

Les aléas physico-chimiques de l'activité de séquestration du CO₂

État de l'art et retours d'expériences du site pilote de Krechba (In Salah)

Hakima Hamida, Aziz Belkhatir et Nouredine Tchouar

Résumé

Le piégeage du CO₂ industriel pour réduire son rejet dans l'atmosphère et contribuer ainsi à la diminution de l'effet de serre est encore au stade expérimental. Les procédés industriels qui entourent les techniques de séquestration géologique du CO₂ ne sont pas totalement maîtrisés et posent la problématique des aléas technologiques, environnementaux, humains et organisationnels et de leurs effets sur la santé humaine, l'environnement et l'économie. Du captage du CO₂ à son transport, puis à son injection dans les réservoirs naturels souterrains où il est piégé, les risques géochimiques, géophysiques et technico-industriels, encore mal connus, se posent avec acuité. Le comportement réactif et interactif du CO₂ dans des milieux géologiques non encore parfaitement identifiés est loin d'être complètement maîtrisé. Il est par conséquent nécessaire de construire, en appui à ce processus industriel de piégeage, une démarche proactive d'analyse du risque plus transverse et globale permettant de mieux maîtriser en amont le processus technologique de toute la chaîne logistique de captage, transport et stockage du CO₂ (CTSC).

Mots-clés

Séquestration du CO₂, chaîne CTSC, aléas technologiques, fuites de CO₂.

Abstract

Physic-chemical hazards of CO₂ sequestration activity: state of the art and experience feedback of Krechba (In Salah) pilot site

In order to reduce the CO₂ release into atmosphere and thus contribute to reducing the greenhouse effect, the industrial process of CO₂ sequestration is still at an experimental stage. This technique of CO₂ geological sequestration are not fully controlled and raise issue of technological, environmental, human and organizational hazards and their effects on human health, environment and economy. From CO₂ capture to transportation then injecting it into underground natural reservoirs where it is stored, geochemical, geophysical and generally industrial risks are still not very well recognized and identified. The behaviour of CO₂ is not yet fully identified in deep geological environment. It is therefore necessary to build, in support of this industrial storage process, proactive analysis of more transversal and overall risk for better control, technological processes of capture, transport and storage of CO₂ (CTSC).

Keywords

CO₂ sequestration, CTSC chain, technological hazards, CO₂ leakage.

Le piégeage du dioxyde de carbone (CO₂) industriel pour réduire son rejet dans l'atmosphère et contribuer ainsi à la diminution de l'effet de serre est encore au stade de l'expérimentation. Un tel procédé industriel de captage et de stockage du CO₂ dans le sous-sol est testé et mis en œuvre à l'échelle mondiale sur des sites pilotes en Europe (Norvège, France...), en Afrique du nord (Algérie), en Amérique du nord et du sud (États-Unis, Canada, Brésil...), en Asie (Chine, Japon...), et en Australie. Selon le Global CCS Institute australien, 75 projets de captage-stockage sont en cours de mise en œuvre dans le monde et 59 autres sont en cours de développement. Avec cette technique, il serait possible de réduire globalement, à l'échelle mondiale, de jusqu'à 19 % les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050.

L'utilisation d'anciens réservoirs souterrains naturels de gisement de pétrole et de gaz épuisés est l'une des solutions techniques avancées permettant le stockage de quelques 500 à 2 000 Gt (milliards de tonnes) de CO₂ pour un coût assez attractif de quelques euros par tonne. Plus encore, le

stockage dans les réservoirs géologiques constitués par les aquifères salins profonds permet, quant à lui, d'enfouir entre 320 et 10 000 Gt, soit dix fois plus que les autres réservoirs géologiques retenus, les veines de charbon inexploitées et les roches basiques et ultrabasiques. Cette grande capacité des aquifères salins est due aux interactions physico-chimiques, de nature thermo-hydro-mécano-chimique (THMC) entre le CO₂, la saumure et la roche qui piègent le CO₂ par des phénomènes de dissolution et de précipitation. Cette solution est très recherchée par les industriels en raison de sa grande capacité de piégeage du CO₂, de sa structure étanche et de sa bonne répartition à l'échelle de la planète. Mais c'est sans compter avec les risques d'accidents industriels, physico-chimiques et géologiques avérés mettant en jeu le CO₂ dans ses états gazeux et supercritiques et son comportement réactif et interactif dans des milieux souterrains encore méconnus. Ainsi, l'intérêt et l'efficacité de la filière de séquestration du CO₂ sont contrebalancés par les risques qu'elle génère, qui ne sont pas toujours pris assez en compte. Les retours

