

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département Genie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Genie Minier

Séquestration géologique du CO_2 dans l'aquifère salin dans la région
de Krechba, bassin de Timimoune - In Salah

Réalisé par Mlle **HADDAD Asma**

Sous la direction de **M. L.CHANANE**

Présenté et soutenu publiquement le (05/10/2024)

Composition du jury :

Président : Pr. R.AKKAL Professeur ENP
Examineur : Pr. S.YAHYAOUI Professeur ENP
Promoteur : M. L.CHANANE MAA ENP
Co-encadrant M. F.ZEBBOUDJ ING. Sonatrach

ENP 2024

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département Genie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Genie Minier

Séquestration géologique du CO_2 dans l'aquifère salin dans la région
de Krechba, bassin de Timimoune - In Salah

Réalisé par Mlle **HADDAD Asma**

Sous la direction de **M. L.CHANANE**

Présenté et soutenu publiquement le (05/10/2024)

Composition du jury :

Président : Pr. R.AKKAL Professeur ENP
Examineur : Pr. S.YAHYAOUI Professeur ENP
Promoteur : M. L.CHANANE MAA ENP
Co-encadrant M. F.ZEBBOUDJ ING. Sonatrach

ENP 2024

ملخص

تركز هذه الدراسة على عملية الاحتجاز الجيولوجي لثاني أكسيد الكربون في المكمن المالح لحقل غاز "كريشبة"، الواقع في حوض "تيميمون" الرسوبي، شمال شرق حقل "إن صالح". يعد احتجاز ثاني أكسيد الكربون في المكمن المالح من التقنيات الواعدة لتقليل انبعاثات الغازات الدفيئة، من خلال تخزين ثاني أكسيد الكربون في التكوينات الجيولوجية العميقة. تعتمد هذه الدراسة على معالجة دقيقة للبيانات باستخدام برنامج المحاكاة "إكليبس"، الذي يُستخدم لمحاكاة سلوك المكمن أثناء حقن ثاني أكسيد الكربون في حالته فوق الحرجة، ودراسة آليات التخزين المتنوعة.

أثبتت البنية الجيولوجية لحقل "كريشبة" أنها ملائمة للغاية لتخزين ثاني أكسيد الكربون، حيث تتألف من خزانات رملية مما يمنحه كثافة KB-AAA، تعلوها طبقة عازلة غير منفذة. يتم حقن ثاني أكسيد الكربون في حالته فوق الحرجة في بئر يرتفع (FPR) عالية ولزوجة منخفضة، تسمح له بالانتشار بسهولة عبر مسام المكمن المالح. أظهرت النتائج أن ضغط المكمن بسرعة من 240 إلى 340 بار خلال السنوات العشر الأولى، ثم يستقر الضغط عند 340 بار، مما يشير إلى وصول المكمن إلى حالة توازن ديناميكي. هذا الاستقرار مهم للغاية، حيث يؤكد الاحتواء الفعّال لثاني أكسيد الكربون، ويقلل من خطر هجرته أو تسربه خارج الخزان.

تعتمد عملية تخزين ثاني أكسيد الكربون في المكمن المالح لحقل "كريشبة" على عدة آليات احتجاز، تشمل الاحتجاز البنيوي، الاحتجاز المتبقي، الاحتجاز المعدني، واحتجاز الذوبان.

مرتفعاً ومستقرًا خلال أول 20 سنة من الحقن، مما يشير إلى كفاءة عالية في عملية الحقن. (WPI) ظل مؤشر إنتاجية البئر إلا أنه بعد هذه الفترة، لوحظ انخفاض ملحوظ في هذا المؤشر، مما يعني أن المكمن بدأ يصل إلى سعته القصوى للتخزين. هذا الانخفاض يشير إلى أن مسام المكمن بدأت تدريجياً بالتشبع، مما يجعل الحقن أصعب وأقل فعالية. توصي تقنية حقن المحلول الملحي بشدة لتسريع عملية إذابة ثاني أكسيد الكربون، مما يحد من حركته ويقلل من خطر تسربه، وبالتالي يعزز كفاءة التخزين. تشير التقديرات إلى أنه بعد مرور 200 عام، يمكن إذابة أكثر من 50% من ثاني أكسيد الكربون المحقون بالكامل في المحلول الملحي. بالإضافة إلى ذلك، فإن عملية حقن المحلول الملحي تتطلب طاقة منخفضة، حيث تستهلك 20% فقط من الطاقة اللازمة لضغط ثاني أكسيد الكربون، وتنتج انبعاثات ضئيلة جداً.

