce sont les mesures de réparation).

L'illustration 1 donne une schématisation des étapes d'un projet de stockage géologique de CO₂ et indique le moment d'intervention des mesures de gestion des risques (i.e. « préventives », « correctives » et « de réparation »).

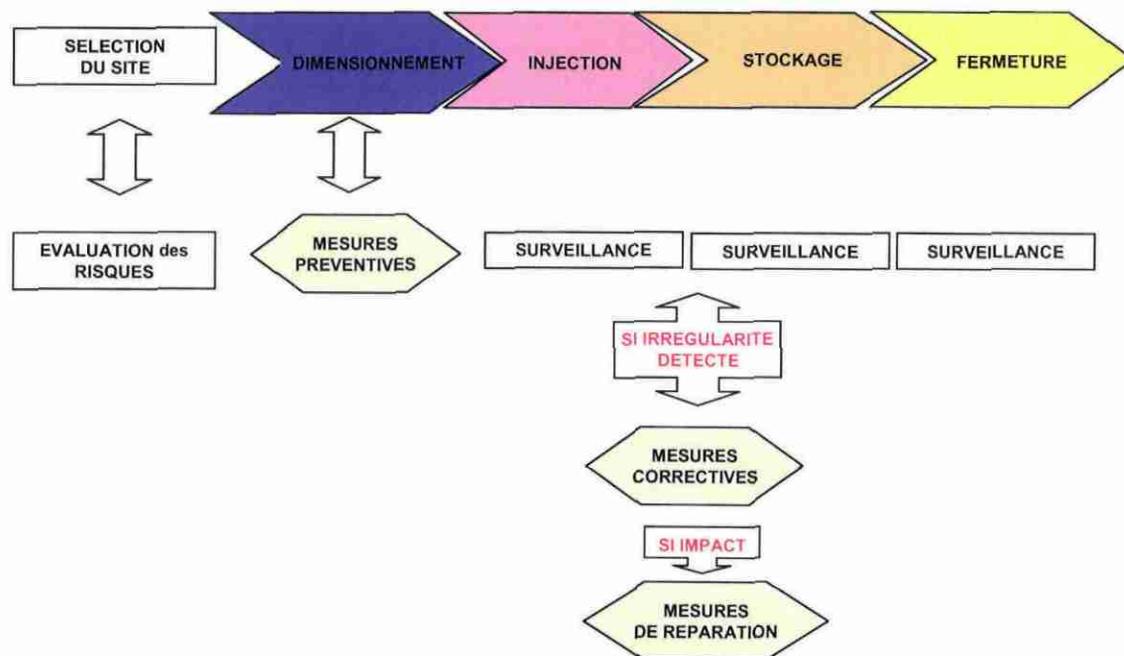


Illustration 1 : Cadre de la gestion des risques au cours de la vie d'un projet de stockage géologique de CO₂

1.3. CADRE REGLEMENTAIRE

La « Directive sur le stockage géologique de CO₂ » (Commission Européenne 2009) précise les exigences envers les opérateurs de stockage de CO₂ en matière de gestion des risques. Pour la demande d'un permis de stockage, l'opérateur doit fournir une description des mesures visant à prévenir des irrégularités notables (mesures préventives), et un plan de mesures correctives :

« Article 7, Demandes de permis de stockage

Les demandes de permis de stockage adressées à l'autorité compétente comprennent au minimum les renseignements suivants :

[...]

5. une description de mesures visant à prévenir des irrégularités notables ;

[...]

7. une proposition de mesures correctives conformément à l'article 16, paragraphe 2 ;

[...] » (Extrait de Commission Européenne 2009).

De plus, un opérateur de stockage de CO₂ est soumis à la directive 2003/35/CE (Commission Européenne 2004). Ceci signifie qu'en cas de dommage environnemental (par exemple, lors d'une remontée de CO₂ ou de saumure dans un aquifère d'eau potable), l'opérateur est tenu de prendre les mesures de réparation nécessaires :

« Article 6, Action de réparation

1. Lorsqu'un dommage environnemental s'est produit, l'exploitant informe sans tarder l'autorité compétente de tous les aspects pertinents de la situation et prend :

a) toutes les mesures pratiques afin de combattre, d'endiguer, d'éliminer ou de traiter immédiatement les contaminants concernés et tout autre facteur de dommage, en vue de limiter ou de prévenir de nouveaux dommages environnementaux et des incidences négatives sur la santé humaine ou la détérioration des services ; et

b) les mesures de réparation nécessaires conformément à l'article 7. » (extrait de Commission Européenne 2004).

Au niveau français, l'Article 5 de l'Ordonnance N°2010-1232 du 21 octobre 2010 porte diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière d'environnement indique (Art. L.229-38) : "L'autorisation approuve également : « 1. Le plan de surveillance, le plan de mesures correctives à mettre en œuvre en cas d'irrégularité notable dans les opérations d'injection ou de stockage ainsi qu'en cas de fuite et le plan de post-fermeture provisoire. Ce dernier, établi selon les meilleures pratiques, couvre la période faisant suite à la fermeture du site telle que définie à l'article L. 229-46, y compris la période qui suit le transfert

de responsabilité visé à l'article L. 229-47". Des éléments sur les mesures correctives pour la post-fermeture sont également indiqués (Art. L229-47).

1.4. METHODOLOGIE ET OBJECTIFS

Dans le présent rapport, nous nous focalisons sur le dysfonctionnement majeur du site de stockage correspondant à une migration accidentelle *i.e.* « non contrôlée » de CO₂ via un défaut de confinement (*e.g.* puits en fonctionnement ou abandonnés, failles et réseaux de fractures perméables, défauts dans la couverture). Ces défauts de confinement constituent des chemins préférentiels de migration verticale du CO₂ depuis le réservoir en profondeur jusqu'à des cibles et enjeux en proche-surface ou en surface (Illustration 2).

Evénements liés à la caractérisation du site

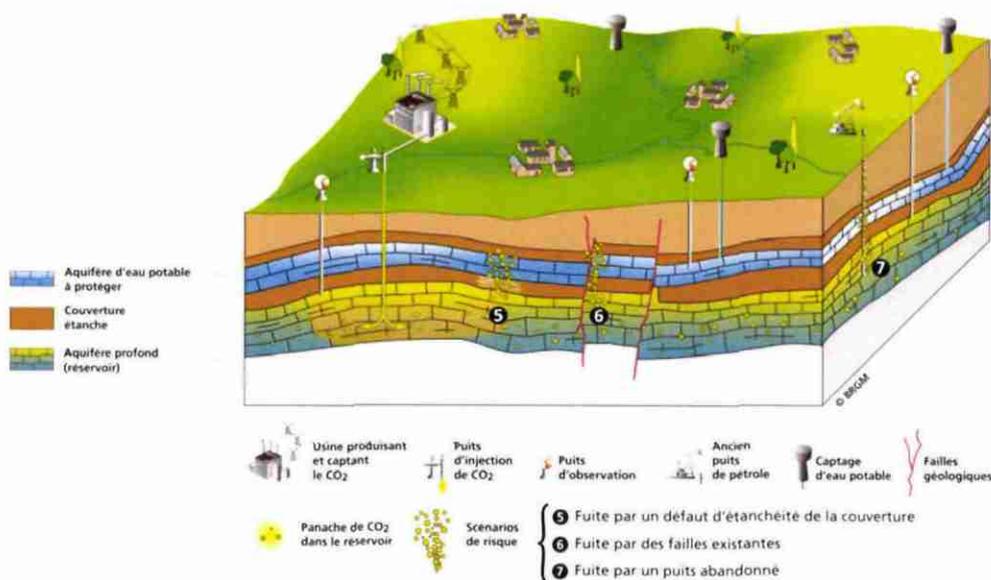


Illustration 2 : Exemple de chemins de remontée depuis le réservoir en profondeur jusqu'en proche surface et en surface. 5: fuite par un défaut d'étanchéité dans la couverture; 6: fuite à travers une zone faillée; 7: fuite à travers un puits abandonné. Adapté de Bouc et al. 2009

1.4.1. Approche « source – transfert – cible »

Face à un tel dysfonctionnement, nous adoptons l'approche « classique » utilisée dans le domaine de la dépollution, à savoir nous traitons le problème de « risque de remontée de CO₂ » à trois niveaux :

- Au niveau de la « source du risque », qui se situe dans le cas de stockage géologique de CO₂, au niveau du réservoir en profondeur. Notons qu'en cas d'accumulation secondaire de CO₂ fuyard dans un compartiment géologique sus-jacent au réservoir, la source se situe alors au niveau de ce nouveau compartiment. Nous ne traiterons dans ce présent rapport que le cas d'une fuite depuis le réservoir en profondeur ;
- Au niveau du transfert du « vecteur de risque », qui correspond à un défaut de confinement du système de stockage (e.g. puits en fonctionnement ou abandonnés, failles et réseau de fractures perméables, défauts dans la couverture). Ces défauts de confinement constituent des chemins préférentiels de migration verticale du CO₂ depuis le réservoir en profondeur jusqu'à des cibles (*i.e.* enjeux) en proche-surface ou en surface (Illustration 2) ;
- Au niveau de la cible, qui peut correspondre soit un aquifère d'eau potable, aux horizons superficiels de sols, aux habitations en surface, etc. Nous renvoyons le lecteur à Bouc *et al.* 2009 et références associées. La gestion du risque à ce niveau ne sera pas traitée dans le présent rapport. Des études spécifiques ont été réalisées et/ou actuellement en cours au BRGM :
 - Evaluation de l'atténuation naturelle comme mesure de restauration d'un aquifère d'eau potable confiné suite à l'intrusion de CO₂ (Vong 2010, rapport BRGM/RP-58284-FR) ;
 - Evaluation de l'efficacité d'une injection d'adjuvants pour contrôler la perturbation de pH résultant d'une intrusion de CO₂ (Vong *et al.* 2010, en cours) ;
 - Evaluation des techniques de dépollution du type « Soil Vapour Extraction » comme mesure de traitement d'un horizon de sol non saturé suite à l'intrusion de CO₂ (Rohmer *et al.* 2010, rapport BRGM/R-58015-FR) ;
 - Evaluation des techniques de dépollution face à l'intrusion de CO₂ dans un système de type aquifère libre (Ledoux 2010 ; De Lary *et al.* 2010, rapport BRGM/RP-59070-FR) ;
 - Analyse des méthodologies de gestion de risques dans des cas de pollution dans les sols dont les caractéristiques seraient analogues à celles attendues pour le cas du CO₂ (Rohmer *et al.* 2010a).

1.4.2. Objectif du rapport d'avancement

Dans ce présent rapport d'avancement, nous nous concentrons sur les deux premiers niveaux, à savoir « source » et « transfert ». Sur ces aspects, la revue bibliographique débutée en 2008 (Le Guénan 2009, rapport BRGM/RP-57009-FR) a permis d'identifier des mesures de gestion de risques déjà existantes et utilisées dans d'autres domaines, à savoir principalement celui des activités pétrolières et gazières. Ces mesures sont

essentiellement basées sur des techniques « d'ingénierie réservoir ». Ce terme est générique et nous permet de désigner des techniques basées sur le contrôle des transferts de fluide (i.e. des écoulements) reposant souvent sur la mise en place de systèmes d'injection/extraction de fluide en profondeur.

La principale question est de savoir si ces techniques peuvent être directement applicables au cas du stockage géologique de CO₂ compte tenu des spécificités en termes d'échelle de temps (le stockage de CO₂ implique des opérations d'injection sur des périodes de 25 à 50 ans et vise un confinement d'au moins 1000 ans, GIEC 2005) et d'échelle spatiale (avec une extension de la bulle de CO₂ de l'ordre de grandeur du kilomètre et une extension de la zone perturbée en termes de pression par l'injection supérieur à la dizaine de kilomètre).

Pour répondre à cet objectif, nous adoptons une approche basée sur la modélisation des écoulements multiphasiques en milieux poreux à l'aide du simulateur TOUGH2 (Pruess *et al.* 1999) et de son module ECO2n (Pruess 2005) décrivant les propriétés du mélange {eau – sel – CO₂ supercritique}. Le présent rapport fait état de l'avancement des ces travaux de modélisation débutés en 2009.

1.4.3. Méthodologie et organisation du rapport

L'efficacité des techniques décrites ci-après seront évaluées.

- Au niveau de la source (i.e. au niveau du réservoir), deux stratégies de gestion des risques peuvent être déployées en cas de fuite :
 - Contrôler le « moteur principal » de la migration à savoir la surpression induite par l'injection du CO₂ : chapitre 2 : « Contrôle de la pression au sein du réservoir » ;
 - Immobiliser la bulle de CO₂ en forçant le piégeage capillaire par injection d'eau dans le réservoir : chapitre 3.
- Au niveau du transfert (i.e. de la voie de fuite), une stratégie reposant sur le contrôle des pressions dans l'aquifère sus-jacent à celui du réservoir est proposée : chapitre 4 : « Contrôle des pressions des aquifères sus-jacents ».

Chacun des chapitres de ce rapport d'avancement s'organisera de la manière suivante :

1. Analyse de l'état de l'art et définition de l'objectif de la mesure de gestion considérée ;
2. Définition du modèle utilisé pour évaluer l'efficacité de la mesure ;
3. Evaluation de l'efficacité de la mesure ;
4. Considérations pour la mise en place pratique de la mesure.

Dans ce rapport d'avancement, aucun protocole de déploiement de ces mesures n'est décrit de façon exhaustive, en revanche l'évaluation de l'efficacité de ces mesures est accompagnée d'une analyse des considérations pratiques à la mise en place de telles mesures (e.g. forage d'un puits d'extraction additionnel, gestion des fluides extraits, etc.).

Ne seront abordées ni les mesures de gestion d'une fuite au niveau d'un puits défailants, qui font appel à des techniques d'ingénierie de puits, (voir par exemple IEA-GHG 2007b) ni les récentes recherches concernant les techniques basées sur des processus chimiques et/ou bio chimiques de modification des propriétés d'écoulement (voir par exemple Mitchell *et al.* 2008).

Notons que ce rapport d'avancement a pour objectif de synthétiser les valorisations (article/congrès) réalisées pour chacune des mesures et renverra le lecteur à ces références pour de plus amples détails :

- Le Guéan et Rohmer 2010 pour le contrôle des pressions au sein du réservoir ;
- Manceau *et al.* 2010 pour le forçage du piégeage capillaire au sein du réservoir ;
- Réveillère et Rohmer 2010 pour le contrôle des pressions des aquifères sus-jacents.

Nous soulignons par ailleurs que les illustrations sont en majorité extraites de ces références et seront donc en anglais.

2. Contrôle de la pression au sein du réservoir

2.1. ETAT DE L'ART ET OBJECTIFS

Dans ce chapitre, nous nous intéressons au contrôle de la pression au sein du réservoir. Une bonne gestion de la pression est en effet de première importance pour les opérations d'injection et de stockage de CO₂.

Ceci peut être expliqué d'un point de vue physique : le CO₂ est injecté à l'état supercritique et, en raison d'un contraste de densité avec la saumure initialement présente dans le réservoir, pourrait remonter à travers une zone plus perméable (comme une zone faillée, Illustration 2) ou par une voie de fuite artificielle (comme un puits abandonné, Illustration 2). En plus de la différence de densité avec le fluide initialement présent dans le réservoir, la surpression induite par l'injection de CO₂ agit également comme une « force motrice ». Du point de vue de hydrogéologie, les impacts des opérations d'injection de CO₂ à grande échelle sont directement liés à la valeur de la surpression et à la zone sur laquelle elle s'étend (Birkholzer et Zhou 2009 ; Yamamoto *et al.* 2009). Les impacts envisagés sont des modifications des pressions dans des couches géologiques sus-jacentes au réservoir ainsi que des migrations de saumures pouvant altérer la qualité de certaines eaux souterraines. De plus, les dérangements géomécaniques (fracturation, réactivation de fractures / failles, déformations des terrains en surface sont directement liés à la distribution de la pression au sein du réservoir (e.g., Rutqvist *et al.* 2007 ; Rohmer et Seyedi 2010).

La gestion de cette pression a été jusqu'à présent abordée dans la littérature soit de manière préventive (Lindeberg *et al.* 2009), soit pour optimiser l'immobilisation (i.e. piégeage) du CO₂ stocké au sein du réservoir (l'amélioration de la dissolution, Leonenko et Keith 2008, ou l'amélioration du piégeage capillaire, Nghiem *et al.* 2009 ; Qi *et al.* 2009).

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à des mesures correctives relativement simples de gestion de la pression au sein du réservoir. Comme précisé dans l'introduction, des plans de mesures correctives devront être élaborés avant de procéder à l'injection de CO₂ et les opérateurs vont donc chercher à appliquer des mesures réalistes à mettre en œuvre.

Nous évaluons ainsi l'efficacité de différentes mesures à l'aide de simulations numériques, appliquées au cas du bassin de Paris (e.g. Grataloup *et al.* 2009). La comparaison est basée sur les coûts et les bénéfices de chaque mesure et permet de donner des recommandations pour les projets d'injection de CO₂ à grande échelle.

2.2. DEFINITION DU MODELE

L'aquifère carbonaté du Dogger est un site potentiel pour le stockage géologique du CO₂ dans le bassin de Paris (e.g. Grataloup *et al.* 2009) et est ici utilisé comme un cas d'application pour des stratégies d'intervention. Nous considérons l'injection de CO₂, au débit industriel de 1 Mt/an (32 kg/s). Ce débit est une valeur réaliste comparativement aux opérations de stockage actuellement menées sur le site de Sleipner en Norvège et comparativement à l'émission annuelle de CO₂ d'une centrale thermique au charbon de taille moyenne (Hoem 2005).