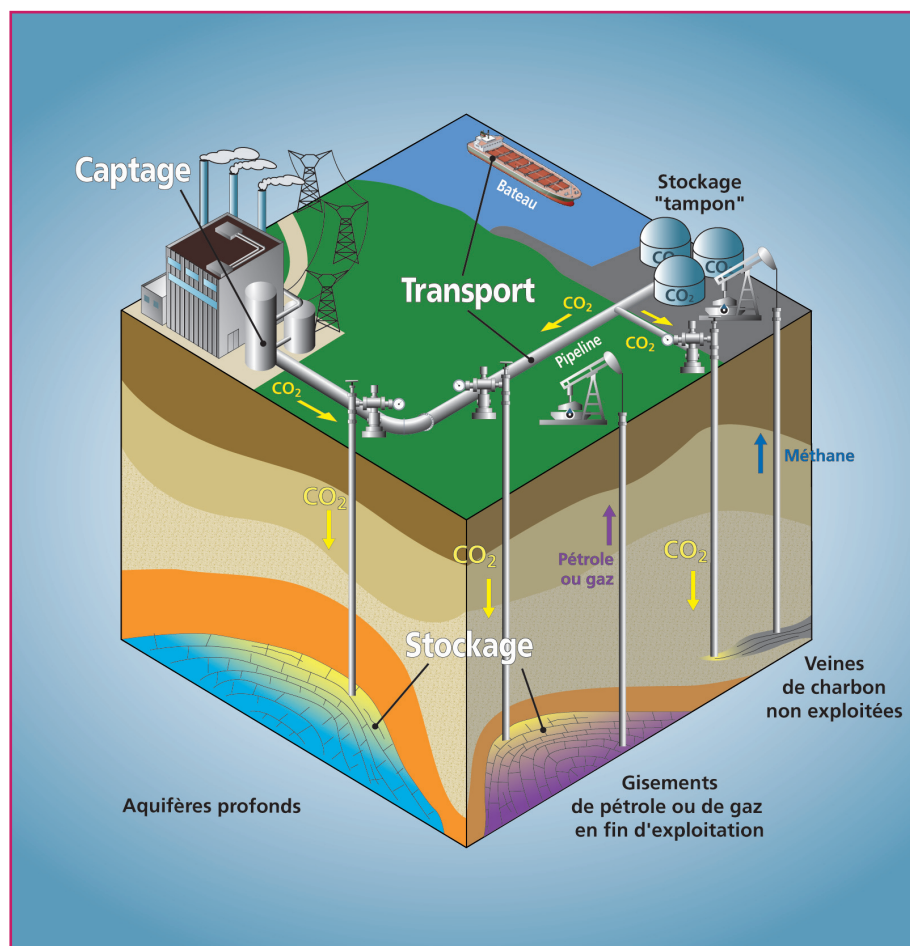


Figure 1 - **Captage, transport et stockage géologique du CO₂**. Le CO₂ est capté par séparation des autres gaz pour être comprimé et transporté par pipeline ou bateau sur plusieurs kilomètres jusqu'au lieu de stockage géologique, à au moins 800 m sous terre : aquifères profonds, gisements de pétrole ou de gaz en voie d'épuisement ou veines de charbon non exploitées. © BRGM-BLCom.

d'expériences capitalisés de l'activité de stockage à In Salah en Algérie et sur d'autres sites pilotes à l'échelle mondiale révèlent les aléas d'une telle technologie au regard des vulnérabilités et des enjeux environnementaux et de santé humaine.

Risques physico-chimiques liés à la séquestration du CO₂

Le CO₂ est tout d'abord séparé et extrait des gaz entrant dans la composition de divers procédés industriels (pétrochimie et raffinage, cimenterie, centrale électrique...) avant d'être capté à son point d'émission. Il est ensuite comprimé et déshydraté à l'état supercritique pour être transporté (gazoducs, camions, bateaux) vers un site adéquat où il est injecté dans des formations géologiques – aquifères salins, gisements pétroliers et gaziers en voie d'épuisement, ou veines de charbon – d'au moins 800 mètres de profondeur pour un stockage pérenne (figure 1). Dans le sous-sol, en conditions hydrostatiques, le CO₂ passera spontanément à l'état supercritique à partir de 800 à 1 000 m de profondeur.