أظهرت نتائج المحاكاة باستخدام برنامج "إكليبس" أن المكمن المالح لحقل "كريشبة" مناسب للغاية لتخزين ثاني أكسيد الكربون على المدى الطويل، بفضل الاعتماد على مجموعة من آليات الاحتجاز، مثل الاحتجاز البنيوي، المتبقي، المعدني، واحتجاز الذوبان. يُعتبر الاحتجاز الجيولوجي لثاني أكسيد الكربون الحل التكنولوجي الأمثل في الوقت الحالي لامتناس الانبعاثات الكبيرة لثاني أكسيد الكربون، ويساهم بشكل فعّال في مكافحة ظاهرة الاحتباس الحراري.

الكلمات المفتاحية: احتجاز ثاني أكسيد الكربون الجيولوجي - كريشبة حقل غاز إن صالح - مكمن مائي ملحي - برنامج Eclipse - بئر KB-AAA

Abstract

This study focuses on the geosequestration of CO_2 in the saline aquifer of the Krechba gas field, located in the Timimoune sedimentary basin, North-east of the In-Salah gas field. Sequestering CO_2 in saline aquifers is a promising technology for reducing greenhouse gas emissions, proceeding by storing CO_2 in deepgeological formations. This study, is based on a precise data processing by Eclipse modelling software, used to simulate the behavior of the aquifer during the injection of CO_2 in supercritical form, and the study of storage mechanisms.

The geological structure of the Krechba field is proving highly favorable for the storage of CO_2 , consisting of sandstone reservoirs, topped by an impermeable caprock. The injection of CO_2 in supercritical form, concentrated on the KB-AAA well, gives it a high density and low viscosity, allowing it to diffuse better through the pores of the aquifer. The results show that the formation pressure (FPR) increases rapidly from 240 to 340 bars during the first 10 years, at which point the pressure stabilizes at around 340 bars, indicating that the aquifer has reached a dynamic equilibrium. This stabilization is crucial, as it demonstrates effective containment of the CO_2 , reducing the risk of migration or leakage of the CO_2 out of the reservoir. The storage of CO_2 in the Krechba saline aquifer relies on several mechanisms of structural, residual, mineral and solubility trapping.

The high well productivity index (WPI) remained stable during the first 20 years of injection, indicating a high efficiency of the process. However, after this period, a significant drop in WPI was observed, suggesting that the aquifer is beginning to reach its maximum storage capacity. This drop in WPI implies that the pores in the aquifer are gradually becoming saturated, making injection increasingly difficult and less profitable.

The technique of using the saline solution injection method is strongly recommended to accelerate the dissolution of CO_2 , thus limiting its mobility and the risk of leakage, and consequently improving storage efficiency, so that in the space of 200 years, more than 50% of the CO_2 injected can dissolve entirely in the saline solution. In addition, injecting the saline solution is inexpensive in terms of energy, representing only 20% of the energy required to compress the CO_2 , and generates only minimal emissions.

Simulation using Eclipse software has shown that the Krechba saline aquifer is highly suitable for long-term storage of CO_2 through a combination of structural, residual, mineral and solubility trapping mechanisms. The concept of CO_2 geosequestration, is nowadays the ideal technological solution for the large-scale absorption of CO_2 emissions and contribute significantly to the fight against global warming and climate change.

Keywords : CO_2 geosequestration, Krechba- In Salah gas field, saline aquifer, Eclipse software, KB-AAA well.

Résumé

Cette étude s'articule autour de la géosequestration du CO_2 dans l'aquifère salin du champ gazier de Krechba, situé dans le bassin sédimentaire de Timimoune, au Nord-est du gisement gazier d'In Salah. La séquestration du CO_2 dans les aquifères salins est une technologie prometteuse pour réduire les émissions des gaz à effet de serre, procédant par le stockage du CO_2 dans les formations géologiques profondes.

Cette étude, a fait l'objet de traitement de données précises par le logiciel de modélisation Eclipse, utilisé pour simuler le comportement de l'aquifère lors de l'injection du CO_2 sous forme supercritique, et l'étude des mécanismes de stockage.

La structure géologique du champ de Krechba s'avère très favorable au stockage du CO_2 , constituée de réservoirs gréseux, surmontés par une roche couverture imperméable. L'injection du CO_2 sous forme supercritique, concentrée sur le puits KB-AAA, lui confère une densité élevée et une faible viscosité, lui permettant une meilleure diffusion à travers les pores de l'aquifère. Les résultats montrent que la pression de formation (FPR) augmente rapidement de 240 à 340 bars durant les 10 premières années, période à laquelle, la pression se stabilise autour de 340 bars, indiquant que l'aquifère a atteint un équilibre dynamique. Cette stabilisation est cruciale, car elle témoigne d'un confinement efficace du CO_2 , réduisant ainsi le risque de migration ou de fuite du CO_2 hors du réservoir. Le stockage du CO_2 dans l'aquifère salin de Krechba repose sur plusieurs mécanismes de piégeages structurel, résiduel, minéral et piégeage par solubilité.