2.2.1. Géométrie et conditions aux limites

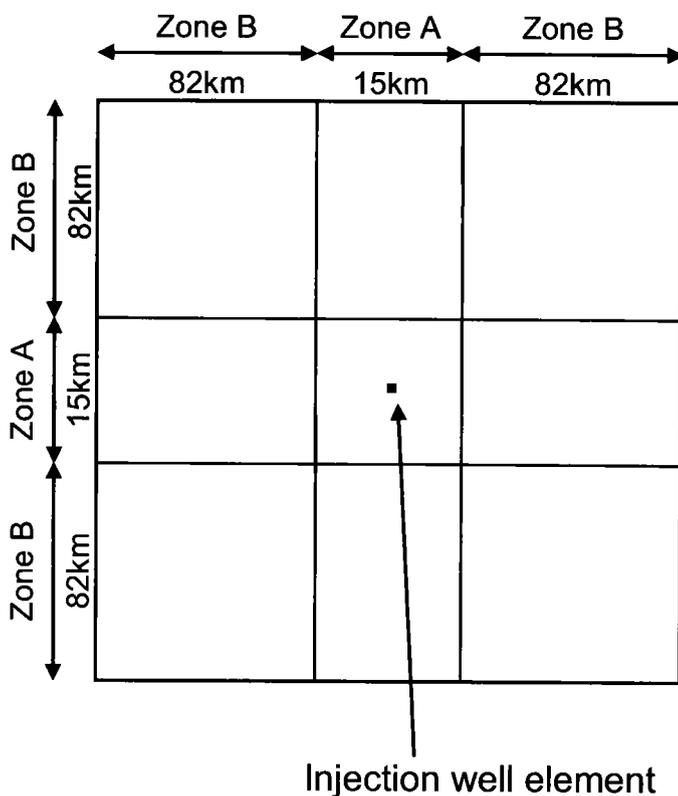


Illustration 3 : Géométrie du modèle utilisé pour l'évaluation des mesures de contrôle de la pression au sein du réservoir. Modèle 2D-couche. Zone A : 200 x 200 mailles carrées d'épaisseur 75m. Zone B : 6 mailles de grande extension dont la taille suit une progression logarithmique (d'après Le Guéan et Rohmer 2010).

Nous supposons que l'aquifère est composé d'une couche de très grande extension (supérieure à 150 km) et nous la représentons par un modèle 2D-couche horizontal. Le modèle est constitué d'une seule couche d'épaisseur 40m. Le maillage est composé d'une zone A raffinée, composée de 200 x 200 mailles de tailles égales (75 m x 75 m x 40 m dans les directions x, y et z respectivement), et d'une zone B sur les bords du

modèle où le maillage est plus grossier (Illustration 3). Le flux est imposé comme nul aux extrémités du modèle et le système est considéré comme clos, sans échange de fluide ou de chaleur avec l'extérieur. La maille d'injection est placée au centre de la zone A.

Un modèle axisymétrique équivalent au modèle précédent avec une zone raffinée autour du puits d'injection est également utilisé. La maille d'injection a un rayon de 30 cm et les mailles suivantes ont un rayon qui augmente de manière logarithmique. Le modèle est composé de 4 couches verticales de 10 m d'épaisseur. Le modèle 2D-couche est utilisé pour le cas de base tandis que le modèle axisymétrique sert à vérifier certaines hypothèses (voir paragraphe 2.4).

2.2.2. Propriétés de l'aquifère et conditions initiales

L'aquifère est modélisé en supposant des propriétés homogènes et isotropes sur la base des valeurs moyennes de Rojas *et al.* (1989) et André *et al.* (2007) (Voir Illustration 4). La porosité moyenne est de 15% et la perméabilité intrinsèque est supposée constante et égale à 150 mD ($150 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$). La formulation de van Genuchten de 1980 est utilisée pour modéliser la pression capillaire, et la formulation de van Genuchten-Mualem est utilisée pour décrire la perméabilité relative. (Mualem 1976 ; van Genuchten 1980). La température dans le réservoir est de 80°C et la pression initiale est fixée à 173 bars (17.3 MPa). La salinité du Dogger varie entre des valeurs modérées ($\approx 5 \text{ g/l}$ dans la partie sud du bassin, Rojas *et al.* 1989, André *et al.* 2007) à hautes ($\approx 30 \text{ g/l}$ d'eau dans la partie est du bassin, Rojas *et al.* 1989, André *et al.* 2007). Une salinité homogène de $\approx 15 \text{ g/l}$ est choisie.

Parameters	Mean value
Intrinsic permeability [mD]	150
Porosity [%]	15
Thickness [m]	40
Injection depth [m]	~ 1750
Initial temperature [°C]	80
Initial pore pressure [MPa]	17.3
Salinity [%wt.]	1.5
Injection rate [Mt/year]	1
van Genuchten m	0.457
Residual liquid saturation [%]	20
Residual Gas saturation [%]	5
van Genuchten P_0 [Pa]	5.4e4

Illustration 4 : paramètres du modèle pour l'évaluation des mesures de contrôle de la pression au sein du réservoir et propriétés de l'aquifère (d'après Le Guéan et Rohmer 2010).

Comme indiqué dans l'introduction, les simulations sont effectuées avec le code TOUGH2 (Pruess *et al.* 1999) avec l'équation d'état ECO2N (Pruess 2005). Le problème est supposé isotherme.

2.3. EVALUATION DE L'EFFICACITE

2.3.1. Stratégie d'intervention

Nous proposons une stratégie d'intervention basée sur le contrôle de la pression du réservoir. Le CO₂ injecté dans l'aquifère reste principalement à l'état supercritique et remplace dans l'espace poral la saumure initialement présente au sein du réservoir. En conséquence, la pression au sein du réservoir augmente. Nous définissons la surpression comme la différence entre la pression de pore à un instant donné et celle initiale (173 bars) et. Nous considérons comme « zone d'influence » la zone du réservoir où la surpression est supérieure à 5 bars (0.5 MPa). L'illustration 5 montre la surpression et la zone d'influence après 10 ans d'injection. La surpression atteint une valeur de 40 bars (4.0 MPa) à la fin de l'injection et le rayon de la zone d'influence est légèrement supérieur à 20 km.

Dans l'idée de contrôler à la fois la surpression de manière quantitative mais également l'étendue de la zone d'influence, nous proposons l'étude de quatre mesures correctives :

- Mesure corrective n°1 : arrêt de l'injection ;
- Mesure corrective n°2 : extraction via le puits d'injection ;
- Mesure corrective n°3 : extraction via un puits distant avec arrêt de l'injection ;
- Mesure corrective n°4 : extraction via un puits distant sans arrêt de l'injection.

Nous prenons comme indicateur de l'efficacité des mesures la réduction de la surpression. En considérant la composante spatiale du problème, nous définissons ainsi les deux scénarios suivants d'évaluation de l'efficacité :

1. Après 10 ans d'injection à 1Mt/an, l'opérateur cherche à diminuer la surpression autour du puits d'injection (scénario n°1) ;
2. Après 10 ans d'injection à 1Mt/an, l'opérateur cherche à réduire la surpression à un point situé à 3 km du puits d'injection (scénario n°2).

Chaque intervention dure une année, ce qui peut être comparé à la durée d'injection d'un projet industriel de stockage de CO₂ qui est de l'ordre de 30 – 50 ans. En cas de « dysfonctionnement majeur » du site de stockage, comme une remontée de CO₂ depuis le réservoir, les autorités pourraient décider de fermer le site de manière définitive et retirer le permis d'injection à l'opérateur, si celui-ci ne prend pas les mesures nécessaires afin de contrôler la remontée. La durée d'une année apparaît ainsi réaliste et financièrement acceptable en regard des enjeux d'un projet industriel de stockage de CO₂.

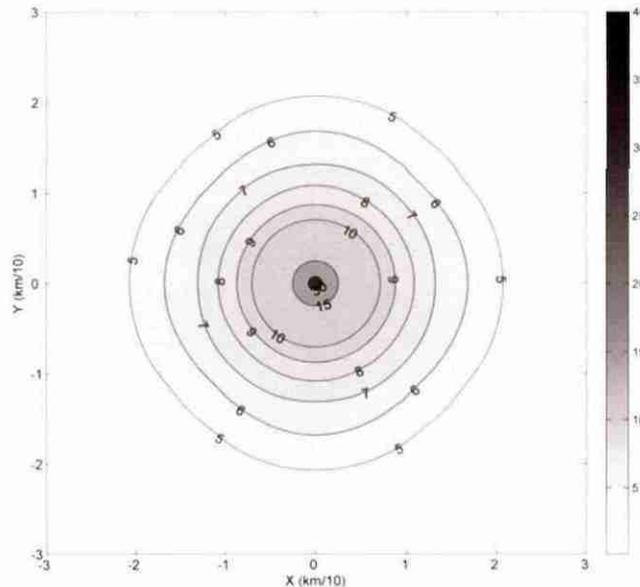


Illustration 5 : Surpression en bars (0.1 MPa) dans le réservoir après 10 ans d'injection. Le cercle le plus large représente la zone d'influence définie pour une surpression supérieure à 5 bars (0.5 MPa). D'après Le Guéan et Rohmer 2010.

2.3.2. Mesure corrective n°1 : arrêt de l'injection

Lorsqu'un dysfonctionnement majeur (remontée, augmentation anormale de pression dans un aquifère sus-jacent, dépassement de l'extension latérale prévue du panache de CO₂, etc.) est détecté à partir du système de surveillance mis en place par l'opérateur, une première mesure à prendre est l'arrêt de l'injection. Par exemple, un puits de surveillance équipé avec un capteur de pression de fond de puits pourrait détecter des variations de pression de 0.007 bars ($7 \cdot 10^{-4}$ MPa) sous des conditions favorables (Benson *et al.* 2006). De telles conditions dépendent principalement des perméabilités et de l'épaisseur de la formation, de la position du puits de surveillance et des variations naturelles. Des méthodes de surveillance indirectes pourraient également être utilisées telles que les méthodes sismiques, électromagnétiques ou de déformation de surface. En les prenant en compte de manière séparée ou intégrée, les mesures issues de ces méthodes peuvent ensuite être inversées pour donner les variations de pression dans le sous-sol (Benson *et al.* 2004). Après l'arrêt de l'injection, nous nous concentrons sur l'étude du comportement à moyen terme de la pression de pores. Par « moyen terme », nous entendons une période comparable à la durée des opérations. Pour des résultats sur une évolution à plus long terme du panache de CO₂ (de l'ordre de plusieurs siècles), voir Zhou *et al.* (2005).

Les résultats sont représentés sur l'illustration 6.

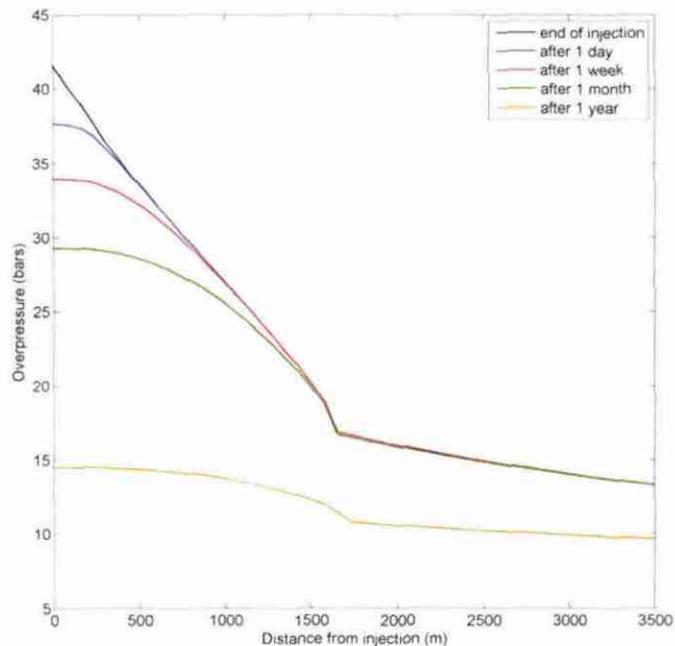


Illustration 6 : Evolution de la surpression autour du puits après l'arrêt de l'injection de CO₂. D'après Le Guéan et Rohmer 2010.

Sur cette illustration, la surpression est représentée en fonction de la distance depuis le point d'injection. En examinant les deux indicateurs présentés au paragraphe précédent, nous pouvons voir que la surpression diminue rapidement dans la zone proche du puits d'injection, tandis qu'une diminution significative de la surpression à une distance de 3 km n'intervient qu'après une durée supérieure à un mois d'arrêt.

Du point de vue de la gestion des risques, une information importante est la durée nécessaire pour que la surpression soit inférieure à un certain seuil de réduction. L'illustration 7 donne de telles informations pour différents seuils de réduction (5, 10, 25 et 50 %). En particulier, en considérant le critère de 5 %, nous pouvons voir sur cette illustration qu'il est nécessaire d'attendre plus de 100 jours pour atteindre une réduction de 5% de la surpression à 3 km du puits d'injection. Nous pouvons remarquer que la courbe de l'illustration 7 est séparée en deux parties. La première partie à une allure logarithmique et représente la zone où se situe le CO₂ supercritique, tandis que la deuxième zone à une allure quasi-linéaire et représente la zone saturée en saumure. Après une année, il est intéressant de remarquer que le front de réduction de pression n'a pas atteint la limite de la zone d'influence, qui a un rayon de plus 20 km.

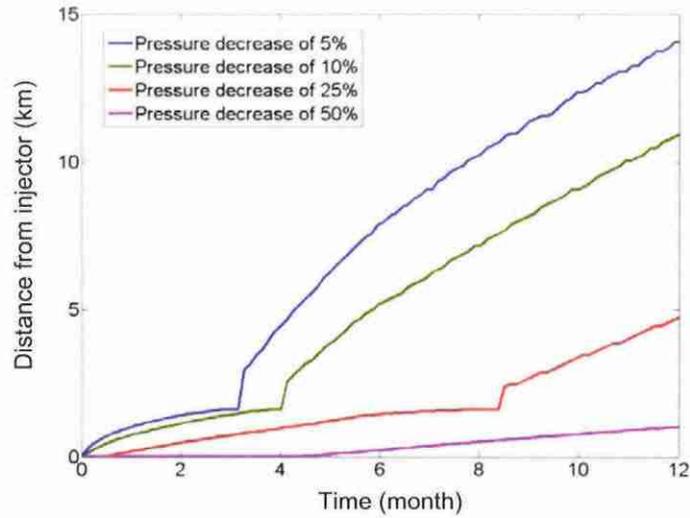


Illustration 7 : Avancée du front de diminution de la surpression (bars) dans le réservoir pour différents seuils de réduction. (d'après Rohmer et al. 2010b)

L'illustration 8 donne l'évolution de la surpression en fonction du temps pour les deux scénarios (dans la zone d'injection et à une distance de 3 km du puits d'injection).

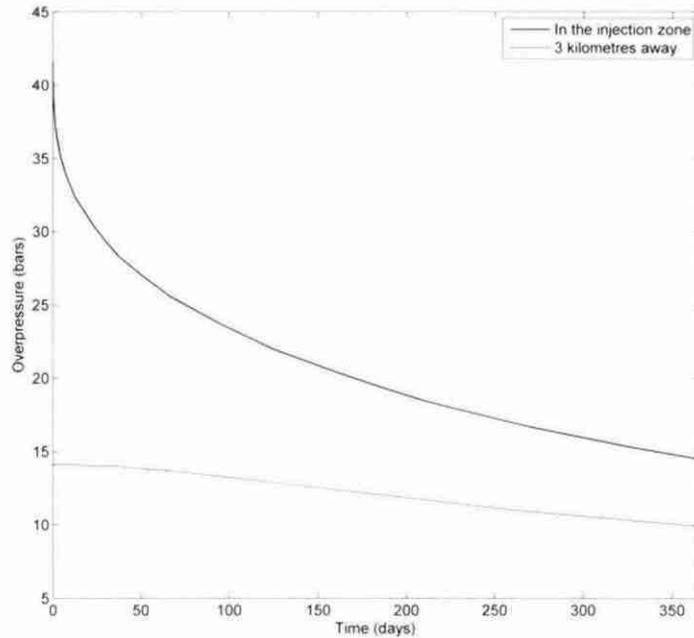


Illustration 8 : Mesure n°1 : évolution de la surpression (bars) en fonction du temps après l'arrêt du puits d'injection de CO₂ dans la zone d'injection et à une distance de 3 km de cette zone. D'après Le Guéan et Rohmer 2010.

Nous pouvons observer que la réduction de la surpression est rapide, avec une forte diminution de la pression dans les premiers jours telle que la surpression décroît en 1

an de la valeur initiale $\Delta P_0 = 42$ bars (4.2 MPa) à $\Delta P_1 = 14$ bars (1.4 MPa), ce qui correspond à une réduction de 28 bars (≈ 2.8 MPa), soit une réduction de 65 % par rapport à ΔP_0 . A une distance de 3 km de la zone d'injection, la réduction de la surpression est visible après une durée d'environ 50 jours : la surpression passe de $\Delta P_0 = 14$ bars (1.4 MPa) à $\Delta P_1 = 10$ bars (1.0 MPa), ce qui représente une réduction de 4 bars (0.4 MPa), soit 30 % de ΔP_0 .