Les risques de fuites diffuses ou massives de CO₂ dans l'atmosphère ou dans les sous-sols géologiques sont les principaux événements accidentels qui peuvent survenir au cours de la chaîne CTSC (captage, transport et stockage du CO₂). Différents effets toxiques, thermiques (comme le BLEVE :

« boiling liquid expanding vapor explosion ») ou d'explosion peuvent être observés, portant atteinte à la santé humaine (jusqu'à la mort par asphyxie) et à l'environnement (pollution des milieux aquifères salins). Dans certains scénarios de fuite ou d'éruption massive de CO₂, ou en cas de tremblement de terre et selon la configuration des sites et du relief environnant, compte tenu de la vitesse et de la direction des vents, le CO₂ ainsi libéré pourrait se déployer dans l'atmosphère en une chape de gaz irrespirable, avec des conséquences humaines et environnementales graves, notamment si les sites impactés concernent des zones urbanisées. Un tel scénario de fuite massive de CO₂, via des failles inconnues ou des puits anciens, dégradés et abandonnés, induit *de facto* sa migration vers les formations voisines, voire vers les différents milieux, jusqu'aux aquifères d'eau potable, la surface et l'atmosphère. Ce scénario s'est déjà déroulé en 1986 dans les lacs Monoun et Nyos au Cameroun, où l'émission soudaine d'un nuage de CO₂ a entraîné la mort par asphyxie de 1 700 personnes et de milliers d'animaux.

Selon les phases, les processus et les procédés technologiques complexes de la chaîne CTSC en aquifère salin profond, et sur la base des retours d'expériences et du monitoring réalisé sur les différents sites pilotes, nous avons élaboré une cartographie des risques en nous appuyant sur le modèle conceptuel d'identification et d'analyse systémique des risques MADS-MOSAR (méthode d'analyse des dysfonctionnements dans les systèmes-méthode

organisée systémique d'analyse des risques) proposé par Pierre Perilhon (1996).

Phases souterraines d'injection et de stockage en aquifère salin profond

Deux contextes, souterrain et aérien, conditionnent la problématique des risques liés à la séquestration du CO₂ : la phase à l'air libre de captage-transport, relativement mieux connue et maîtrisée (que nous n'aborderons pas ici), et la phase souterraine d'injection-stockage, avec des horizons géophysiques et géochimiques plus délicats et difficiles à prospecter et à appréhender, mais non moins importants. Lors de la phase d'injection du CO₂ supercritique, à au moins 800 m sous terre, les puits sont soumis à d'importants écarts de température entre fluide et roche ainsi qu'à la dissolution de matières.

Pour la partie stockage, le schéma « géoindustriel » comporte trois zones spécifiques : le réservoir géologique contenant du CO₂ piégé, avec la zone de « proche puits » stockant le CO₂ à l'état supercritique ; la roche couverture, sorte de toit au-dessus du réservoir ; et la roche-hôte sur laquelle repose le réservoir. Les principaux phénomènes concourant à la séquestration du CO₂ sont de types mécaniques, d'adsorption dans la roche réservoir étanche, et de types physico-chimiques faisant interagir le CO₂, la saumure et la roche

réservoir et générant des phénomènes de dissolution (phase liquide) et de précipitation (phase solide).

Les risques d'accidents de la phase souterraine peuvent se manifester par des fuites diffuses ou massives de CO₂, voire éruptives (de CO₂ ou de gaz natif), circulant à travers des puits abandonnés ou en activité et pouvant contaminer les aquifères superficiels (par le CO₂ ou par la saumure toxique). En dehors des causes techniques liées aux procédés industriels (exploitation, maintenance), nous notons le caractère corrosif du CO₂ attaquant les tubages en acier, le cuvelage et les ciments des puits mais aussi les roches souterraines remobilisant ainsi des micropolluants minéraux ou organiques, la dégradation de l'étanchéité de la roche-couverture du gisement due à l'apparition de failles ou suite à des tremblements de terre, la mauvaise étanchéité des puits injecteurs, les processus de détente brutale des fluides supercritiques ou les phénomènes de fuite massive et éruptive suivis du processus de formation et de dispersion de nuages de CO₂ très denses, multiphasiques. Ces processus chimiques du CO₂ à l'état supercritique restent encore un mystère et ne peuvent être assimilés au CO₂ gazeux ou liquide.

Perturbations de nature thermo-hydro-mécano-chimique et risques associés

La séquestration du CO₂ induit des perturbations de nature thermo-hydro-mécano-chimique (THMC), voire bactériologique, qui mettent en jeu le milieu géochimique et sa dynamique d'évolution à travers les différents fluides en présence dans le réservoir de stockage et les impuretés (éléments organiques et/ou métalliques) dont ils sont chargés.

• Réactions de précipitation et risques associés

L'injection de CO₂ sec provoquera rapidement un assèchement du milieu dans le champ proche-puits. Après la phase d'acidification, l'eau qui est restée coincée autour du puits d'injection s'évapore dans le gaz sec injecté, ce qui augmente les espèces chimiques dans l'eau. Cela peut se traduire par la précipitation des sels et donc par une diminution de la porosité, à l'instar de ce qui se produira avec certains types de ciments. Ce phénomène risque de diminuer l'injectivité, ce qui réduit d'une manière très significative la capacité de stockage.