L'indice élevé de productivité du puits (WPI) est resté stable durant les 20 premières années de l'injection, indiquant une forte efficacité du processus. Cependant, après cette période, une baisse significative du WPI a été observée, suggérant que l'aquifère commence à atteindre sa capacité maximale de stockage. Cette chute du WPI, implique que les pores de l'aquifère se saturent progressivement, rendant l'injection de plus en plus difficile et moins rentable.

La technique d'utilisation de la méthode d'injection de solution saline est fortement recommandée pour accélérer la dissolution du CO_2 , limitant ainsi sa mobilité et le risque de fuite, et améliorer en conséquence l'efficacité du stockage, ainsi en l'espace de 200 ans, plus de 50% du CO_2 injecté peut se dissoudre entièrement dans la solution saline. De plus, l'injection de la solution saline est peu coûteuse en énergie, ne représentant que 20% de l'énergie nécessaire pour la compression du CO_2 , et n'engendre que des émissions minimales.

La simulation réalisée à l'aide du logiciel Eclipse a démontré que l'aquifère salin de Krechba présente de très bonnes aptitudes au stockage du CO_2 à long terme au moyen d'une combinaison de mécanismes de piégeage structurel, résiduel, minéral et par solubilité.

Le concept de la géosequestration du CO_2 , constitue de nos jours la solution technologique idoine à l'absorption à grande échelle des émissions du CO_2 et contribuer de manière significative à la lutte contre le réchauffement et changement climatique de la Terre.

Mots clés : Géosequestration du CO_2 , champ gazier de Krechba- In Salah, aquifère salin, logiciel Eclipse, puits KB-AAA.

Remerciements

Je commence par exprimer ma profonde reconnaissance envers ALLAH, le Tout-Puissant, qui m'a donné la force, l'endurance et la clarté nécessaires pour mener ce travail à son terme. Sans Sa grâce, rien de cela n'aurait été possible.

Mes remerciements les plus sincères vont tout d'abord à mon promoteur, Monsieur CHANANE. Votre accompagnement rigoureux, vos conseils avisés et votre disponibilité tout au long de ce projet ont été essentiels à la réussite de ce mémoire. Grâce à vos orientations précieuses, j'ai pu avancer avec assurance et clarté, surmontant les défis avec sérénité. Votre soutien indéfectible a été une véritable source de motivation.

Je remercie également Monsieur YAHYAOUI, notre chef de département, pour son encadrement bienveillant et ses encouragements constants. Sa vision et ses conseils judicieux m'ont permis de maintenir une rigueur et un haut niveau d'exigence tout au long de ce parcours.

Je souhaite également remercier chaleureusement Monsieur AAKAL, membre du jury, pour l'honneur qu'il me fait en acceptant d'évaluer ce mémoire. Son expertise et ses observations seront d'une grande valeur pour l'amélioration et la finalisation de ce travail.

Je tiens également à exprimer toute ma gratitude à Monsieur ZEBOU DJ Fayçal. Sa générosité dans le partage de ses connaissances, sa disponibilité et ses conseils pratiques m'ont été d'un grand soutien. Son aide précieuse et son investissement constant ont contribué de manière significative à l'enrichissement de ce travail. Je lui suis profondément reconnaissante pour tout ce qu'il a apporté à ce projet.

Enfin, je tiens à exprimer ma reconnaissance à l'ensemble des enseignants du département de Génie Minier, dont les enseignements et l'encadrement ont joué un rôle déterminant dans mon parcours académique. Leur dévouement à notre formation est une source d'inspiration.

Enfin, je tiens à exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réussite de ce mémoire. Leur soutien, leurs conseils et leur encouragement m'ont été d'une aide précieuse et je leur en suis profondément reconnaissante.