2.3.3. Mesure corrective n°2 : extraction via le puits d'injection

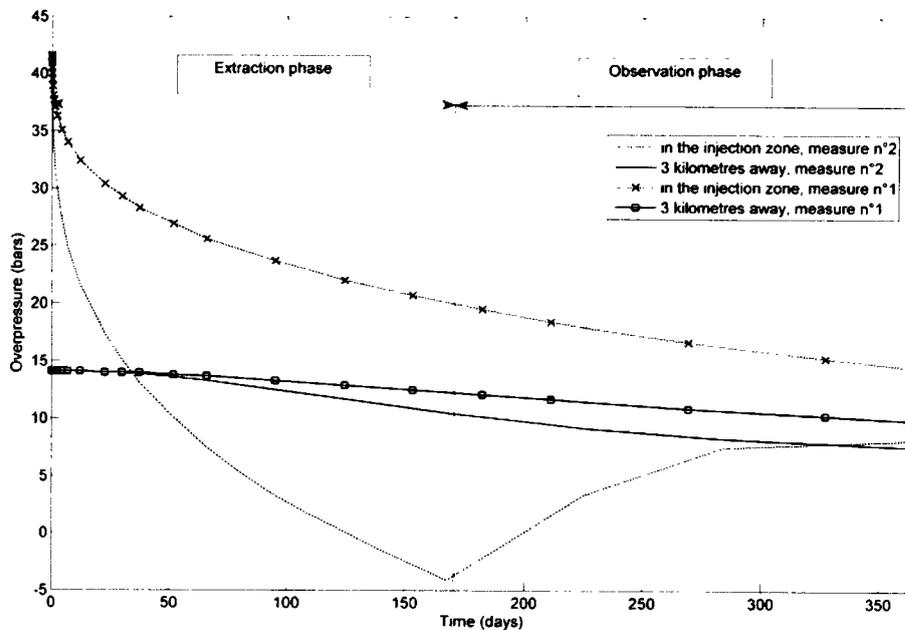


Illustration 9 : Mesure n°2 : Evolution de la surpression (bars) autour du puits d'injection et à 3 km de la zone d'injection. Les courbes avec le figuré carré et croix montrent l'évolution de la surpression pour la mesure corrective n°1 pour les deux points d'observation (dans la zone d'injection et à 3 km). D'après Le Guéan et Rohmer 2010.

Une solution pour accélérer la réduction de pression par rapport à l'arrêt simple consiste à convertir le puits d'injection en puits de production et d'extraire le CO₂ injecté. Pour une intervention durant une année, nous proposons le protocole suivant : (1) une phase de production au puits d'injection pendant 6 mois, et (2) une phase d'observation de 6 mois, afin d'opérer à un rééquilibrage des pressions au sein du réservoir. Pour des raisons de simplification, le puits extrait à un débit constant pris égal au débit d'injection (1Mt/an). C'est un débit qui se trouve dans l'ordre de grandeur d'un débit typique d'un puits d'extraction géothermique (CFG services, communication personnelle) soit 32 kg/s (≈ 115 m³/h). La possibilité de produire non seulement de la saumure en plus du CO₂ est discutée dans le paragraphe 2.5.

Une comparaison entre la mesure n°1 et la mesure n°2 dans la zone d'injection et à 3 km de cette zone est montrée sur l'illustration 9. Pendant la phase de production, la pression dans la zone autour du puits décroît rapidement jusqu'à parvenir à un niveau

inférieur à sa valeur avant injection de CO₂. A la fin de l'extraction, le champ de pression s'équilibre dans le réservoir ce qui provoque une nouvelle remontée de la pression dans la zone d'injection. La réduction de pression au bout d'une année atteint ≈ 35 bars (3.5 MPa) en passant de $\Delta P_0 = 42$ bars (4.2 MPa) à $\Delta P_1 = 8$ bars (0.8 MPa), soit une réduction de 80 % de ΔP_0 . Pour le deuxième scénario, la réduction de pression est également plus significative que pour la mesure n°1, avec un effet plus prononcé. La réduction de pression atteint environ 6 bars (0.6 MPa), en passant de $\Delta P_0 = 14$ bars (1.4 MPa) à $\Delta P_1 = 8$ bars (0.8 MPa), soit une réduction de 45 % de ΔP_0 .

2.3.4. Mesure corrective n°3 : extraction via un puits distant avec arrêt de l'injection

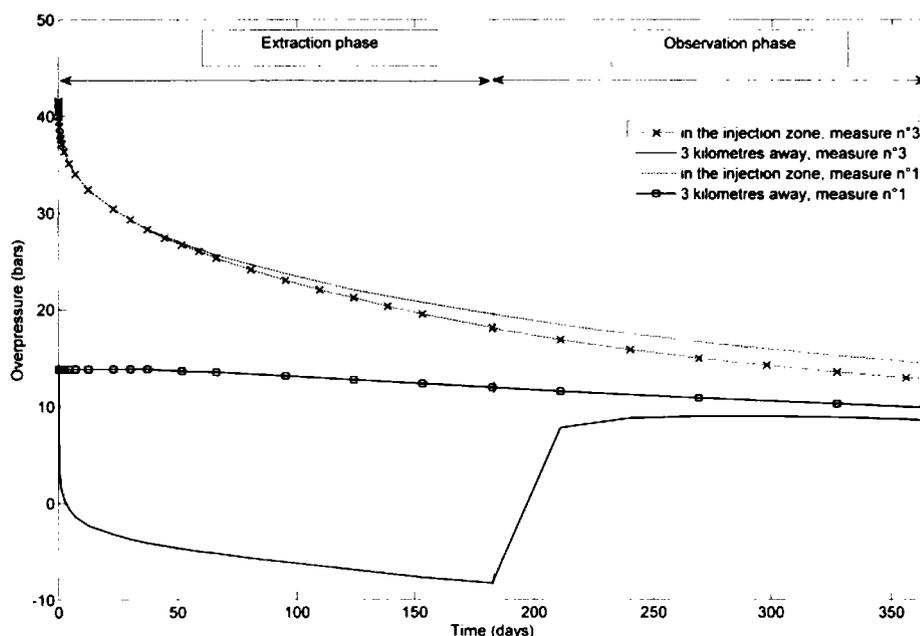


Illustration 10 : Mesure n3 : évolution de la surpression (bars) autour du puits d'injection et à 3 km de la zone d'injection. La courbe avec le figuré croix et carré montre l'évolution de la surpression pour la mesure corrective n°1 pour les deux points d'observation (dans la zone d'injection et à 3 km). D'après Le Guéan et Rohmer 2010.

Si un dysfonctionnement du stockage est détecté en dehors de la zone d'injection, le but de l'opérateur est alors de diminuer la pression directement dans cette « région à risque ». Considérons ainsi que cette « région à risque » est située à 3 km de distance de la zone d'injection. La mesure envisagée est l'extraction des fluides contenus dans le réservoir à ce niveau. En pratique, un puits d'observation pourrait être présent à cette distance et pourrait être converti en puits d'extraction s'il dispose d'une complétion adéquate (McPherson *et al.* 2009). Dans le cas contraire, un puits dédié est à envisager. Dans le cas étudié, l'extension latérale du panache de CO₂ est inférieure à 2km, comme montré sur l'illustration 6 (la limite du panache correspond à la discontinuité de pente sur les différentes courbes). Les fluides produits lors de

l'opération envisagée seront donc composés de 100% de saumure. L'illustration 10 montre les résultats de la simulation.

De même que pour la mesure précédente, l'extraction dure pendant 6 mois à un débit constant (1Mt/an) suivie par 6 mois d'observation. L'injection est arrêtée pendant la période d'intervention (une année). A la fin de la période d'intervention, nous pouvons voir que l'amélioration par rapport à la mesure n°1 est minime. La réduction de pression atteint 29 bars (2.9 MPa) dans la zone d'injection (passant de $\Delta P_0 = 42$ bars à $\Delta P_1 = 13$ bars) – soit une réduction de 70 % de ΔP_0 - et elle est de seulement 5 bars à 3km de la zone d'injection (de $\Delta P_0 = 14$ bars à $\Delta P_1 = 9$ bars), soit une réduction de 35 % de ΔP_0 .

2.3.5. Mesure corrective n°4 : extraction via un puits distant sans arrêt de l'injection

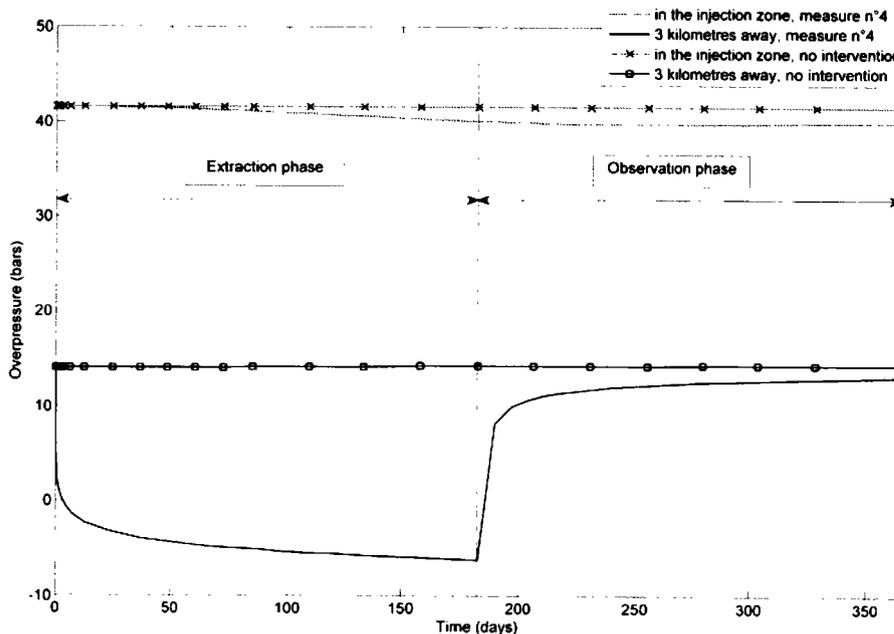


Illustration 11 : Mesure n°4 : Evolution de la surpression (bars) autour du puits d'injection et à 3km de la zone d'injection sans arrêt de l'injection et comparaison avec l'évolution de la surpression sans intervention (l'injection continue). D'après Le Guéan et Rohmer 2010.

Pour la mesure précédente, nous avons décidé d'arrêter l'injection pendant la période d'intervention d'une année, mais il est également possible de continuer l'injection. Ce type d'intervention est proposé comme mesure préventive par Lindeberg *et al.* (2009). Les résultats sont représentés sur l'illustration 11.

L'extraction n'affecte que légèrement les pressions pour les deux scénarios. Les simulations montrent une réduction de pression de 2 bars (0.2 MPa) pour le premier scénario et d'un bar pour le second. Des effets plus significatifs sont attendus si la mesure est effective pendant la durée totale des opérations (Lindeberg *et al.* 2009),

mais à ce stade, il n'est pas possible de tirer des conclusions quant à son utilisation en tant que mesure corrective.

2.4. COMPARAISON DES MESURES ET CONSIDERATIONS PRATIQUES

Mesures	Bénéfices		Manque à gagner	Coût réel
	Scenario 1 (dans la zone d'injection)	Scenario 2 (à 3km de la zone d'injection)		
1. Arrêt de l'injection	65%	30%	1Mt CO ₂	
2. Extraction via le puits d'injection	80%	45%	1.5Mt CO ₂	
3. Extraction via un puits distant avec arrêt de l'injection	70%	35%	1Mt CO ₂	1 puits+0.5Mt saumure
4. Extraction via un puits distant sans arrêt de l'injection	5%	7%		1 puits+0.5Mt saumure

Illustration 12 : Etude comparative des mesures correctives pour le contrôle des pressions au sein du réservoir basée sur une analyse du type « coût-bénéfice »

Les différentes mesures sont comparées suivant une approche « coûts-bénéfices ». Par « bénéfices » nous entendons la réduction de surpression entre le début de l'intervention (soit à la fin de la période de 10 ans d'injection) et la fin de l'intervention, après une année d'intervention. Nous évaluons les « coûts » de manière qualitative en terme de quantité de CO₂ non stocké (i.e. manque à gagner). Le coût monétaire d'une tonne de CO₂ peut être estimé à partir de la valeur des quotas d'émissions dans le système d'échange communautaire de l'Union Européenne (Commission Européenne 2003). Les coûts relatifs à la logistique des opérations sont indiqués sans précision de leur valeur monétaire. Les résultats sont présentés sur l'illustration 12.

Le coût de la première mesure est de 1 Mt de CO₂. Ceci représente la quantité de CO₂ qui ne peut pas être stockée à cause de l'intervention. Pour la deuxième mesure, le coût est de 1.5 Mt de CO₂, ce qui représente 1 Mt non stockés en raison de l'intervention en plus de 0.5 Mt qui sont extraits pendant les 6 premiers mois de l'intervention. Le tableau montre que les bénéfices pour chacun des deux scénarios sont également plus élevés que pour la première mesure. Bien que cette mesure apparaisse comme « contre-productive », elle est souvent considérée comme la mesure corrective « ultime » (Benson et Hepple 2005 ; IEA-GHG 2007b) : si le réservoir se révèle « inadapté » pour le stockage permanent du CO₂, il sera alors nécessaire de reproduire le CO₂ de manière partielle ou totale. Pour l'étude de la faisabilité d'une telle mesure, le lecteur peut se référer à Akervoll *et al.* (2009).

Pour la troisième mesure, les coûts additionnels correspondent à un puits pour l'extraction et 0.5Mt de saumure extraite. Comme précisé auparavant, l'opérateur a la possibilité d'utiliser un puits d'observation existant en le convertissant en puits d'extraction. Les coûts seraient alors grandement réduits. Dans le cas contraire, l'opérateur serait contraint de forer un nouveau puits ce qui requiert un investissement généralement important. IEA-GHG (2007b) donne un ordre de grandeur de coût de forage et complétion d'un puits de 2.5M\$, ce qui est fortement dépendant de la profondeur, de la stratigraphie dans la zone de forage et de la disponibilité d'un rig de forage (voir également le chapitre 4, paragraphe « considérations pratiques »). De plus, pour obtenir le temps d'intervention total de cette mesure corrective, il faudrait ajouter le temps nécessaire au forage. Si le forage requiert 6 mois de réalisation, l'intervention ne pourra commencer que 6 mois après la détection de l'irrégularité. La saumure produite est également considérée comme un coût, compte tenu des moyens de traitement ou de stockage qu'il faudrait prévoir en surface. Si le stockage est situé en mer (offshore), il pourrait être possible de relâcher la saumure directement dans la mer. D'après Lindeberg *et al.* (2009) ce n'est pas un problème si la saumure n'a pas une salinité trop élevée. Si le stockage est situé sur terre (onshore), l'opérateur pourrait injecter la saumure dans un autre réservoir, mais devra alors obtenir une autorisation de la part des autorités, ce qui peut être une procédure longue et « exigeante ». Le ratio coûts/bénéfices n'est pas forcément très élevé mais il est intéressant de noter que la production via un puits distant donne de meilleurs résultats pour le scénario n°1 que la mesure n°1 (arrêt de l'injection). De plus, la mesure n°2, « extraction via le puits d'injection », donne une meilleure efficacité en terme de réduction de la pression pour les deux zones considérées (dans la zone d'injection et à 3 km) par rapport à la mesure n°3 « extraction via un puits distant avec arrêt de l'injection ».

Les coûts de la quatrième mesure, pour laquelle la saumure est produite pendant que l'injection de CO₂ continue, sont limités. Les bénéfices restent cependant limités.

2.5. DISCUSSION ET VOIES D'AMELIORATION

Le modèle 2D-couche qui a été utilisé pour les résultats était nécessaire dans le but de comparer les mesures entre elles, mais les hypothèses, à partir desquelles il est construit, peuvent avoir une influence sur les résultats. Afin de vérifier ces hypothèses, le modèle 2D-axisymétrique a donc été utilisé.

- La première limite du modèle est la modélisation de l'injection par une maille « source » de 75m x 75m. La comparaison entre les deux modèles montre que cette approximation ne génère pas une erreur supérieure à 5% pour l'évolution de la surpression près du puits. Une possible voie d'amélioration serait d'utiliser un maillage en gigogne pour affiner le modèle dans la zone autour du puits (Audigane *et al.* 2009) ;
- La deuxième limite du modèle est de négliger les phénomènes gravitaires, ce qui peut avoir une influence sur les résultats concernant la mesure corrective n°2. A la fin de la période d'injection, le CO₂ a tendance à s'accumuler au sommet du réservoir sous l'effet de la différence de densité avec la saumure (poussée d'Archimède, cf. Illustration 13, haut). En produisant à travers le puits d'injection, le CO₂ situé au fond du réservoir est extrait en premier lieu, ce qui peut conduire à une venue d'eau (de l'eau est produite avec le CO₂). En négligeant la gravité, nous supposons donc que seul du CO₂ serait produit pendant les 6 mois d'extraction. Les simulations à l'aide du modèle 2D-axisymétrique, qui prend en compte ces phénomènes gravitaires, montrent que l'hypothèse est bien valide dans ce cas. Après une année d'extraction au même débit (1Mt/an), seul du CO₂ a été produit. L'illustration 13 (en bas) représente la saturation en CO₂ dans le réservoir au bout d'une année de production. Nous pouvons constater que du CO₂ est toujours présent autour du puits et qu'il n'y a pas de preuve de venue d'eau. Ceci s'explique également par la mobilité du CO₂ supérieure à celle de la saumure.

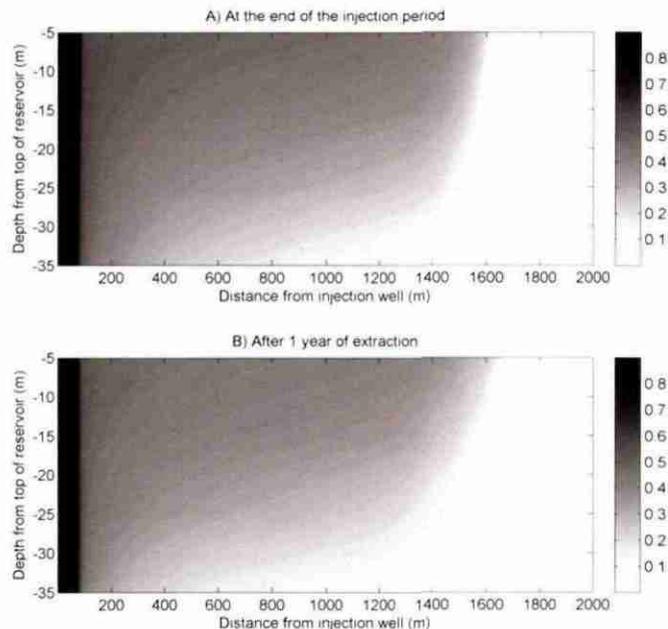


Illustration 13 : Mesure n°2 : evolution de la saturation en CO₂ dans le modèle 2D-axisymétrique. (en haut) A la fin de l'injection. (En bas) Après une année d'extraction. Il n'y a pas de production de saumure du réservoir en fond de puits. D'après Le Guéan et Rohmer 2010.