• Risques de pollution

En se dissolvant progressivement dans l'eau (la saumure), le CO₂ forme l'acide carbonique, susceptible de dissoudre la roche hôte (notamment carbonatée) ou de la transformer (néoformation de carbonates dans les roches silicatées). Par ce phénomène naturel de dissolution, la saumure est ainsi polluée et chargée de minéraux nocifs (zinc, arsenic, uranium, plomb, oxydes de soufre, d'azote...). Ainsi, ce risque de pollution devient réel et aggravant dès que l'étanchéité du réservoir n'est plus absolue, entamée par les perturbations THMC décrites ci-dessus et induites par l'injection du CO₂ à l'état supercritique (c'est un excellent solvant de la matière organique), accélérant une dissolution de la roche réservoir, accroissant sa porosité et sa fissuration, et impliquant la migration de la saumure ainsi polluée vers des nappes phréatiques et la nappe albienne (Sahara algérien) par exemple.

L'injection de CO₂ dans des réservoirs contenant du méthane et/ou des alcanes légers (gisements pétroliers épuisés, veines de charbon) peut entraîner la désorption des gaz qu'ils contiennent et provoquer ainsi leur fuite avec des conséquences graves (contamination des nappes d'eau

potable, danger d'accumulation dans les zones confinées telles que des caves, risque explosif, fuite de méthane, un gaz à effet de serre également...). Les fuites de méthane doivent donc être prises en compte dans le bilan d'un site de stockage de CO₂ afin d'en déterminer l'impact réel sur la limitation des rejets anthropiques de gaz à effet de serre.

• Risques sismiques et mouvement de la surface du sol

L'injection du CO₂ induit une élévation de la pression du fluide dans le réservoir, ce qui peut conduire à un déséquilibre du champ des contraintes mécaniques, principalement à proximité du puits d'injection (champ proche-puits). Cette situation peut entraîner des fracturations ou même l'activation de failles, voire la compaction de la roche réservoir sous le jeu de la dissolution chimique provoquée par l'injection du CO₂, et donc engendrer des mouvements de la surface du sol, de l'ordre du millimètre ou du centimètre, allant dans le sens d'une remontée du sol (surrection) ou de son enfoncement (subsidence). Ces secousses sismiques et les déformations terrestres qui en découlent peuvent dégrader la roche couverture (« the cap rock ») ou l'étanchéité des puits (en particulier les anciens puits abandonnés). Les dégâts ainsi occasionnés peuvent altérer la capacité de confinement du réservoir de stockage, fragiliser éventuellement les installations en surface et conduire à une contamination des aquifères superficiels d'eau potable, voire à la fuite massive de CO₂.

Recherches en perspective pour fiabiliser le processus de séquestration du carbone

Les aléas technologiques, physico-chimiques et naturels liés à la séquestration du CO₂ sont multiples et complexes, et le retour d'expériences, jusqu'ici capitalisé, est encore insuffisant. Il nécessite de progresser par exemple dans la connaissance plus précise du comportement du CO₂ à l'état supercritique, de son évolution et son confinement dans des milieux souterrains mal connus, de mieux appréhender les caractéristiques géologiques, géochimiques et mécaniques des sites de stockage, et notamment les critères d'étanchéité, de porosité, de perméabilité de la roche réservoir, son épaisseur, sa capacité de piégeage, les conditions tectoniques et sismiques. Autant de contraintes et d'impondérables techniques et physico-chimiques qui orientent par exemple le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM), avec son projet SINGE-CO₂ (Sensibilité des Incertitudes dans les modèles à Grande Échelle pour l'évaluation des risques liés au stockage de CO₂), à développer des métamodèles numériques à grande échelle, fondés sur la géostatistique, pour mieux déduire une approximation fiable du modèle original, approcher ainsi la sensibilité des incertitudes et identifier plus efficacement les risques de stockage du CO₂ adaptables aux besoins de l'utilisateur. La directive européenne sur le stockage du CO₂ 2009/31/EC préconise bien que soit pris en compte « la sensibilité des hypothèses et des choix des paramètres sur lesquelles ces modélisations reposent, pour identifier les sources majeures d'incertitudes impactant le plus les résultats de simulations. » D'autres projets du BRGM sont en cours, comme ULTimeCO₂, qui s'attèle à comprendre les processus à long terme du stockage du CO₂, ou encore CIPRES, dont le but est de caractériser les impacts potentiels du stockage géologique du CO₂ sur la qualité des ressources en eau souterraine.