Pour cette comparaison, nous avons utilisé la surpression dans des zones prédéfinies, mais l'extension de la zone d'influence pourrait également servir d'indicateur. Pour étudier son évolution, le modèle 2D-couche ne serait probablement pas très adapté car le bord de cette zone d'influence se trouve à une distance de 20 km du puits d'injection (Illustration 5), ce qui le place dans la zone B du modèle (Illustration 3), soit dans la zone où les mailles sont plus larges. De plus, pour la durée d'intervention considérée (une année), les effets sur la zone d'influence ne seraient pas très significatifs étant donné que le front de réduction de pression n'a parcouru que 15 km en 1 an comme le montre l'illustration 7. L'étude de cette zone devra donc passer par un modèle plus précis loin du puits (par l'intermédiaire d'un maillage gigogne) et des durées d'intervention plus élevées.

Le choix des paramètres utilisés peuvent également être améliorés pour des simulations plus réalistes. Dans cette étude, les conditions initiales étaient homogènes et isotropes. Il pourrait ainsi être intéressant de voir quel serait le comportement des mesures simulées pour des environnements hétérogènes génériques et/ou caractéristiques de différents sites réels. De plus, les mesures correctives impliquent qu'il y ait une phase de drainage suivi d'une phase d'imbibition (pour plus de détails concernant ces aspects, voir le chapitre 3). Le code actuellement utilisé ne permet pas de prendre en compte les phénomènes d'hystérésis (chapitre 3) qui existent dans ce cas. Leur prise en compte future permettrait là-aussi de simuler les mesures de manière plus réalistes.

3. Forçage du piégeage capillaire au sein du réservoir

3.1. ETAT DE L'ART ET OBJECTIFS

3.1.1. Objectifs du travail

Différents modes de piégeage ont lieu au sein d'un aquifère profond lors et après l'injection de CO₂ :

- le piégeage structural / stratigraphique (ou hydrodynamique) : le CO₂ gazeux de part sa flottabilité dans la saumure vient s'accumuler à la base de la formation « couverture » peu perméable (Bachu *et al.* 1994) ;
- le piégeage capillaire : le mouvement du panache de CO₂ donne lieu à une déconnection de bulles de gaz qui restent piégées dans les pores (Juanes *et al.* 2006) ;
- le piégeage par dissolution : dissolution du CO₂ dans la saumure, accrue par les effets gravitaires (Ennis-King et Paterson 2005) ;
- le piégeage minéral : précipitation minérale du CO₂ dissout (Bachu *et al.* 1994).

Ces différents mécanismes se produisent sous des conditions spécifiques (géologiques, hydrauliques et chimiques notamment) et à des échelles de temps différentes.

Le piégeage structural / stratigraphique ne garantit pas à lui seul le confinement du CO₂, car toute anomalie / imperfection au sein de la roche couverture peut être un point de faiblesse jouant le rôle de « drain » pour la remontée du CO₂ (Nghiem *et al.* 2009). C'est pourquoi l'un des objectifs de la stratégie d'injection concerne l'optimisation des modes de piégeage dans une démarche de gestion préventive du risque de remontée (voir par exemple Qi *et al.*, 2009 pour le piégeage capillaire ainsi que Leonenko et Keith, 2008 pour le piégeage par dissolution).

En complément de ces mesures préventives, nous nous intéressons ici à la faisabilité et l'optimisation d'une mesure corrective permettant le forçage du piégeage i.e. l'immobilisation du CO₂ gazeux mobile présent au sein du réservoir suite à l'occurrence d'un « dysfonctionnement majeur » du complexe de stockage (i.e. « d'irrégularités notables ») dégradant de manière importante la fonction de confinement du complexe de stockage.

Nous nous focalisons sur le piégeage capillaire, qui est le plus rapide après le piégeage structural/ stratigraphique (Juanes *et al.*, 2010 ; Qi *et al.*, 2009).

Les informations de ce chapitre proviennent en grande partie des travaux présentés dans Manceau *et al.* (2010).

3.1.2. Le piégeage capillaire : mécanismes, modèles et application au stockage géologique du CO₂

Un écoulement diphasique implique l'existence d'une phase mouillante (présentant de fortes affinités avec la roche ; par exemple la phase liquide) et d'une phase non-mouillante (par exemple la phase gazeuse). Notons que la configuration inverse peut exister (i.e. phase non mouillante liquide et celle mouillante gazeuse). L'une de ces deux phases peut déplacer l'autre et nous nommons « drainage » le processus de déplacement de la phase mouillante par la non-mouillante et imbibition le processus inverse. Pour chacun de ces deux processus, des mécanismes contrôlent le déplacement des phases en jeu. Un déplacement se produit à partir d'une pression capillaire (différence de pression entre les deux phases) limite. Si deux mécanismes peuvent coexister, c'est celui qui nécessitera la pression capillaire limite la plus faible qui interviendra en premier (Suicmez *et al.* 2008). Plusieurs types de déplacements ont été expliqués dans la littérature (notamment par Lenormand *et al.* 1983). Pour cela, nous considérons un réseau de pores constitué de pores reliés par des connections ou capillaires. Nous distinguons alors (e.g. Suicmez *et al.* 2008) :

- le déplacement de type-piston (*piston-like displacement*) ;
- le remplissage d'un pore (*cooperative pore-body filling*) ;
- l'étranglement ou *snap-off*.

Le déplacement de type-piston (*piston-like displacement*) concerne le déplacement d'une phase par une autre au centre d'un capillaire. Le remplissage d'un pore concerne le déplacement d'une phase par une autre au centre d'un pore. Nous distinguons les deux précédents types de déplacement du fait de la possible différence de pression limite pour laquelle ils peuvent se produire : dans une phase de drainage, Lenormand *et al.* (1983) ont montré que les expressions des pressions limites étaient similaires pour les deux mécanismes ; en revanche en phase d'imbibition, la pression limite pour le remplissage d'un pore dépend du nombre de capillaires connectées à ce pore permettant le déplacement et de la configuration des fluides au sein de ces capillaires (Illustration 14).

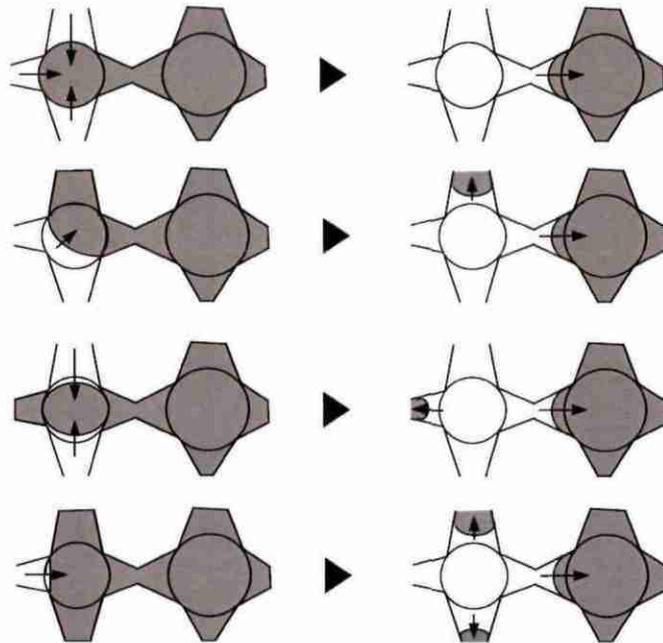


Illustration 14: Influence de la configuration des fluides dans les capillaires lors du remplissage d'un pore en phase d'imbibition ; la phase non-mouillante est grisée alors que la phase mouillante est de couleur blanche (d'après Held et Celia 2001)

Si le milieu est mouillant à l'eau, lorsque ces deux mécanismes interviennent durant la phase de drainage, une partie de la phase aqueuse reste piégée au niveau des fissures, des coins et des parois du milieu du fait de la forte affinité de l'eau avec le milieu ; de plus, une partie de l'eau peut être contournée par le gaz (phénomène se produisant lorsque le fluide peut se déplacer par deux cheminements différents qui se rejoignent), la rendant immobile. Ce phénomène de contournement se rencontre également durant l'imbibition où une partie du gaz peut rester piégée (Illustration 15).

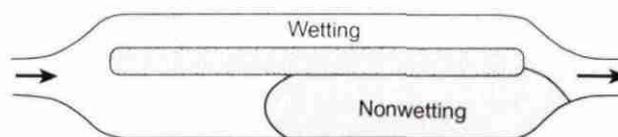


Illustration 15: Piégeage d'une des phases par contournement (d'après Holtz 2002)

Le troisième mécanisme est l'étranglement ou *snap-off*, qui ne concerne, contrairement aux deux mécanismes précédents, que la phase d'imbibition. Il se produit lorsque le diamètre du capillaire est suffisamment faible par rapport à celui du pore ; les films d'eau (qui, durant la phase de drainage, étaient restés en contact avec le solide en raison de la mouillabilité du milieu poreux) « gonflent » durant l'imbibition du fait de l'arrivée d'eau. Le gaz est alors dissocié en plusieurs « micro-bulles » et est ainsi immobilisé (Illustration 16).

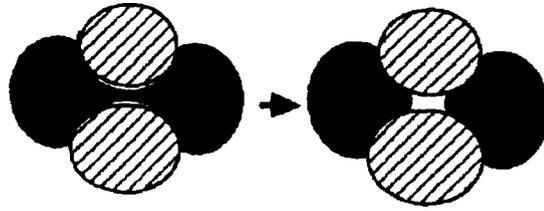


Illustration 16: Déplacement et piégeage de la phase non-mouillante (noir) par snap-off (d'après Jerauld et Salter 1989)

Ces mécanismes de déplacement à l'échelle porale qui régissent les interactions entre les deux différentes phases ont la particularité d'être dépendants de la quantité des phases en jeu et de leur évolution i.e. de l'histoire de drainage / imbibition que le milieu a subi, ce qui correspond à un phénomène d'hystérésis, qui peut être expliquée par la conjonction de deux causes (Spiteri *et al.* 2005) :

- un hystérésis au niveau de l'angle de contact (angle formé par l'interface entre les deux phases et la surface solide) entre drainage et imbibition du fait du changement de mouillabilité du milieu ayant lieu une fois que la phase mouillante a été introduite mais également du fait de la rugosité des parois qui introduisent un effet supplémentaire d'hystérésis (Valvatne 2004 ; de Gennes *et al.* 2004) ;
- le piégeage de la phase non-mouillante par snap-off et contournement. Puisque lorsque la concentration initiale en phase non-mouillante diminue, la quantité de site potentiels où le snap-off, par exemple, peut se réaliser diminue, la fraction piégée est fonction de cette saturation initiale.

La modélisation des écoulements multiphasiques implique l'utilisation de courbes caractéristiques décrivant les interactions entre les différentes phases : elles représentent les évolutions de la pression capillaire et des perméabilités relatives. Ces deux paramètres représentent à plus grande échelle les mécanismes de déplacement présentés ci-dessus. Ils peuvent être décrits, en première approche, en fonction seulement de la saturation. C'est le cas des modèles de Brook and Corey (1966) et de van Genuchten (1980) qui restent fréquemment utilisés.

Cependant, ces modèles ne représentent pas le phénomène d'hystérésis expliqué ci-dessus, qui, rappelons-le, provient à la fois du piégeage de la phase non-mouillante et des propriétés d'écoulement différentes selon que l'on soit en drainage ou en imbibition. Afin de les prendre en compte, deux étapes sont nécessaires : tout d'abord la détermination de la fraction de phase non-mouillante piégée (modèle de piégeage) ; ensuite des modèles (modèles d'hystérésis) décrivant l'évolution des perméabilités relatives et de la pression capillaire en fonction de la saturation mais également de la fraction piégée et du processus de déplacement en cours.

Concernant le piégeage de la phase non-mouillante, un modèle développé par Land (1968) permet de déterminer la saturation résiduelle en phase non-mouillante durant l'imbibition ; il renvoie la valeur de cette saturation (S_{gr}) à partir de la saturation en phase mouillante au changement de régime notée S_{Δ} (i.e. point à partir duquel le

régime change du stade drainage à imbibition, dénommé « turning point », Illustration 17) et de deux paramètres intrinsèques au matériau, les saturations résiduelles maximales en phase mouillante (S_{lr}) et non-mouillante ($S_{gr\max}$) :

$$S_{gr} = \frac{1}{1/(1 - S_{lr}) + 1/S_{gr\max} - 1/(1 - S_{lr})} \quad (\text{Équation 1})$$

Spiteri et al. (2005) ont développé un nouveau modèle de piégeage afin d'étendre la plage de validité du modèle de Land à toutes les conditions de mouillabilité.

Plusieurs modèles d'hystérésis ont été développés à partir du modèle de piégeage de Land ; on peut citer le modèle de Carlson (1981) de Parker et Lenhard (Parker et Lenhard 1987 ; Lenhard et Parker 1987). Ils utilisent les modèles non-hystérétiques de perméabilité relative et de pression capillaire et donnent les courbes caractéristiques à la fois pour le drainage et pour l'imbibition.

Notons que des résultats expérimentaux ont montré que l'hystérésis était beaucoup plus prononcée pour la phase non mouillante que pour la phase mouillante (Juanes et al. 2006).

L'illustration 17 représente l'évolution de la perméabilité relative d'une phase non-mouillante au cours d'un premier drainage suivi par une imbibition se produisant pour deux saturations différentes ; les modèles de Land et de Parker et Lenhard ont été utilisés.

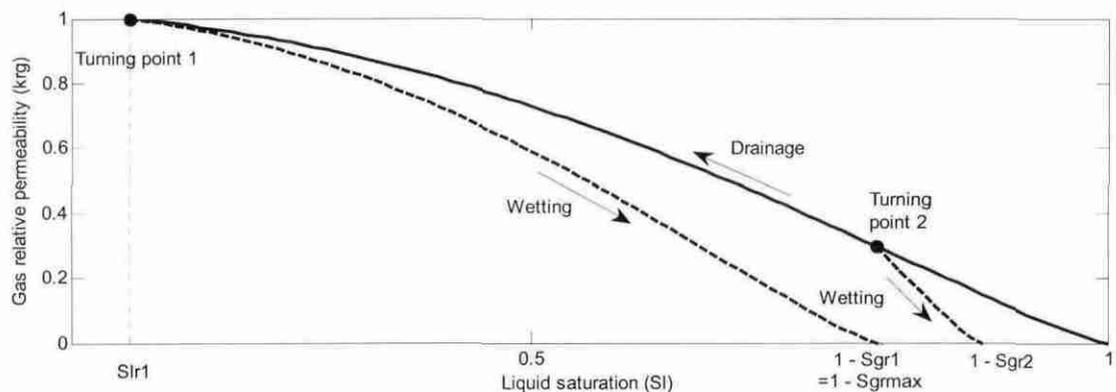


Illustration 17 : Evolution de la perméabilité relative d'une phase non-mouillante (e.g. gaz) pendant le drainage et l'imbibition ; deux saturations de changement de stade sont représentées (S_{lr} : saturation liquide résiduelle ; S_{gr1} : saturation résiduelle en gaz pour le point de changement de stade 1 ; S_{gr2} : saturation résiduelle en gaz pour le point de changement de stade 2 ; $S_{gr\max}$: saturation résiduel en gaz maximale). D'après Manceau et al. 2010.

Lors de l'injection de CO₂ supercritique (phase non mouillante), similaire au gaz car plus léger et bien moins visqueux que la saumure initialement présente dans le réservoir, dans des aquifères salins (liquide, phase mouillante), la saumure est drainée par le CO₂. Après l'arrêt de l'injection, certaines parties du panache vont être soumises à une imbibition pendant que d'autres resteront en phase de drainage. Lors de

l'imbibition, la saturation en gaz diminue jusqu'à atteindre la saturation résiduelle en gaz (pouvant être calculée grâce au modèle de Land). De plus le phénomène d'hystérésis ayant lieu peut être estimé grâce aux modèles existants.

3.2. DEFINITION DU MODELE

On considère un réservoir homogène, d'une étendue de 100 km et d'une épaisseur de 20 m centré autour d'un puits d'injection pénétrant entièrement l'aquifère. Le CO₂ est injecté dans un milieu poreux (initialement entièrement saturé en saumure) à un débit industriel (1 Mt par an). Les propriétés et conditions initiales sont données à l'illustration 18 ; elles proviennent en grande partie des conditions choisies par Pruess et Spycher (2002) pour leur modèle d'écoulement radial et sont supposées représenter les conditions d'un aquifère situé à 1200 m de profondeur, avec une faible salinité dans notre cas.

Pression initiale	Température initiale	Porosité	Salinité initiale	Perméabilité
120 bars	45 °C	0.12	20 g.l ⁻¹	10 ⁻¹³ m ²

Illustration 18 : Conditions initiales choisies pour l'évaluation de l'efficacité du forçage du piégeage capillaire comme mesure corrective.

On se place dans le cas où, après une année d'injection de CO₂, un dysfonctionnement majeur réduisant de manière notable la capacité de confinement du complexe de stockage survient et est détecté (migration de CO₂ dans l'aquifère supérieur par exemple) ; une mesure corrective est mise en place afin de limiter / d'empêcher la migration du CO₂ stocké hors du réservoir. Le but de l'intervention est donc de forcer (i.e. accélérer) le piégeage capillaire en imposant l'imbibition via l'injection de saumure par le puits d'injection.

Le logiciel TOUGH2 (Pruess *et al.* 1999) avec le module EOS ECO2N (Pruess 2005) a été utilisé pour simuler ce cas 1D axisymétrique. Afin de prendre en compte les phénomènes d'hystérésis, le programme iTOUGH2 (Finsterle 2007) a été utilisé avec un module intégré d'hystérésis (Finsterle *et al.* 1998 ; Doughty 2009). Dans ce module, le modèle de piégeage de Land est utilisé. Concernant les courbes caractéristiques, le modèle Lenhard et Parker (1987) est employé pour les perméabilités relatives, et le modèle de van Genuchten est modifié pour la pression capillaire (pour plus d'informations, se référer à Doughty 2007).

La gravité est négligée au vu de la faible épaisseur de l'aquifère comparée à son extension latérale. De plus, étant données les échelles de temps des simulations (quelques années au maximum), les processus lents tels que la diffusion ou les interactions CO₂ – saumure – minéraux ne sont pas pris en compte.

3.3. EVALUATION DE L'EFFICACITE

3.3.1. Cas de base

Nous modélisons l'injection de saumure à un débit de 20 kg/s (environ 72 m³/h) après un an d'injection de CO₂. Notons que ce débit semble être une valeur raisonnable comparativement aux opérations d'injection / extraction des activités liées à la géothermie profonde. Les paramètres utilisés pour simuler ce cas de base sont rassemblés à l'illustration 19.

m paramètre de van Genuchten (pression capillaire et perméabilité relative, à la fois pour le drainage et l'imbibition)	0.457
P_0 (or $1/\alpha$) (Pa) de van Genuchten	10^5
Saturation minimale pour le modèle de pression capillaire de van Genuchten	$S_{imin}=0.149$
Saturation liquide résiduelle (pour le modèle de perméabilité relative de Lenhard et Parker)	$S_{lr}=0.150$
Saturation résiduelle maximum en gaz (pour le modèle de perméabilité relative de Lenhard et Parker)	$S_{grmax}=0.2$

Illustration 19 : paramètres du cas de base pour l'évaluation de l'efficacité du forçage du piégeage comme mesure correctrice

Dans une première partie, les phénomènes observés après l'injection de saumure sont présentés ; ensuite une comparaison de ce cas de base à une simple relaxation du système (sur la même période d'un an) est réalisée.

Phénomènes observés

L'illustration 20 présente la saturation en gaz en fonction de la distance au puits après 14 heures et après 4 mois d'injection de saumure. Nous pouvons identifier plusieurs régions :

- région (1) : le CO₂ gazeux immobile (qui avait été piégé par capillarité) a été dissout ;
- région (2) : le CO₂ en phase gazeuse est entièrement piégé. Nous remarquons que la saturation réelle en gaz est légèrement inférieure à la saturation résiduelle du fait de la dissolution d'une partie du CO₂ gazeux immobile ;
- région (3) : une partie du CO₂ gazeux est piégée alors qu'une autre est libre. La saumure injectée a déjà atteint cette zone (en imbibition) mais il y a encore du CO₂ gazeux libre qui n'est pas entraîné par le flux ;
- région (4) : le drainage lié à l'injection de CO₂ se poursuit de telle manière que la saturation continue d'augmenter dans cette zone au cours du temps ;

- région (5) : cette région est constituée de la saumure originelle. Le CO₂ ne l'a toujours pas atteinte.

En plus des différentes régions, nous pouvons distinguer plusieurs fronts sur l'illustration 20 : le front de dissolution ((1)-(2)), la frontière amont du panache de CO₂ libre ((2)-(3)), le front d'avancement de la saumure injectée ((3)-(4)) et le front d'avancement du CO₂ injecté ((4)-(5)). Un équilibre instantané est supposé entre la phase aqueuse (saumure saturée en CO₂) et la phase gazeuse (CO₂ gazeux saturé en saumure) dans les régions où l'écoulement est diphasique ((2)-(3)-(4)).

En modifiant la théorie du flux fractionné afin de prendre en compte la solubilité mutuelle du CO₂ et de l'eau dans les phases gazeuses et aqueuses, Noh *et al.* (2007) ont défini des régions similaires sur les profils de saturation représentant une injection de CO₂ suivie par une de saumure, à l'exception d'une zone de CO₂ sec (i.e. de CO₂ pur sans eau) à la frontière amont du panache de CO₂ (où la totalité de la saumure est évaporée dans la phase gazeuse). L'illustration 20 montre qu'après peu de temps d'injection de saumure, cette zone existe confirmant la courte durée d'existence de cette phase gazeuse sèche (Noh *et al.* 2007), le front amont (où la saumure saturée en CO₂ déplace le CO₂ sec) étant plus rapide que le front aval (où la saumure piégée par capillarité se vaporise dans la phase gazeuse). Nos simulations ont montré que la collision entre ces deux fronts (et donc la disparition de la phase gazeuse sèche) se produit après environ 40 heures (< 2 jours) d'injection de saumure.

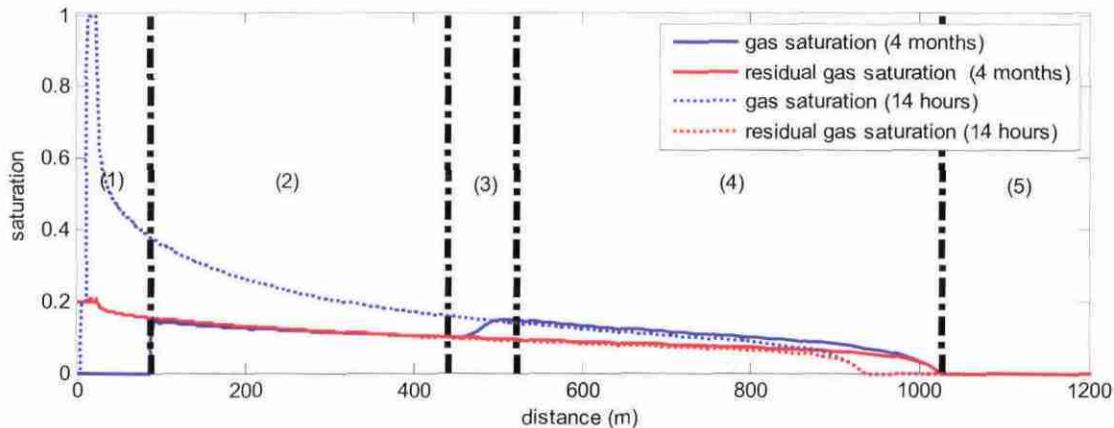


Illustration 20 : Saturation en gaz et saturation résiduelle en gaz après 14 heures d'injection de saumure (trait en pointillés) et après 4 mois d'injection (trait plein). Les régions (1) à (5) font référence à la situation après 4 mois d'injection de saumure. D'après Manceau *et al.* 2010.

Bilan de CO₂ piégé

L'illustration 21 montre le bilan de fraction massique pour le cas de base ainsi que la relaxation du système sur une durée d'une année (après un an d'injection de CO₂).

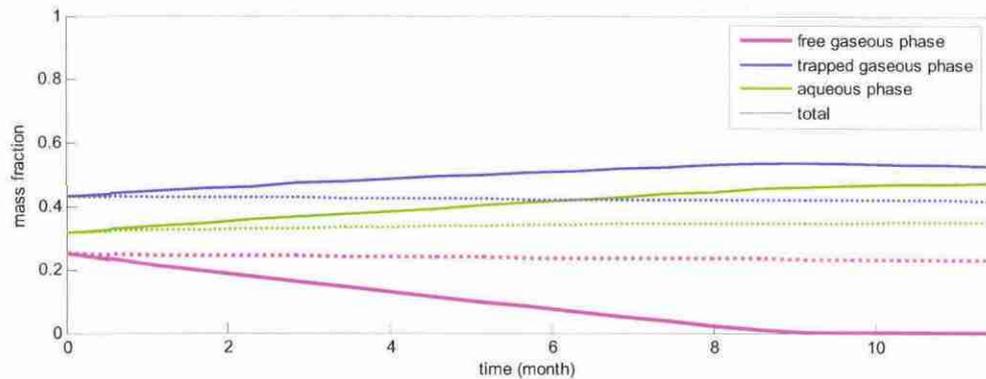


Illustration 21 : Bilan de fraction massique en fonction du temps dans le cas de base (ligne pleine) et dans le cas d'une relaxation (ligne en pointillés). D'après Manceau et al. 2010.

Après un an d'injection de CO₂, 68% en masse du CO₂ injecté est toujours supercritique alors que 32% a été dissout. A partir de la saturation atteinte à ce moment et des paramètres définis à l'illustration 19 nous pouvons appliquer le modèle de Land afin de déduire la fraction de masse minimale de CO₂ qui deviendrait immobile si une imbibition se produisait : nous trouvons alors que 43 % du CO₂ peut être considéré comme « potentiellement piégé » et gazeux, et 25 % comme libre.

Notons que par « gaz piégé », nous considérons la quantité de CO₂ immobile restant effectivement dans les pores si la saturation résiduelle a été atteinte, ou bien, si ce n'est pas le cas, la plus petite quantité de CO₂ qui resterait piégée si une imbibition se produisait (gaz « potentiellement piégé »).

Après un an de relaxation du système, 23% du CO₂ est toujours en phase libre. La légère diminution de ce taux durant la relaxation est due à la dissolution du CO₂ gazeux. En revanche, après ≈9 mois d'injection de saumure, il n'y a plus de CO₂ gazeux libre. Le CO₂ a été entièrement piégé (soit par capillarité, soit par dissolution ; voir Illustration 21). Remarquons également qu'après ce délai, la saturation en gaz piégé décroît ce qui signifie que le CO₂ immobile gazeux est progressivement dissout dans la saumure.

Au final, l'injection de saumure en tant que mesure corrective suite à un dysfonctionnement majeur détecté après un an d'injection de CO₂ s'avère très efficace : en effet, cela permet d'éviter la migration de CO₂ libre en l'immobilisant relativement rapidement (temps caractéristique inférieur à un an) alors que ce n'est pas le cas par le simple arrêt de l'injection de gaz (relaxation naturelle du système).

3.3.2. Etude de sensibilité

Nous avons décidé d'évaluer l'influence de certains paramètres sur l'efficacité de la mesure : le débit d'injection de saumure q , la saturation résiduelle maximale en gaz $S_{gr\ max}$ et la saturation liquide résiduelle S_{lr} .

Les mêmes simulations que pour le cas de base (20 kg/s, environ 72 m³/h⁻¹) ont été menées pour des débits, cette fois-ci, de 10 kg/s (environ 36 m³/h), 30 kg/s (environ 108 m³/h) et 50 kg/s (environ 180 m³/h) restant dans les ordres de grandeur des débits utilisés pour les activités d'injection / extraction liées à géothermie profonde.

Concernant les paramètres intrinsèques à l'aquifère de stockage, nous nous sommes basés sur des mesures faites sur des échantillons de roches de la région du lac Wabamun au Canada (Bachu et Bennion 2008), pour lesquels la saturation résiduelle maximale en gaz ($S_{gr\ max}$) varie entre 0.1 et 0.35 avec une moyenne de 0.225. Les valeurs de la saturation liquide résiduelle excèdent largement 0.5. Nous avons donc effectué des simulations supplémentaires pour $S_{gr\ max} = 0.1$ et 0.35, ainsi que pour $S_{lr} = 0.3$ et 0.5.

Les résultats de l'étude de sensibilité sont synthétisés sur l'illustration 22.

Débit d'injection de saumure (kg/s)	q=10	q=20 (cas de base)	q=30	q=50
Temps nécessaire à un piégeage complet	>1 an (7.8 % est encore libre après 1 an)	9.1 mois	6.3 mois	4.6 mois
Saturation résiduelle en gaz	$S_{gr\ max} = 0.1$	$S_{gr\ max} = 0.2$ (cas de base)	$S_{gr\ max} = 0.35$	
Temps nécessaire à un piégeage complet	>1 an (9.8 % est encore libre après 1 an)	9.1 mois	5.1 mois	
Saturation liquide résiduelle	$S_{lr} = 0.15$ (cas de base)	$S_{lr} = 0.3$	$S_{lr} = 0.5$	
Temps nécessaire à un piégeage complet	9.1 mois	7.4 mois	4.6 mois	

Illustration 22 : Temps nécessaire à un piégeage capillaire complet du CO₂ pour différents débit d'injection de saumure, saturations résiduelles en gaz et saturations liquides résiduelles.

Débit d'injection de saumure

L'illustration 22 montre que le piégeage est amélioré lorsque le débit est plus important puisque la saumure injectée a balayé un volume plus important à un temps donné. Les vitesses du front d'avancement de la saumure injectée ainsi que celle de la limite amont du panache de CO₂ sont plus importantes (Illustration 23). Le CO₂ est donc piégé d'une manière plus rapide. Nous pouvons aussi remarquer l'augmentation de la vitesse d'avancement du front de CO₂ avec le débit du fait de l'augmentation de la surpression ; toutefois, les variations ne sont pas, sur ce point, très importantes.

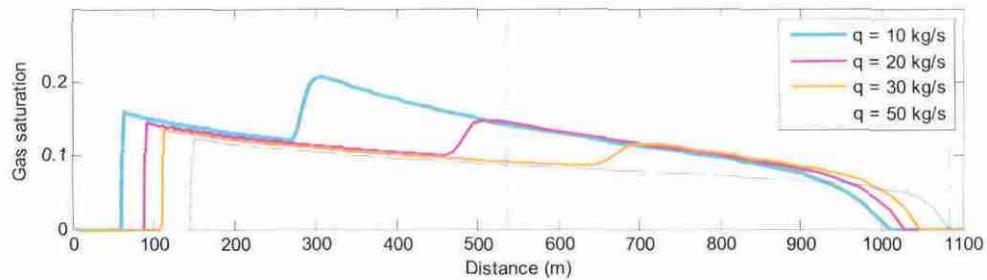


Illustration 23 : Saturation en gaz après 4 mois d'injection en fonction de la distance au puits pour différents débits d'injection de saumure q (les traits en pointillés représentent la position du front d'avancement de la saumure injectée). D'après Manceau et al. 2010.

Saturation résiduelle maximale en gaz

L'illustration 22 montre que plus $S_{gr\ max}$ est important, plus le piégeage est rapide ; cela est directement lié au fait, qu'à une même saturation, une valeur plus importante de $S_{gr\ max}$ entraîne une valeur également plus importante de S_{gr} (Illustration 24) ce qui signifie un piégeage plus important. De plus, l'augmentation du CO₂ immobile dans les pores, entraîne une augmentation de la vitesse de l'écoulement de la phase liquide, augmentant ainsi le taux de piégeage. Remarquons sur l'illustration 25 que le front d'avancement de la saumure a été plus rapide pour des $S_{gr\ max}$ importants.

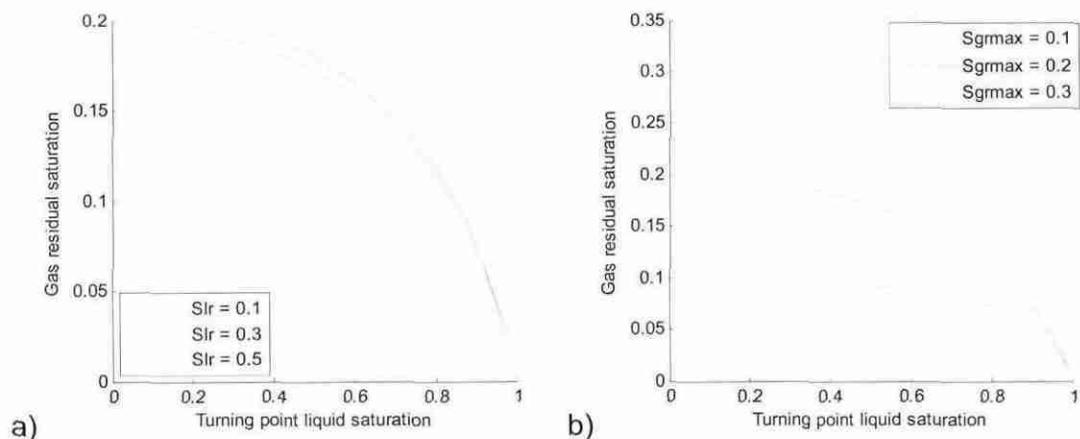


Illustration 24 : Influence de la saturation liquide résiduelle (a) et de la saturation résiduelle maximale en gaz (b) sur le calcul de la saturation résiduelle en gaz en utilisant le modèle de Land 1968). D'après Manceau et al. 2010.

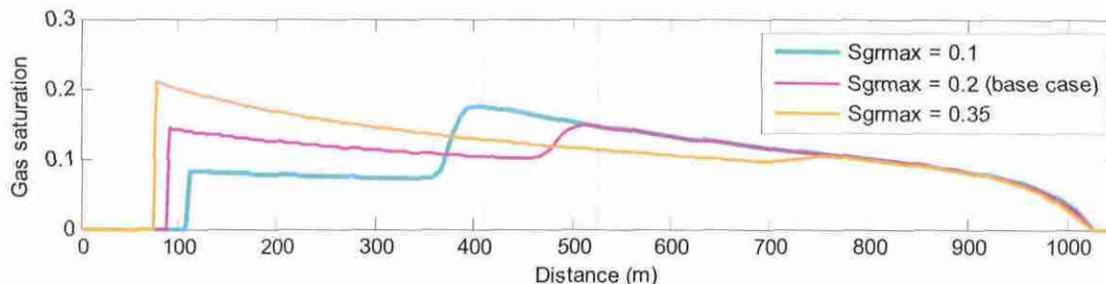


Illustration 25 : Saturation en gaz après 4 mois d'injection en fonction de la distance au puits pour différentes saturations résiduelles maximales en gaz (les traits en pointillés représentent la position du front d'avancement de la saumure injectée). D'après Manceau et al. 2010.