L'INERIS, pour sa part, continue de prospecter et d'analyser l'accidentologie et les scénarios de risques liés à la chaîne de CTSC, autant sur le plan des procédés technologiques mis

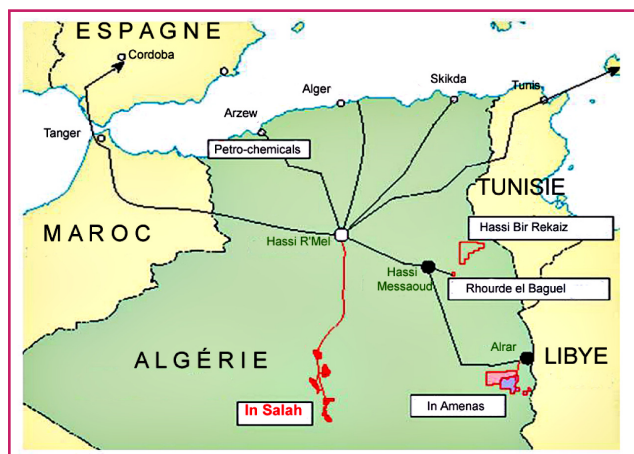


Figure 2 - Localisation du site gazier In Salah. Source : In Salah Gas JV.

en œuvre que sur celui des études de sols et de sous-sols, pour mieux appréhender le comportement du CO₂ à l'état supercritique, mieux explorer les milieux géochimique, géophysique et bactériologique dans la roche réservoir et dans son environnement immédiat et lointain, d'en identifier ainsi les substances toxiques qui présenteraient un risque pour la santé humaine, l'environnement et l'écosystème en général, en cas de fuite, de transfert et de migration vers d'autres milieux, en surface, dans l'atmosphère ou vers d'autres horizons géologiques.

Retour d'expériences du site de Krechba à In Salah

En Algérie, le site pilote de Krechba à In Salah avait été choisi comme test grandeur nature par les pouvoirs publics pour enfouir 20 millions de tonnes (Mt) de CO₂. Il est l'aval-pendage de la zone de production du gaz, situé à 200 km de la ville d'In Salah (figure 2). La région est en limite sud de la nappe albiennaise d'où part le grand projet hydraulique de son exploitation pour irriguer les vastes territoires urbains et ruraux situés entre In Salah et Tamanrasset. Il est exploité par un groupement pétrolier composé de la société pétrolière algérienne Sonatrach, de la britannique BP et de la norvégienne Statoil. Le site en question est un ancien champ gazier déclassé, offert à l'expérimentation de la séquestration du CO₂ sans véritable « filet sécuritaire » spécifique sur les plans technique, juridique et réglementaire, sans véritable mémoire sur ses caractéristiques géologiques, géophysiques, géochimiques et environnementales, et sans véritable connaissance sur son état et sa capacité à répondre à un tel enjeu industriel permettant d'appréhender la maîtrise de ce procédé et de ses risques, sur les plans aussi bien technique, qu'humain, environnemental et économique. C'est ainsi que sur les 20 Mt de CO₂ prévus à l'enfouissement, seuls 3,8 Mt ont été séquestrés entre 2004 et 2011 selon les sources du Massachusetts Institute of Technology (MIT), avant que cette séquestration géologique ne s'interrompe en juin 2011 en raison des complications et des désordres observés dans la croûte terrestre, à la surface du sol avec une déformation de 5 mm par an, sous l'effet de la pression du gaz stocké dans les sous-sols.

Description du projet In Salah-JIP

Le gaz exploité à In Salah est chargé en CO₂ (5 à 10 %). Une fois « purifié » sur place, il est acheminé par pipeline vers Hassi R'Mel à 450 km au nord, d'où il sera commercialisé.

Après avoir été comprimé à 180 bars, le CO₂ est quant à lui envoyé dans une réserve d'eau souterraine à 2 km de profondeur, située à la périphérie de la zone d'extraction du gaz du gisement d'In Salah, à Krechba. Trois puits horizontaux (KB-501, KB-502 et KB-503) y assurent l'injection du CO₂. Leur longueur horizontale est de 1 800 m, la formation de stockage est à 1 950 m sous le sol avec 20 m d'épaisseur, 13 % de porosité et 10 mD (D : Darcy*) de perméabilité. La réserve est surmontée par 900 m de couche imperméable.

Effets géochimiques et géophysiques du stockage de CO₂ dans le sous-sol de Krechba

• Fracture, faille et mouvement de terrain

Quelles soient naturelles ou artificielles, les fractures influencent grandement la séquestration.