Saturation liquide résiduelle

L'illustration 23 montre que plus S_{lr} est important, plus le piégeage est rapide ; cela s'explique par la dépendance de la valeur de S_{gr} à S_{lr} (Illustration 24). Plus de CO₂ est donc piégé ; la vitesse de l'écoulement est accélérée par cette plus grande quantité de CO₂ et saumure immobile et la vitesse du front d'avancement de la saumure est augmentée (Illustration 26). Changer la valeur de S_{lr} a également un effet sur l'avancement du front de CO₂ qui, du fait de la variation de la quantité d'eau immobilisée, est modifié (Illustration 26).

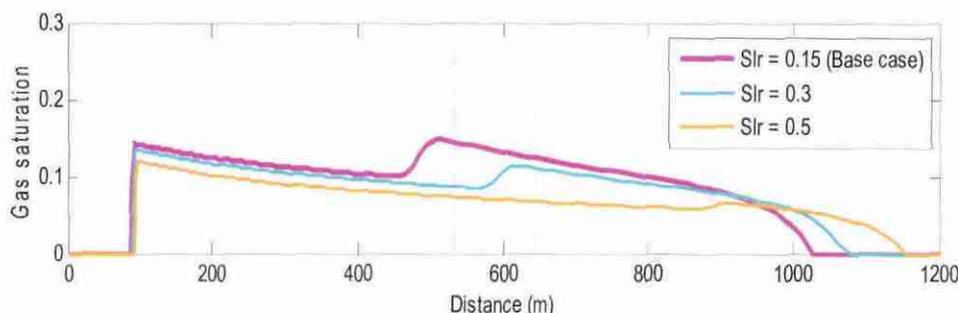


Illustration 26 : Saturation en gaz après 4 mois d'injection en fonction de la distance au puits pour différentes saturations liquides résiduelles (les traits en pointillés représentent la position du front d'avancement de la saumure injectée). D'après Manceau et al. 2010.

3.4. CONSIDERATIONS PRATIQUES

Dans cette section, nous traitons majoritairement des problèmes de surpression pouvant être potentiellement induits par l'injection de saumure. Le but n'est pas d'effectuer une étude de faisabilité détaillée mais plutôt de mener une brève évaluation des risques hydrauliques (modifications des écoulements à l'échelle régionale) et mécaniques (risques de fracturation) afin de s'assurer de la pertinence des débits injectés.

D'un point de vue hydraulique, nous modélisons seulement l'aquifère de stockage et ne pouvons donc que traiter des impacts se produisant au sein de cette formation ; nous nous plaçons donc dans le cas où cet aquifère serait exploité en amont-pendage et nous nous intéressons aux modifications quantitatives de la ressource (hauteur des niveaux piézométriques) ainsi qu'aux modifications qualitatives dues à la migration de saumure. Pour une injection de CO₂ à un débit donné, les impacts hydrologiques dépendent principalement de la durée d'injection. Puisque l'injection de CO₂ et celle de saumure sont réalisées avec un débit d'injection semblable et que ces injections sont d'une durée bien moindre comparativement à la durée d'injection initialement prévue, nous estimons que, dans notre cas, les impacts sur les écoulements seront plus faibles que ceux qui avaient été initialement prévus lors de l'analyse de risque réalisée avant le début de l'injection.

D'un point de vue mécanique, nous adoptons ici une approche basée sur un modèle poro-élastique simplifié afin d'étudier les risques de rupture en traction ; pour une étude plus poussée, un modèle couplé hydromécanique est requis (voir Rutqvist et al. (2007) ainsi que Rohmer et Seyedi (2010) pour plus de précisions).

Supposant une géométrie idéalisée, c'est-à-dire un réservoir d'épaisseur faible comparativement à son extension, supportant une contrainte verticale constante, il est possible d'estimer la variation de contrainte effective horizontale $\Delta \sigma'_h$ du fait de la variation de pression ΔP induite par l'injection (Rutqvist et al. (2007)):

$$\Delta \sigma'_h = -\nu / (1 - \nu) \cdot \Delta P \quad (\text{Equation 2})$$

où ν est le coefficient de Poisson généralement compris entre 0.2 et 0.3 pour les roches sédimentaires. Nous définissons la surpression maximale « admissible » comme la plus grande surpression qui n'entraînerait pas de rupture en traction, c'est-à-dire une contrainte effective horizontale nulle (on suppose une résistance à la traction nulle).

Considérant une pression initiale de 12 MPa et un état des contraintes correspondant à un coefficient des terres (rapport entre les contraintes totales horizontales et verticales) de 65 % (correspondant la valeur minimale observée dans le bassin de Paris, Rohmer et Seyedi, 2010), nous obtenons une limite critique de surpression de 22 MPa. L'illustration 27 montre les surpressions obtenues en fonction de la distance au puits pour différentes stratégies d'injection.

Nous remarquons que dans notre cas de base, l'injection de saumure n'est pas critique. Logiquement, un fort débit d'injection diminue les marges de sécurité en termes de risques de fracturation mais nous avons également vu que cela permettait un piégeage plus rapide. C'est pourquoi un compromis doit être trouvé avant de mettre en place une telle mesure. Nous pouvons également noter que le même travail a été effectué en faisant varier les paramètres spécifiques à l'aquifère de stockage : plus les saturations résiduelles maximales (liquides ou gazeuses) sont importantes, plus la surpression est significative, ce qui est en lien avec la distribution de CO₂ au sein de l'espace poral (ou de saumure pour S_{tr}) et la « facilité » à s'écouler de chacune des phases en présence (mobilité).

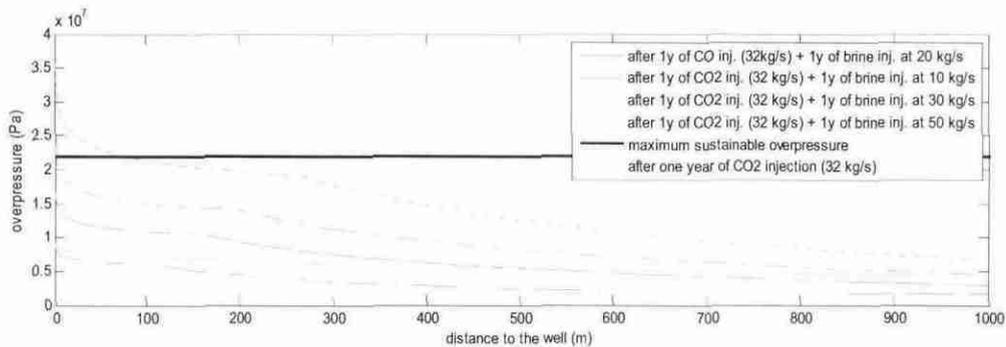


Illustration 27 : Surpression induite par l'injection de CO₂ et de saumure pour différentes stratégies de forçage du piégeage en fonction de la distance au puits. D'après Manceau et al. 2010.

En termes de considérations pratiques, il faut également souligner le fait que, préalablement à son injection, la saumure doit être produite et transportée ce qui induit des coûts financiers et énergétiques potentiellement importants. Selon Qi et al. (2009) qui proposent des mesures de forçage du piégeage du CO₂ mais en tant que mesure préventive, les coûts d'une injection de saumure ne représentent qu'une faible partie du coût total que peuvent représenter les opérations de captage-stockage du CO₂ (de l'ordre de 3%). Cependant, dans notre cas, l'injection de saumure est une mesure de secours et donc non prévue dans la stratégie globale d'injection. Cela signifie qu'aucun puits ne sera foré à cet effet et que la saumure devra être trouvée relativement rapidement et en grande quantité. Ce problème devra être anticipé et les solutions intégrées au plan de mesures correctives. A ce sujet, se référer également au paragraphe « considérations pratiques » du chapitre 4.

3.5. VOIES D'AMELIORATION

Les résultats montrent un piégeage d'une quantité de CO₂ correspondant à 1 an d'injection pour un temps d'intervention de l'ordre de 6-8 mois. Une question à aborder est de savoir quelles seraient ces conclusions si la date d'intervention était après 10 d'injection.

Par ailleurs, sur le plan de la modélisation des phénomènes physiques en jeu, il serait intéressant de prendre en compte les effets gravitaires et un possible écoulement régional afin d'en étudier les effets (combinés ou non). Ces phénomènes devraient améliorer naturellement l'imbibition du panache et il serait par conséquent intéressant de comparer la relaxation du système tout en prenant en compte ces phénomènes (la relaxation serait donc sans doute moins pénalisante que dans notre étude) avec les effets de la mesure d'injection. Cela nécessitera l'utilisation de modèles 2D ou 3D suivant le phénomène considéré.

Un modèle 3D pourrait également permettre la prise en compte des effets de « chenalisation » (chemins d'écoulements préférentiels du fait d'une distribution de perméabilité non homogène) et de « digitation » (formations de figures en forme de « doigts » au niveau du front de déplacement du fait de la différence de viscosité entre

les fluides) ayant lieu dans un réservoir. Nous pouvons imaginer que ces effets pourraient diminuer l'efficacité de balayage et ainsi influencer sur les résultats dans le sens où le CO₂ supercritique et la saumure injectée (moins mobile) ne suivraient pas forcément des chemins similaires.



4. Contrôle des pressions des aquifères sus-jacents

4.1. ETAT DE L'ART ET OBJECTIFS

Le contrôle de la pression dans les aquifères sus-jacents est une mesure corrective destinée à empêcher une remontée (de saumure ou de CO₂) depuis le réservoir de stockage de CO₂ vers les aquifères supérieurs en contrant la force à l'origine de cette migration à savoir la surpression créée par l'injection de CO₂.

4.1.1. Intervention sur les transferts

Les transferts entre deux aquifères peuvent être classés en chemins de fuite d'origine « humaine » (*i.e.* créés par l'homme) ou « naturelle ». La première catégorie est composée des puits en opération ou abandonnés, qui sont des structures complexes au niveau desquelles le CO₂ peut fuir et cela à différents niveaux : matériaux altérés (un tubage corrodé, des cimentations annulaires ou des bouchons de ciment dégradés ou fracturés), ou le long des interfaces (formation/cimentation, cimentation/tubage, tubage/bouchon de ciment) (Gasda *et al.* 2004). De nombreuses stratégies d'intervention existent afin de réparer (*e.g.* les têtes de puits, les tubages) ou remplacer les éléments défectueux (*e.g.* Marca *et al.* 1990 ; Merritt *et al.* 2002). Des protocoles existent également afin de « tuer » un puits en injectant des boues denses (Lynch *et al.* 1985). Les efforts actuels de R&D se portent sur l'intégrité de l'ensemble des constituants d'un puits sur le long terme.

La seconde catégorie se compose des chemins de fuites d'origine naturelle (failles ou les zones fracturées). Contrairement à la catégorie précédente, il y a très peu de retour sur expérience en matière d'interventions sur ce type de fuites. La principale stratégie consiste à créer des « barrières » via des processus chimiques ou microbiens, afin de modifier les propriétés hydrauliques dans la zone perméable elle-même ou au sommet de celle-ci. Des gels-polymères ont par exemple été utilisés pour réduire l'eau qui était produite par des puits de gaz (Grattoni *et al.* 2001). Des films microbiens reposant sur la précipitation de carbonate de calcium générée par uréolyse ont également été récemment proposés (Sydansk *et al.* 2005). Cependant, ces techniques exigent à l'heure actuelle des travaux de recherche complémentaires et ne peuvent être appliquées en l'état de façon opérationnelle sur site.

4.1.2. Barrière hydraulique

Pour la plupart des remontées via des chemins d'origine naturelle et pour certaines remontées via des puits, il ne sera donc pas possible d'intervenir sur le chemin lui-même (*i.e.* de corriger/ modifier les propriétés de transfert de ces chemins). La barrière hydraulique propose donc d'agir sur la force à l'origine de la migration en créant une

surpression au niveau du point d'intrusion dans l'aquifère sus-jacent au réservoir (au toit du chemin de migration), dont l'amplitude est supérieure à celle de la surpression générée au sein du réservoir de stockage (au pied du chemin de migration, au toit du réservoir). Hors du contexte du stockage de CO₂, le concept de « barrière hydraulique » est utilisé aux Etats-Unis, où 315 puits d'injection d'eau douce utilisés pour éviter l'intrusion d'eau salée d'origine marine sont répertoriés (US EPA 1999). Cette solution est également étudiée et envisagée en Inde (Parrek *et al.* 2006).

4.2. DEFINITION DU MODELE

L'aquifère de stockage est caractéristique d'une formation située à environ 1200 m de profondeur dans laquelle le CO₂ est injecté via un unique puits sur toute la hauteur de la formation. L'injection correspond à un stockage industriel de CO₂ (3 Mt_{CO2}/an durant 10000 jours, *i.e.* 27 ans).

Cette formation est connectée à un aquifère supérieur via une zone perméable représentée par une colonne verticale de 20 m² de section. La géométrie est présentée sur l'illustration 28. Un puits atteignant l'aquifère supérieur permet d'injecter de l'eau pour créer la barrière hydraulique.

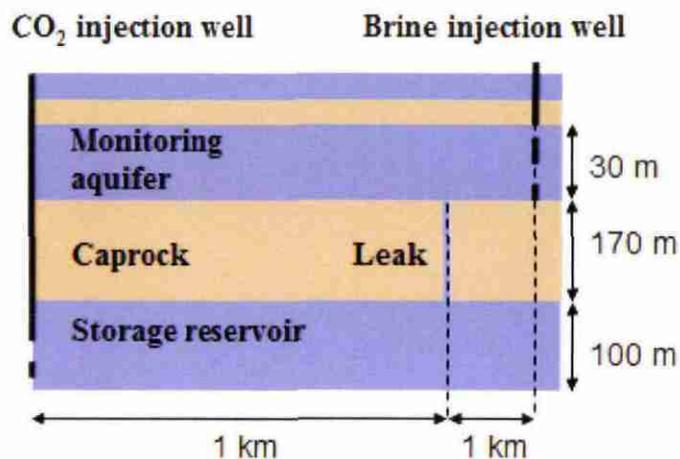


Illustration 28 : Géométrie considérée pour le modèle « barrière hydraulique »

Cette géométrie est modélisée par un maillage 3D (illustration 29) en tirant profit des plans de symétrie constitués par les puits d'injection (eau et CO₂) et par le chemin de fuite. Il est constitué de 18000 mailles dont la section horizontale minimale est de 1.6m x 1.6m au niveau des puits et suit une progression exponentielle jusqu'aux limites du modèle, à 78km. Les conditions aux limites latérales sont de type Dirichlet, la pression étant fixée à celle de l'équilibre hydrostatique initial. Les illustrations 30 et 31 donnent les hypothèses sur les conditions initiales et les propriétés des différentes formations en jeu.

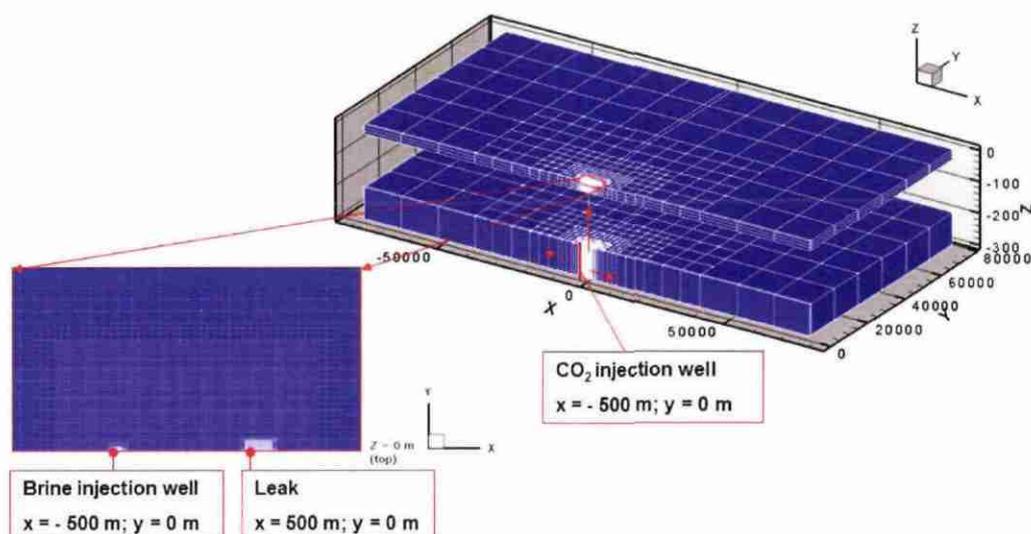


Illustration 29 : modèle géologique simplifié et maillage représentant la remontée depuis un aquifère de stockage vers un aquifère superficiel via une colonne poreuse. D'après Réveillère et Rohmer 2010.

Porosité	12 %
Perméabilité	10^{-13} m ² pour la couche réservoir et le chemin de remontée; 10^{-14} m ² pour l'aquifère sus-jacent
Pression initiale	120 bar (12 MPa) dans la couche réservoir; gradient hydrostatique = 0.1 MPa / 10 m
Température initiale	45 °C dans la couche réservoir; gradient = 3°C/100 m
Salinité initiale	15 % wt = 165 g.l ⁻¹

Illustration 30 : propriétés et conditions initiales pour le modèle « barrière hydraulique ».

	Modèle	Paramètres
k_{rl}	van Genuchten - Mualem	$m = 0.457$; $S_{lr} = 0.3$; $S_{ls} = 1$
k_{rg}	Correy	$S_{lr} = 0.3$; $S_{gr} = 0.05$
P_{cap}	van Genuchten	$m = 0.457$; $S_{lr} = 0$; $S_{ls} = 0.999$; $P_0 = 0.02$ MPa; $P_{max} = 10$ MPa

Illustration 31 : Modèles et choix des propriétés de transport multiphasique pour le modèle « barrière hydraulique »

4.3. EVALUATION DE L'EFFICACITE

La remontée ayant lieu si aucune mesure n'est implémentée est présentée dans Réveillère et Rohmer (2010). Ce rapport présente uniquement l'efficacité de la barrière hydraulique.

4.3.1. Mesure corrective

Ce cas correspond à une détection tardive de la remontée, alors qu'un panache de CO₂ a eu le temps de se développer dans l'aquifère supérieur. Au bout de 10 ans d'injection de CO₂, cette accumulation de CO₂ gazeux est de 5300 tonnes, alors que des accumulations de 1000 à 10000 tonnes sont détectables à 1 km de profondeur dans des contextes similaires à Sleipner ou Weyburn (Benson 2006).

Dès la détection, l'injection de CO₂ est immédiatement arrêtée et l'injection d'eau débute après différents délais (entre 0 et 12 mois) et à différents débits (entre 15 et 30 m³/h) Remarquons que la gamme de débits représente une gamme de valeurs plus faibles que les débits d'injection usuels des activités géothermiques profondes, de l'ordre de 50 à 150 m³/h. Les paramètres des quatre cas sont présentés à l'illustration 32. L'illustration 33 présente l'évolution du flux de remontée de CO₂ pour les différents cas considérés.

Cas	Dimensionnement		
	Délai d'intervention (mois)	Débit (m ³ /h)	Durée (mois)
Atténuation naturelle	0	0	0
1	0	30	12
2	6	30	10
3	6	15	18
4	12	30	8

Illustration 32 : Paramètres et résultats de la barrière hydraulique selon différents cas.

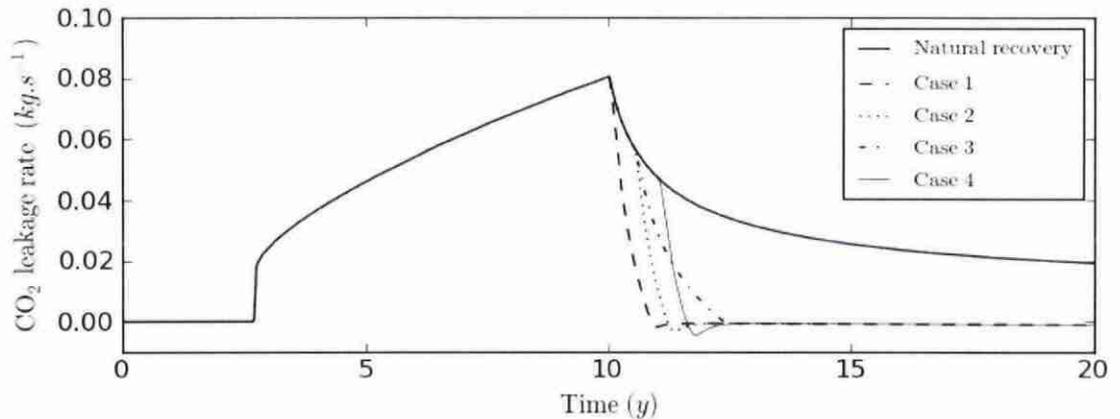


Illustration 33 : Flux de remontée de CO₂ (kg/s) L'injection de CO₂ est stoppée à la date 10 ans. D'après Réveillère et Rohmer 2010.

Dans les quatre cas où la barrière hydraulique est mise en place, la diminution du débit est très rapide comparativement à un simple arrêt de l'injection de CO₂, ce qui diminue très nettement la quantité totale de CO₂ présente dans l'aquifère supérieur au bout de 10000 jours (27 ans, soit la durée d'injection initialement prévue) (Illustration 34).

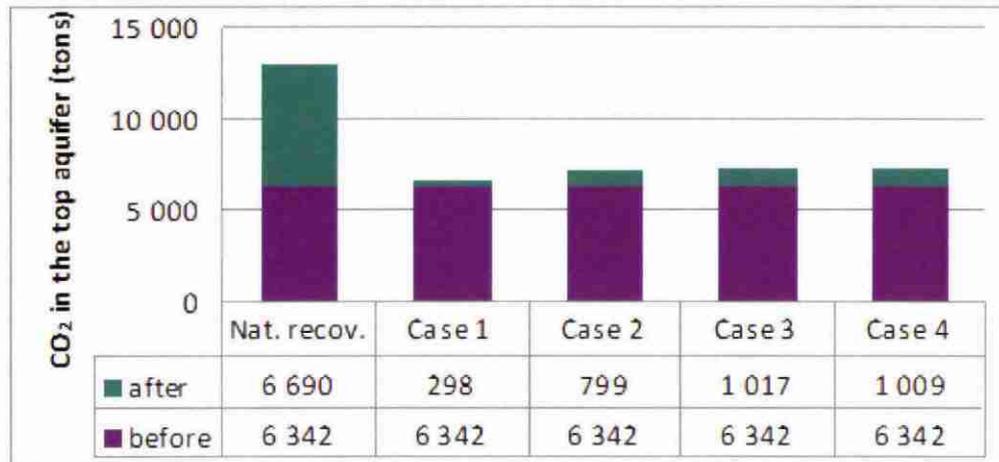


Illustration 34 : CO₂ présent dans l'aquifère supérieur après 10000 jours. Le terme « before » correspond à la quantité de CO₂ ayant migré dans l'aquifère supérieur durant la période avant la détection et la mise en place de la barrière hydraulique et le terme « after » correspond à la quantité de CO₂ après la détection et la mise en place de la barrière hydraulique. D'après Réveillère et Rohmer 2010.

De plus, l'injection d'eau permet de déplacer l'accumulation de CO₂, favorisant ainsi le piégeage résiduel et la dissolution. Une prise en compte précise de ces phénomènes nécessiterait cependant la prise en considération des phénomènes d'hystérésis, ce qui n'est pas le cas dans ces simulations.

Les illustrations suivantes présentent des coupes du profil moyen de saturation en gaz S_g et de fraction massique $X_{CO_2, aq}$ de CO_{2, aq} sous forme aqueuse suite à l'injection d'eau après 0, 1.5 et 5 ans d'injection d'eau à 15 m³/h (mis en place après 10 ans d'injection de CO₂ dans le réservoir).

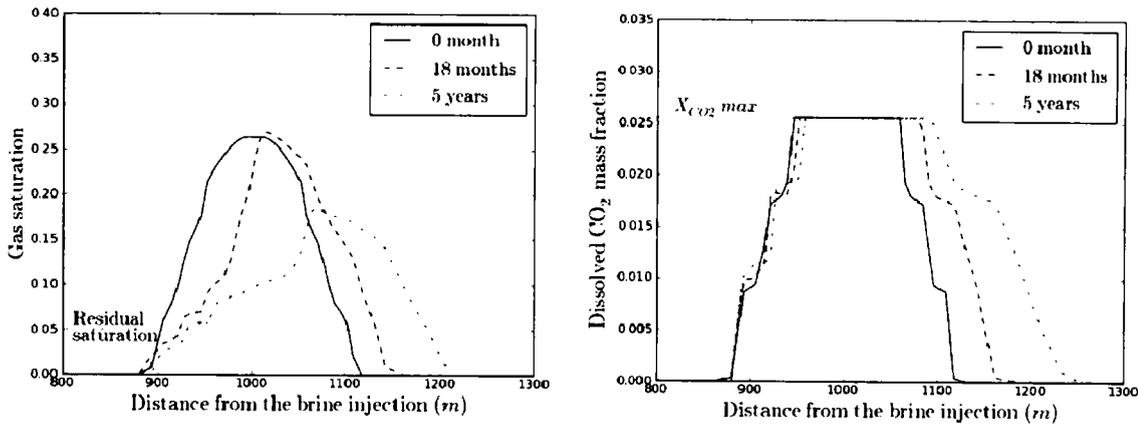


Illustration 35 : saturation de gaz S_g (gauche) et fraction massique moyenne de CO₂ sous forme aqueuse $X_{CO_2, aq}$ (droite) dans l'aquifère supérieur, selon une coupe depuis le puits d'injection d'eau (0m) vers la fuite (1000 m) après 0, 1.5 et 5 ans d'injection d'eau à 15 m³/h (mis en place après 10 ans d'injection de CO₂ dans le réservoir). D'après Réveillère et Rohmer 2010.

4.3.2. Mesure préventive

Ce cas correspond à une détection précoce, avant que le CO₂ n'ait atteint la voie de migration. Au bout de 300 jours d'injection de CO₂, le seuil de détection de 0.1 bar (0.01 MPa) est atteint dans un rayon de 8.5 km autour de la fuite. Nous considérons que dans ce cas, l'opérateur a la possibilité d'injecter immédiatement de l'eau dans l'aquifère supérieur. Le débit est ajusté afin de créer une surpression légèrement supérieure au niveau du point d'intrusion dans l'aquifère supérieur par rapport à sa base (au niveau du réservoir). L'injection de CO₂ est maintenue inchangée par rapport aux prévisions initiales.

Un débit d'injection de 30 m³/h de $t = 300$ jours jusqu'à $t = 10000$ jours est suffisant pour éviter la migration de CO₂ dans les aquifères supérieurs. Le panache de CO₂ atteint la fuite, la dépasse mais ne l'emprunte pas.

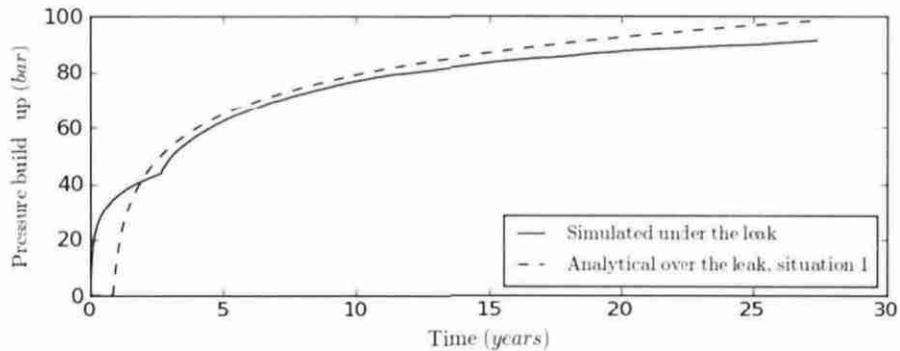


Illustration 36 : Surpression simulée sous le chemin de remontée et surpression analytique au sommet du chemin de remontée pour une injection de 30 m³/h à partir de t = 300 jours. D'après Réveillère et Rohmer 2010.

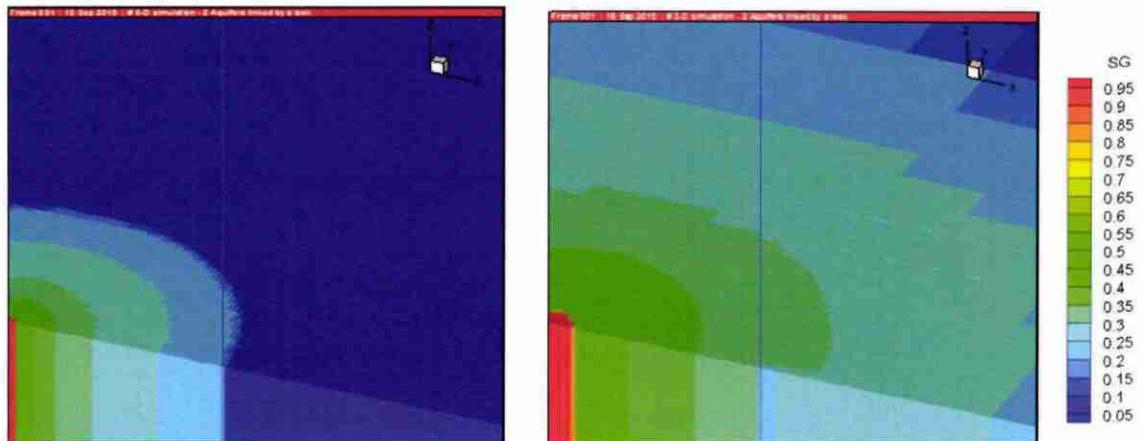


Illustration 37 : Barrière hydraulique utilisée dans une approche préventive: le panache de CO₂ atteint la voie de migration à la date t = 300 jours (gauche), mais ne migre pas (droite, à la date t = 10000 jours, la colonne poreuse représentant la voie de migration reste saturée en eau).

4.4. CONSIDERATIONS PRATIQUES

Les principales contraintes pratiques spécifiques à cette mesure de réparation sont le délai et le coût du puits d'injection d'eau, ainsi que la disponibilité du fluide d'injection. Cette mesure corrective doit cependant être considérée comme une mesure apte à être mise en œuvre pour des cas de fuite exceptionnels et *a priori* rares, et non pas comme un investissement nécessaire pour tout projet de stockage géologique de CO₂.

4.4.1. Origine de l'eau injectée

L'eau injectée peut être :

- de l'eau de surface dans le cadre d'une dérogation exceptionnelle. Les effets géochimiques seraient à évaluer dans ce cas ;
- de l'eau de l'aquifère de stockage, via l'utilisation d'un puits producteur supplémentaire. Ce puits est supposé être suffisamment éloigné pour ne pas avoir d'influence significative sur les résultats hydrauliques présentés précédemment ;
- de l'eau d'un aquifère sus-jacent, via l'utilisation d'un puits producteur supplémentaire.

4.4.2. Délais et coûts associés au puits d'injection

Le puits d'injection dans l'aquifère supérieur peut être soit un puits foré à cet effet, soit un puits de surveillance (*e.g.* suivi des pressions) réaffecté en puits d'injection. Cette seconde possibilité permet a priori des coûts inférieurs et des délais plus courts. Elle est donc privilégiée lorsqu'elle est possible, *i.e.* si elle permet de garantir les éléments suivants :

- intégrité mécanique de l'aquifère supérieur. De fait, cela va contraindre la distance admissible entre la voie de remontée (où la valeur de surpression est choisie) et le puits d'injection (où la surpression est maximale) ;
- intégrité des puits. Les puits n'ayant pas été conçus pour supporter des pressions élevées, la pression maximale qu'ils peuvent supporter doit être évaluée au cas par cas. Les risques spécifiques sont une rupture du tubage (au niveau du filetage ou des zones corrodées) ou même un soulèvement de la colonne de production entière si la cimentation n'est pas suffisante (les puits de suivi piézométrique, par exemple, peuvent n'avoir été cimentés que sur les dernières dizaines de mètres (Communication personnelle, J-Y Hervé, BRGM).

D'autres considérations entrent également en jeu, mais elles ont été jugées secondaires. Par exemple, le diamètre des tubages ne devrait pas être une contrainte majeure pour le débit d'injection car cela nécessite essentiellement un dimensionnement adéquat des pompes de surface. Des tubages fins génèrent cependant des pertes de charges plus importantes, d'où une pression plus grande nécessaire en tête de puits pour une même pression imposée au niveau de l'impact réservoir¹, ce qui est à prendre en compte dans la condition « intégrité des puits » citée précédemment (Communication personnelle de J-Y Hervé).

Si aucun puits ne remplit ces critères, la mise en place d'une barrière hydraulique passe nécessairement par le forage d'un nouvel ouvrage. Dans ce cas, le délai

¹ Pour les pertes de charges dans les tubages géothermiques, cf la note EBE 92 T 151 d'Hervé Lesueur, déc. 1992

d'intervention peut devenir un paramètre important. Le délai est propre à chaque situation, mais les opérations géothermiques actuelles dans le bassin parisien peuvent cependant fournir des éléments intéressants d'ordres de grandeur. Par exemple, le forage d'un nouveau puits géothermal dans le Dogger dans des conditions usuelles (1700m de profondeur, tubage de production de 9 5/8 pouces) est d'au moins 6 mois du fait de l'attente due à la disponibilité des rigs de forage (il n'y en a que 4 capables d'atteindre ce type de profondeur en France) et, surtout, de la commande des tubages. Dans le cas d'opération urgentes de workover (ne nécessitant pas de tubage ni le même type de rig), le délai est généralement d'un ou deux mois (Communication personnelle, E. Lasne, CFG-Services). Ceci ne préjuge pas de ce qui pourrait être réalisé dans le cadre d'opérations très urgentes, et reste à évaluer au cas par cas. Les délais dans les régions connaissant une activité de production pétrolière peuvent être par exemple significativement réduits du fait de la présence de nombreux rigs et fournisseurs.

4.5. VOIES D'AMELIORATION

Une estimation précise de la quantité de CO₂ piégé de façon résiduelle nécessite la prise en compte des phénomènes d'hystérésis (dans le cas contraire, cette quantité est surestimée, cf. chapitre 3).

Cette mesure nécessite également la connaissance des propriétés hydrogéologiques des aquifères de stockage et de monitoring et surtout la localisation de la fuite afin de pouvoir réaliser un schéma d'injection adapté. Cette technique étant d'autant plus efficace que la fuite est localisée rapidement. Les techniques de détection reposant sur le champ de pression sont visées en priorité. Si l'on suppose que seul un petit nombre de puits aux profondeurs connues peuvent être des chemins de remontée, la seule pression en fond de puits d'injection de CO₂ peut suffire à indiquer quel est le puits fuyant. Si la localisation est totalement inconnue (ainsi que les caractéristiques de la fuite), il faut utiliser des théories plus complexes qui reposeraient sur l'inversion de signaux de pression relevés dans les aquifères supérieurs. Les expressions analytiques sont soit approximatives dans le domaine temporel (Nordbotten *et al.* 2004), ou exactes dans le domaine de Laplace (Avci 1994 ; Zeidouni *et al.* 2010a,b).

5. Synthèse et perspectives

En cas de fuite de CO₂ depuis un réservoir profond de stockage, plusieurs stratégies de gestion peuvent être proposées. Dans ce rapport d'avancement, nous nous sommes concentrés sur des techniques « classiques » d'ingénierie réservoir (*i.e.* reposant sur des techniques d'injection / extraction de fluide).

Nous avons évalué sur la base de modélisations numériques : (1) leur efficacité (avec des temps d'intervention inférieur à l'année) et (2) leur applicabilité (en particulier les techniques sont dimensionnées sur la base de paramètres dont les ordres de grandeurs sont « réalistes » comparativement à d'autres activités extractives) dans le cadre du stockage de CO₂.