Les données sismiques de 2006 ont confirmé l'existence de fractures et de failles mineures dans l'horizon carbonifère et dans des couches en dessous de cet horizon, en référence aux images de logging et aux pertes de boue pendant le forage. L'injection d'un gaz traceur avec le CO₂ au puits KB-502 a été réalisée afin de suivre son cheminement et sa réapparition au puits KB-5 et de modéliser ainsi le comportement des fractures. La migration du CO₂ à l'intérieur du carbonifère devrait suivre l'orientation nord-ouest et sud-est de ces fractures. Les résultats de la surveillance satellitaire assistée d'une modélisation du réservoir et une « history matching » de la migration de CO₂, des données de pression et des données de déformation par satellite ont permis de construire une image détaillée de la distribution de CO₂ autour du puits KB-502. Ils ont montré la présence de failles en juin 2007. Une modélisation de la courbe de restitution a permis d'estimer la perméabilité du couloir faillé entre 1 et 4 D, avec une fuite détectée libérant presque 0,1 tonne de CO₂. Leurs ouvertures à proximité des puits, estimées d'après les données de diagraphie, sont de l'ordre de 10⁻⁴ à 10⁻³ m. Au puits d'injection KB-502, les pertes totales de boue pendant le forage ont été corrélées à des fractures de 1 mm d'ouverture alors que les pertes partielles correspondent à des fractures de 0,5 mm d'ouverture. Contrairement à la roche encaissante, une fracture a une forte perméabilité et un faible emmagasinement, ce qui – si elle est ouverte – autorise une migration rapide des fluides qui la parcourent. À In Salah, les failles qui affectent les grès du carbonifère, profonds de 1 880 m, sont difficiles à détecter en étude sismique.

L'analyse typo-morphologique des fractures permet de mettre en évidence plusieurs types de failles, selon leur origine ou leur histoire polyphasée : failles normales ou inverses, ouvertes ou fermées, à rejet ancien ou récent, etc. Cette variété et cette complexité dans la typologie des failles associées à la difficulté de leur localisation géophysique rendent très difficiles leur prise en compte et leur représentation dans les différents modèles de réservoir géologique, qui permettent de valider et de justifier les sites de stockage de CO₂.

Des mouvements de la surface du sol avec une augmentation de pression de 10 MPa au point d'injection ont été détectés impliquant une déformation de la surface du sol de 5 mm par an, atteignant un cumul de 10 à 20 mm, sur une zone de 4 x 5 km excentrée par rapport aux puits d'injection (figure 3).

Après ces résultats de soulèvement du sol, de fractures, de déplacement du panache de CO₂ et des fuites répétitives avec migration du CO₂ vers d'autres compartiments non prévus à l'avance, le groupement Sonatrach-BP-Statoil a pris la décision en juin 2011 de suspendre les travaux d'injection de CO₂, tout en renforçant le monitoring technique.

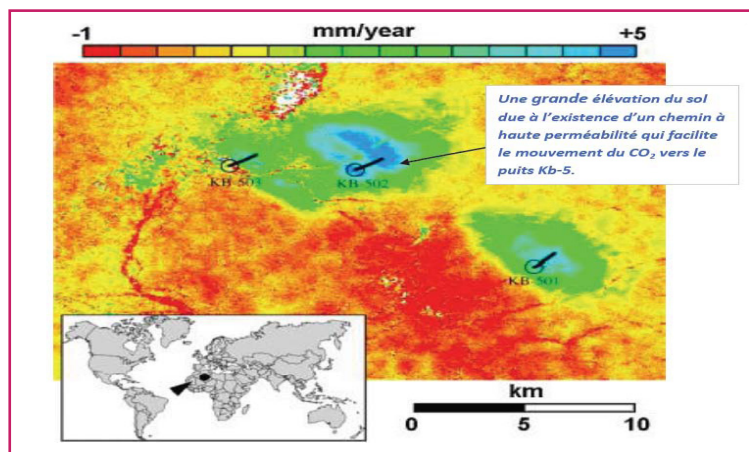


Figure 3 - Image satellite InSAR illustrant la déformation de la surface à Krechba (d'après Iding et Ringrose, 2008).

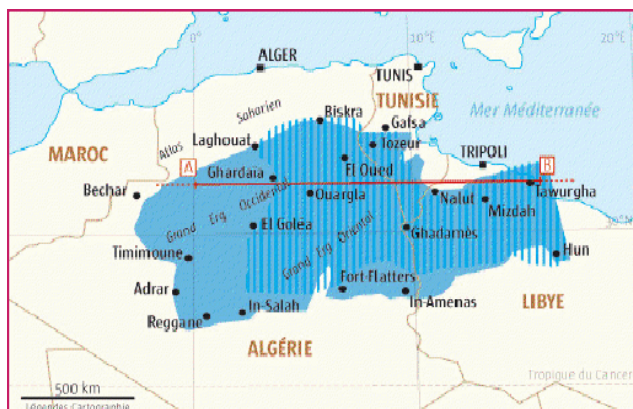


Figure 4 - Localisation de la nappe albiennne.

• Contamination des aquifères superficiels et autres réservoirs avoisinants

La région d'In Salah dispose d'une importante nappe phréatique : la nappe albiennne (figure 4), qui est la plus grande réserve d'eau douce souterraine au monde (plus de 50 000 milliards de m³) et alimente la Tunisie, la Libye et l'Algérie. En 2011, l'Algérie a lancé un mégaprojet d'exploitation hydraulique de la nappe albiennne d'In Salah à Tamanrasset desservant l'ensemble des agglomérations situées le long

du projet. Conséquence du stockage réalisé de CO₂, le risque de perturbation des écoulements hydrauliques en sous-sol est grand, causé par le jeu des modifications de pression, pouvant induire aussi la modification du niveau de certaines nappes proches de la surface. Des produits toxiques en provenance du CO₂ injecté (impuretés) ou du réservoir profond initialement visé (métaux lourds) pourraient ainsi être entraînés et remonter dans le sous-sol par le biais de zones de faiblesses du recouvrement (failles, changement de faciès) ou de puits abandonnés. De même, des saumures pourraient être déplacées et augmenter la salinité des aquifères plus superficiels, utilisables pour l'alimentation en eau potable, ou même du CO₂ libre qui peut se frayer un ou plusieurs chemins (« leakpaths ») à travers les anciens puits ou des fissures (ou fractures) pour entrer en contact avec d'autres aquifères plus superficiels ou avec des réservoirs voisins exploités à d'autres fins.

En juin 2012, le BRGM a réalisé une étude (analyse des sols, des roches, des eaux, des gaz...) sur les risques de fuite de CO₂ stocké et des possibilités de contamination de l'immense nappe albiennne d'eau douce du Sahara septentrional, au voisinage immédiat du site de Krechba. Les premières investigations ont conclu à un risque de fuite très marginal. D'autres analyses plus approfondies, *in situ*, prévues par le BRGM sont attendues.

La catastrophe géologique du site pétrolier de Berkaoui, dans la wilaya d'Ouargla en Algérie, est encore dans les mémoires. Un affaissement de terrain a créé un cratère de 200 m de diamètre et de 80 m de profondeur sur le champ pétrolier de Haoud Berkaoui, au sud-ouest de la ville d'Ouargla (figure 5). À l'origine de cet accident majeur, un mauvais forage suite à la fois à une « manœuvre accidentelle », à une cimentation et à un équipement inadéquats sur le puits de pétrole OKN 32 qui fut du coup englouti. Quelques mois plus tard, au printemps 1987, le cratère s'est étendu au puits pétrolier voisin OKN 32 bis et s'est élargi à 320 m de diamètre. L'effondrement a contribué à une salinisation des nappes supérieures, créant un risque certain pour l'existence même de la ville d'Ouargla et la disparition de ses jardins et de sa palmeraie. Le cratère continue inexorablement de s'étendre, avec des conséquences écologiques majeures sur la région d'Ouargla.

Conclusion

Selon le groupe d'experts intergouvernemental sur le climat (GIEC), la technologie CTSC ne sera maîtrisée et disponible à grande échelle qu'en 2030 et fiable qu'en 2050. Il est nécessaire d'étoffer les études d'élaboration et de mise en œuvre de la filière de séquestration du carbone par des démarches proactives d'analyse des risques transverses et systémiques – technologiques, naturels et humains – afin de mieux appréhender et de mettre en exergue les phénomènes accidentels de la chaîne logistique de CTSC et leurs effets sur l'homme et l'écosystème en général.

* Le Darcy (D) est l'unité de perméabilité en hydraulique :
 $1 D = 0,9869233 \times 10^{-12} \text{ m}^2$.

Références

- Belkhatir A., Systémie, complexité, lois du chaos et MCR : nouveaux concepts et construits pour une science du danger en devenir, *El-Makhter*, 2010-2011.
- Belkhatir A., Secure gas transportation and distribution in urban area: safety system of gas network and urban planning, World gas conference (WGC-2012), 2-6 juin 2012.

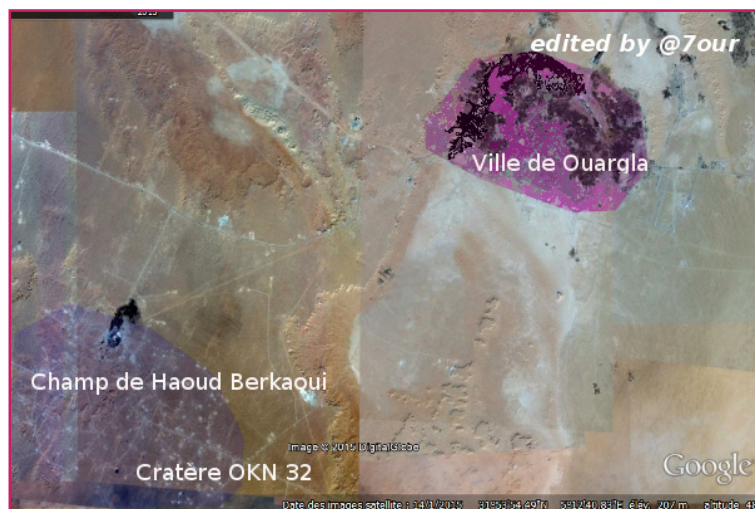


Figure 5 - Cratère OKN 32, le 26 octobre 1986, Ouargla.