- Au niveau de la source (*i.e.* au niveau du réservoir), deux stratégies de gestion des risques sont proposées en cas de fuite :
 - Contrôler le « moteur principal » de la migration à savoir la surpression au sein du réservoir induite par l'injection du CO₂ ;
 - Immobiliser la bulle de CO₂ en forçant le piégeage capillaire par injection d'eau dans le réservoir.
- Au niveau du transfert (*i.e.* de la voie de fuite), une stratégie reposant sur le contrôle des pressions dans l'aquifère sus-jacent à celui du réservoir est proposée.

Sur la base des simulations réalisées, nous montrons l'importance d'une gestion des écoulements au niveau du complexe de stockage de manière « intégrée », à l'instar du système proposé par Court *et al.* 2010, *i.e.* dans le fonctionnement opérationnel du site de stockage. Une telle tâche devrait donc être prise en compte « en amont » dès la phase de dimensionnement du site de stockage. Cela implique notamment le dimensionnement des puits de surveillance (localisation, complétion, possibilité de modifier les puits de surveillance en puits producteur, etc.) et la gestion des fluides extraits / injectés (traitement, stockage, possibilité de ré- injection), etc.

Outre les phénomènes gravitaires et d'hystérésis (des perméabilités relatives et de la pression capillaire), les perspectives d'amélioration concernent avant tout la complexité des « scénarios de dysfonctionnement » modélisés, qui restent à l'heure actuelle « élémentaires » dans le sens où ils n'intègrent pas de manière « intégrée » toutes les composantes de la gestion des risques : caractérisation du site, analyse de risque, mesures préventives de réduction du risque, plan de surveillance du site, plan de mesures correctives, etc. En particulier, les questions suivantes se posent :

- Comment détecter le dysfonctionnement ?
- Quelles mesures sont les plus adaptées (coûts, temps d'intervention, mise en place pratique, etc.) pour corriger ces dysfonctionnement ?

- Comment vérifier l'efficacité de la mesure de correction ?
- Est-ce que des mesures préventives auraient pu empêcher ce dysfonctionnement ?

6. Bibliographie

Akervoll I., Lindeberg E., Lackner A. (2009) - Feasibility of reproduction of stored CO₂ from the Utsira formation at the Sleipner gas field. *Energy procedia* 1, 2557-2564.

André L., Audigane P., Azaroual M., et al. (2007) - Numerical modeling of fluid-rock chemical interactions at the supercritical CO₂-liquid interface during CO₂ injection into a carbonate reservoir, the Dogger aquifer (Paris Basin, France). *Energy Convers. Manage.*, 48(6), 1782-1797.

Avci C. B. (1994) - Evaluation of flow leakage through abandoned wells and boreholes, *Water Resour. Res.*, 30(9), 2565–2578.

Audigane P., Chiaberge C., Lions J., et al. (2009) - Modeling of CO₂ leakage through an abandoned well from a deep saline aquifer to fresh groundwater. *In* : Proceedings of the TOUGH Symposium 2009, LBNL, Berkeley, California, September 14-16.

Bachu S. M., Bennion B. (2008) - Effects of in-situ conditions on relative permeability characteristics of CO₂-brine systems. *Environ. Geol.*, 54, 1707–1722.

Bachu S., Gunther W.D., Perkin, E.H. (1994) - Aquifer disposal of CO₂: hydrodynamic and mineral trapping. *Energy Conv. Manag.*, 35(4), 269–279.

Benson S.M., Hoversten E., Gasperikova G.M. (2004) - Overview of Monitoring Techniques and Protocols for Geologic Storage of CO₂. Prepared for the IEA Greenhouse Gas R&D Programme. Report Number PH4/29.

Benson S.M., Hepple R. (2005) - Prospects for early detection and options for remediation of leakage from CO₂ storage projects, *In*: Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project, Volume 2, Chapter 27, Elsevier, London.

Benson S.M. (2006) - Monitoring carbon dioxide sequestration in deep geological formations for inventory verification and carbon credits. SPE 102833.

Benson S., Trautz R., Shan C. (2006) - Sensitivity of pressure monitoring for leak detection. *In*: Proceedings of the Fifth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration, U.S. National Energy Technology Laboratory, Alexandria, Virginia, USA.

Birkholzer J.T., Zhou Q. (2009) - Basin-scale hydrogeologic impacts of CO₂ storage: Capacity an regulatory implications. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 3(6), 745-756.

Bouc O., Audigane P., Bellenfant G., et al. (2009) - Determining safety criteria for CO₂ geological storage. *Energy Procedia*, 1(1), 2439-2446.

Brooks R. H., Corey A.T. (1966) - Hydraulic properties of porous media, J. Irrig. Eng. Div. Am. Soc. Civil Eng., 92, 61-88.

Carlson, F.M. (1981) - Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase. SPE 10157. 1981. Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, October 5–7 1981.

Commission Européenne (2003) - Directive 2003/87/CE du parlement européen et du conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil. JO L 275 du 25.10.2003.

Commission Européenne (2004) - Directive 2004/35/CE du parlement européen et du conseil du 21 avril 2004 sur la responsabilité environnementale en ce qui concerne la prévention et la réparation des dommages environnementaux. JO L143 du 30.4.2004.

Commission Européenne (2009) - Directive 2009/31/CE du parlement européen et du conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone et modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) n° 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil. JO L140 du 5.6.2009.

Court B., Celia M. A., Nordbotten J. M., et al. (2010) – Active and integrated management of water resources throughout CO₂ capture and sequestration operations. Proceedings of the GHGT-10, Sept. 19-23 2010.

Doughty C. (2007) - Modeling geologic storage of carbon dioxide: Comparison of non-hysteretic and hysteretic characteristic curves. Energy. Convers. Manag., 48, 1768-1781.

Doughty C. (2009) - User's Guide for Hysteretic Capillary Pressure and relative Permeability Functions in iTOUGH2, Report LBNL-2483E, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, 2009.

Ennis-King J., Paterson L. (2005) - Role of convective mixing in the long-term storage of carbon dioxide in deep saline formations. Soc. Pet. Eng. J., 10(3), 349–356.

Finsterle S., Sonnenborg T.O., Faybishenko B. (1998) - Inverse modeling of a multistep outflow experiment for determining hysteretic hydraulic properties. In: Pruess K, editor. Proceedings of the TOUGH workshop'98, Rep. LBNL-41995. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, 1998; 250-256.

Finsterle S. (2007) - iTOUGH2 User's Guide, Report LBNL-40040, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, 2007.

Gasda S.E., Bachu S., Celia M.A. (2004) - Spatial characterization of the location of potentially leaky wells penetrating a deep saline aquifer in a mature sedimentary basin, Env. Geol., 46, 707–720 doi:10.107/s00254-004-1073-5.

de Gennes P.G., Brochard-Wyart F., Quere D. (2003) - *Capillarity and Wetting Phenomena Drops, Bubbles, Pearls, Waves*, Springer-Verlag, New York.

GIEC (2005) - *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 p.

Grataloup S., Bonijoly D., Brosse E., et al. (2009) - PICOREF: a site selection methodology for saline aquifer in Paris Basin. *Energy Procedia* 1 (1), 2929-2936.

Grattoni C.A., Jing X.D., Zimmerman R.W. (2001) - Disproportionate Permeability Reduction When a Silicate Gel is Formed in-Situ to Control Water Production. SPE 69534. Presented at the SPE Latin Am. and Caribbean Petroleum Engineering Conf., Buenos Aires, 25-28 March 2001.

Held R.J., Celia M.A. (2001) - Modeling support of functional relationships between capillary pressure, saturation, interfacial area and common lines, *Advances in Water Resources*, 24, 325-343.

Hoem B. (Ed.) (2005) - *The Norwegian Emissions Inventory*. Statistik Sentralbyra, Oslo-Kongsvinger.

Holtz M.H. (2002) - Residual Gas Saturation to Aquifer Influx: A Calculation Method for 3-D Computer Reservoir Model Construction, SPE 75502.

IEA-GHG (2007a) - *IEA Greenhouse Gas R&D Programme. Role of Risk Assessment in Regulatory Framework for Geological Storage of CO₂: Feedback from Regulators and Implementers*, Report 2007/2, 88 p.

IEA-GHG (2007b) - *Remediation of Leakage from CO₂ Storage Reservoirs*. IEA Greenhouse R&D Programme. 2007/11.

IEA (2009) - *Technology Roadmap – Carbon Capture and Storage*, IEA, Paris, 46 p.

Juanes R., Spiteri E.J., Orr Jr. F.M., et al. (2006) - *Water Resources Research*, 42, W12418, doi:10.1029/2005WR004806.

Juanes R., MacMinn C.W., Szulczewski M.L. (2010) - The Footprint of the CO₂ Plume during Carbon Dioxide Storage in Saline Aquifers: Storage Efficiency for Capillary Trapping at the Basin Scale. *Transp Porous Med*, 82,19–30, DOI 10.1007/s11242-009-9420-3.

Land C.S. (1968) - Calculation of imbibition relative permeability for two- and three-phase flow from rock properties. *SPE J*, 8, 149–56.

Ledoux A. (2010) - *CO₂ sequestration: assessing potential environmental impacts and possible mitigation measures*. KTH Master thesis. Trita 10:17

- Le Guéan T.** (2009) - Mesures correctives pour le stockage géologique du CO₂ : Synthèse bibliographique. BRGM/RP-57009 – FR, 95 p., 20 ill., 3 ann. Diffusion réservée.
- Le Guéan T., Rohmer J.** (2010) - Corrective measures based on pressure control strategies for CO₂ geological storage in deep aquifers. International Journal of Greenhouse gas Control. In Press, Corrected Proof. DOI: 10.1016/j.ijggc.2010.05.009.
- Lenhard R.J., Parker J.C.** (1987) - A model for hysteretic constitutive relations governing multiphase flow, 2. Permeability-saturation relations. Water Resour Res, 23(12), 2197–2205.
- Lenormand R., Zarcone C., Sarr A.** (1983) - Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts. J. Fluid Mech., 135, 123–132.
- Leonenko Y., Keith D.W.** (2008) - Reservoir Engineering To Accelerate the Dissolution of CO₂ Stored in Aquifers. Environ. Sci. Technol., 42(8), 2742–2747.
- Lindeberg E., Vuillaume J.F., Ghaderi A.** (2009) - Determination of the CO₂ storage capacity of the Utsira formation. Energy Procedia 1(1), 2777-2747.
- Lynch R, McBride E, Perkins T, et al.** (1985) - Dynamic Kill of an Uncontrolled CO₂ Well. J. of Petroleum tech., 37(8), 1267-1275.
- Manceau J-C., Réveillère A., Rohmer J.** (2010) - Forcing gaseous CO₂ trapping as a corrective technique in the case of abnormal behavior of a deep saline aquifer storage. Proceedings of the GHGT-10, Sept. 19-23 2010.
- Marca C.** (1990) - Remedial Cementing. *In*: Well Cementing, Editor Erik B. Nelson, Schlumberger Educational Services, 1990, Chapter 13.
- McPherson B.J., Shik Han W., Lee S.Y., et al.** (2009) - Mitigation planning for large-scale storage projects: multiple injection zones and reservoir pressure reduction engineering design. Energy Procedia, 1(1), 2595-2597.
- Merritt R, Gusevik R, Buckler W, et al.** (2002) - Well remediation using expandable cased-hole liners, World Oil, July 2002 issue, 56-65.
- Michael K., Golab A., Shulakova V., Ennis-King J., et al.** (2010) - Geological storage of CO₂ in saline aquifers - A review of the experience from existing storage operations. Int. J. Greenhouse Gas Control (2010), doi:10.1016/j.ijggc.2009.12.011.
- Mitchell A. C., Phillips A. J., Hiebert R., et al.** (2008) - Biofilm enhanced geologic sequestration of supercritical CO₂. International Journal of Greenhouse Gas Control., 3(1), 90-99, Doi: 10.1016/j.ijggc.2008.05.002.
- Mualem Y.** (1976) - A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media. Water Resour. Res., 12 (3), 513-522.

Nghiem L., Yang C., Shrivastava V., et al. (2009) - Risk mitigation through the optimization of residual gas and solubility trapping for CO₂ Storage in saline aquifers. *Energy Procedia*, 1(1), 3015–3022.

Noh M., Lake L., Bryant S., Araque-Martinez A. (2007) - Implications of coupling fractional flow and geochemistry for CO₂ injection in aquifers, *SPE REE* 2007; 10(4), 406-414.

Nordbotten J. M., Celia M. A., Bachu S. (2004) - Analytical solutions for leakage rates through abandoned wells, *Water Resources Research*, 40(4), W04204, doi:10.1029/2003WR002997.

Parker JC, Lenhard RJ. (1987) - A model for hysteretic constitutive relations governing multiphase flow, 1. Saturation-pressure relations. *Water Resour Res*, 23(12), 2187–2196.

Parrek N., Jat M.K., Jain S.K. (2006) - The utilization of brackish water, protecting the quality of the upper fresh layer in coastal aquifer. *Environmentalist*, 26, 237-246.

Pruess K., Spycher N. (2007) - ECO2N – A fluid property module for the TOUGH2 code for studies of CO₂ storage in saline aquifers. *Energy. Convers. Manag.*, 48, 1761-1767.

Pruess K., Oldenburg C.M., Moridis G. (1999) - TOUGH2 User's Guide, Version 2.0. Report LBNL-43134. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA.

Pruess K. (2005) - ECO2N: A TOUGH2 Fluid Property Module for Mixtures of Water, NaCl, and CO₂. Report LBNL-57952. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA.

Qi R., LaForce T.C., Blunt M.J. (2009) - Design of carbon dioxide storage in aquifers. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 2009, 3, 195–205.

Réveillère A., Rohmer J. (2010) - Managing the risk of CO₂ leakage from deep saline aquifer reservoirs through the creation of a hydraulic barrier. *Proceedings of the GHGT-10*, Sept. 19-23 2010.

Rohmer J., De Lary L., Blanc C., Guérin V., Coffier A., Hube D., Audigane P., Oldenburg C. M. (2010) - Managing the risks in the vadose zone associated with the leakage of CO₂ from a deep geological storage. *COMSOIL 2010*, Salzburg, 22 – 24 September 2010.

Rohmer J., Seyedi D.M. (2010) - Coupled Large Scale Hydromechanical Modelling for Caprock Failure Risk Assessment of CO₂ Storage in Deep Saline Aquifers. *Oil & Gas Science and Technology*. 2010; DOI: 10.2516/ogst/2009049.

Rohmer J., Hube D., De Lary L. (2010a) - Gestion d'une fuite de CO₂ au sein de la Zone Non Saturée: maîtrise des transferts. *BRGM/R-58015-FR*, 142 p., 4 ann.

Rohmer J., Le Guéan, T., Réveillère, A., Vong, C.Q., (2010b) - Remediation of CO₂ leakage from deep saline aquifer storage based on reservoir and pollution engineering techniques. 2nd EAGE CO₂ Geological Storage Workshop, Allemagne (2010).

Rojas J., Giot D., Le Nindre Y.M., et al. (1989) - Caractérisation et modélisation du réservoir géothermique du Dogger, bassin parisien, France. Technical Report CCE, EN 3G-0046-F(CD), BRGM R 30 IRG SGN 89.

Rutqvist J., Birkholzer J., Cappa F., Tsang C.-F. (2007) - Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis. *Energy Convers. Manage.*, 48(6), 1798–1807.

Spiteri E.J., Juanes R., Blunt M.J., Orr Jr. F.M. (2005) - Relative permeability hysteresis: trapping models and application to geological CO₂ sequestration. SPE 96448. 2005. Proceedings of the SPE Annual Meeting, Dallas, TX, USA, October 9–12 2005.

Suicmez V.S., Piri M., Blunt M.J. (2008) - Effects of wettability and pore-level displacement on hydrocarbon trapping, *Advances in Water Resources*, 31, 503–512.

Sydansk R.D., Xiong Y., Al-Dhafeeri A.M., Schrader R.J., Seright R.S. (2005) - Characterisation of Partially Formed Polymer Gels for Application to Fractured Production Wells for Water-Shutoff Purposes. *SPE Production & Facilities*, 20(3), 240-249, SPE 89401.

US EPA (1999) - The Class V Underground Injection Control Study, volume 20, Salt Water Intrusion Barrier Wells, EPA/816-R-99-014t.

Valvatne P.H. (2004) - Predictive pore-scale modeling of multiphase flow. A dissertation submitted to the Department of Earth Science and Engineering of Imperial College London in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy, 2004.

van Genuchten M.T. (1980) - A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils. *Soil. Sci. Soc. Am. J.*, 44, 892–898.

Vong C. Q. (2010) - Impacts de l'intrusion de CO₂ dans un aquifère d'eau potable et faisabilité de l'atténuation naturelle comme mesure de gestion des risques – modélisation en transport réactif. BRGM/RP-58284-FR.

Yamamoto H., Zhang K., Karasaki K., et al. (2009) - Numerical investigation concerning the impact of CO₂ geologic storage on regional groundwater flow. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 3, 586-599.

Zeidouni M., Pooladi-Darvish M., Keith D. (2010a) - Inter-Aquifers Flow through Leakage Conduits: Analytical Solutions for Leakage Rate and Pressure Change Evaluation, Submitted.

Zeidouni M., Pooladi-Darvish M. (2010b) - Design Considerations to Test Sealing Capacity of Saline Aquifers, SPE-138179, presented at the 2010 CSUG/SPE Unconventional Resources and International Petroleum Conference to be held 19-21 October in Calgary, Alberta, Canada.

Zhou W., Stenhouse M.J., Arthur R., et al. (2005) - The IEA Weyburn CO₂ monitoring and storage project – modeling of the long-term migration of CO₂ from Weyburn. *In* : Rubin, E.S., Keith D.W., Gilboy C.F. *et al.* (Eds.), Greenhouse Gas Control Technologies 7. Elsevier Science Ltd., Oxford, 721-729.



**Centre scientifique et technique
Service RNSC**

3, avenue Claude-Guillemin
BP 36009 – 45060 Orléans Cedex 2 – France – Tél. : 02 38 64 34 34