- Belkhatir A., Hamida H., Une ingénierie système relativisée dédiée à la sécurisation du processus de piégeage du CO₂ industriel, in *Gestion des risques naturels, technologiques*, ouvrage collectif, Éditions Cépaduès, 2014.
- Davies E., MacDonald B., McColpin G., CO₂ sequestration InSAR monitoring phase I: archival analysis of well KB-502 In Salah/Krechba field, Algeria, *Pinnacle-MDA Report for JIP*, mars 2009 (et autres).
- BRGM, www.brgm.fr/activites/stockage-geologique-co2/stockage-geologique-co2, 2015.
- Dodds K., "In Salah CO₂ JIP: status and overview", présenté lors du 5th IEA GHG R&D Programme Monitoring Meeting, Tokyo (Japon), 2009.
- Iding M., Ringrose P., Evaluating the impact of fractures on the long-term performance of the In Salah CO₂ storage site, *Energy Procedia*, 2009, 1(1), p. 2021 ; Proc. GHGT-9, 16-20 nov. 2008, Washington DC, États-Unis, 2009.
- INERIS, État des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO₂, Rapport d'étude DRS-08-95145-11842B du 19/03/2010, Rapport n° 1 : les risques en phase d'injection.
- INERIS, État de l'art sur l'évaluation des impacts sanitaires et environnementaux du stockage géologique de CO₂, Rapport d'étude DRS-10-100825-02286D, EUREKA, 23 avril 2010.
- INERIS, État de l'art et analyse des risques pour un stockage de CO₂ en aquifère salin, Rapport d'étude DRS-10-100887-12619a du 01/12/2010.
- INERIS, Retours d'expériences des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain : application au stockage géologique du CO₂, Rapport d'étude DRS-12-126009-13866-unique-1397139450 du 30/05/2013.
- International Energy Agency (IEA), In Salah CO₂ Storage JIP: site selection management, field development plan and monitoring overview, Wright I.W., Mathieson A.S., Riddiford F., Bishop, *Energy Procedia*, 2010, p. 614.
- Mathieson A., Midgley J., Dodds K., Wright I., Ringrose P., Saoula N., CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria, *The Leading Edge*, 2010.
- Mason D., Taylor M., Espinassous M., Zinner C., Keddah M., Ridouh D., Hamdani M., In Salah gas joint venture: operating experience for the CO₂ carbon capture and storage project in the Krechba field, Algeria, International conference on greenhouse gas technologies (GHGT-10), Amsterdam, sept. 2010.
- Perilhon P., Réflexion sur les modèles de la science du danger, École d'été « Gestion scientifique du risque », Albi (France), 6-10 sept. 1999.

- Ringrose P., Atbi M., Mason D., Espinassous M., Myhrer O., Riding M., Mathieson A., Wright I., Plume development around well KB-502 at the In Salah CO₂ storage site, *First Break*, 2009, 27, p. 49.
- Rutqvist J., Vasco D.W., Myer L., Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO₂ injection at In Salah, Algeria, *Energy Procedia*, 2009, 1(1), p. 1847 ; Proc. International conference on greenhouse gas technologies (GHGT-9), 16-20 nov. 2008, Washington DC, États-Unis, 2009.
- Smith J., Durucan S., Korre A., Ji-Quan S., Caglar S., Assessment of fracture connectivity and potential for CO₂ migration through the reservoir and lower caprock at the In Salah storage site, International conference on greenhouse gas control technologies (GHGT-10), *Energy Procedia*, 2011, 4, p. 5299.



H. Hamida



N. Tchouar



A. Belkhatir

Hakima Hamida est doctorante en génie du risque et **Nouredine Tchouar** est professeur de chimie à l'Université des sciences et de la technologie (USTO), Oran*.

Aziz Belkhatir (*auteur correspondant*) est professeur associé en génie du risque à l'IFREI (Institut de recherche en environnement informationnel), Paris**, et à l'USTO, Oran*.

* Université des sciences et de la technologie (USTO), Laboratoire Lamosi, El Mnaouar, BP 1505, Bir El Djir, 31000 Oran (Algérie).
Courriels : ajp.bel@sfr.fr ; lamosi2002@yahoo.fr

** IFREI, 2 rue Edmond Gondinet, 75013 Paris (France).

ChemistryViews

Videos
& Blogs

News & Articles

Join – register – benefit
with 300.000+ users on the platform!

Easy – fast – exciting
updated every day for you and your work!

Alerts & Events

Spot your favorite content:
www.ChemistryViews.org