Asma HADDAD

Dedicaces

À ma très chère maman,

Il est difficile de trouver des mots qui puissent vraiment exprimer l'immensité de l'amour et de la gratitude que je ressens pour toi. Tu es ma source de force et de courage, l'étoile qui illumine mes jours. À chaque étape de ma vie, tu as été mon pilier, et grâce à toi, j'ai appris à faire face aux défis avec détermination et résilience. Nous avons traversé ensemble des moments difficiles, où ta présence et ton soutien indéfectible m'ont permis de surmonter les obstacles qui se dressaient sur ma route. Ta sagesse et ta capacité à voir le potentiel en moi, même lorsque je doutais, ont été des lumières dans les périodes les plus sombres. Ce projet de fin d'étude n'est pas seulement le résultat de mes efforts, mais également le reflet de tout ce que tu as sacrifié pour me voir réussir. Je suis profondément reconnaissante pour chaque instant que tu as consacré à mon éducation, chaque encouragement que tu m'as offert, et chaque sourire que tu as partagé dans les moments de joie. Je te dédie ce travail avec la promesse de continuer à me battre pour réaliser d'autres succès, non seulement pour moi, mais aussi pour toi, car tu mérites de voir les fruits de tes sacrifices. Que Dieu te garde toujours près de moi, et sache que je t'aime de tout mon cœur.

À mon père,

Dans chaque étape de ma vie, ta présence a été un phare qui a guidé mes pas. Je tiens à te remercier pour tout le temps que tu as consacré à m'accompagner et à me soutenir. Ton engagement indéfectible et chaque effort que tu as fourni pour me guider m'ont permis de devenir la personne que je suis aujourd'hui. Ta force tranquille et ta sagesse ont toujours été des sources d'inspiration, m'encourageant à avancer malgré les obstacles. Tu m'as appris la valeur du travail acharné et de la détermination, des principes qui me motivent chaque jour. Ce projet de fin d'étude est le reflet de ton amour et de tes sacrifices. Je te le dédie avec toute ma gratitude et mon affection, en espérant te rendre fier.

À mon petit frère Ramy,

Ta bonne humeur et ta joie de vivre ont toujours été une source de réconfort pour moi. Tu as su me faire sourire, même dans les moments les plus difficiles, et ta présence a été un vrai soutien tout au long de ce parcours. Je suis vraiment fière de toi et heureuse de pouvoir partager cette réussite avec toi. Tu as toujours été là pour m'encourager, et pour cela, je te remercie de

À Monsieur Badredinne Karkar ,

Je vous exprime ma profonde gratitude pour votre soutien et vos précieux conseils qui ont dépassé le cadre de ce projet. Vous avez toujours été disponible pour me guider avec votre expertise et votre bienveillance. Vos encouragements et votre confiance en moi m'ont permis de progresser et d'aborder chaque étape avec assurance. Merci pour votre encadrement exemplaire, et pour tout ce que vous m'avez apporté durant cette aventure.

À Abbas Kamelia ,

Mon ex-binôme dans le génie minier, nous avons partagé bien plus que des études. Merci pour ta présence, ta camaraderie, et pour tous ces moments complices qui ont rendu cette aventure bien plus belle. Ton amitié est un trésor, et je suis reconnaissante de t'avoir eu à mes côtés tout au long de cette formation. Ce succès, je le partage aussi avec toi.

Asma HADDAD

Table des matières

Liste des tableaux

Table des figures

Liste des acronymes

Introduction générale	14
1 CADRE GÉOGRAPHIQUE Et CONTEXTE GEOLOGIQUE	15
1.1 CADRE GÉOGRAPHIQUE	15
1.2 CONTEXTE GÉOLOGIQUE	16
1.2.1 Introduction	16
1.2.2 Lithostratigraphie	17
1.2.2.1 Le Carbonifère	17
1.2.2.2 Le Dévonien	17
1.3 TRAVAUX RÉALISÉS SUR LA SISMIQUE-3D DE KRECHBA	18
1.3.1 Résultats de la sismique-3D de 2009	19
2 CONCEPT TECHNOLOGIQUE DE CAPTURE ET GEOSÉQUESTRA- TION DU CO_2	25
2.1 Introduction	25
2.2 Le captage du CO_2	26
2.3 Le transport	27
2.4 Injection	28
2.5 La phase finale de la chaîne CTSC	28
2.6 Les problèmes de fuite/d'intégrité	29
2.7 Les lieux de stockage envisageable	30

3	TECHNOLOGIE D'UTILISATION DU CO₂	31
3.1	Introduction	31
3.2	DÉFINITION DU CO ₂	31
3.2.1	Caractéristiques principales	31
3.2.2	Sources du CO ₂	32
3.2.2.1	Naturelles	32
3.2.2.2	Anthropiques (humaines)	32
3.3	LA TECHNIQUE DU CO ₂ SUPERCRITIQUE	32
3.3.1	CO ₂ supercritique	33
3.4	MÉCANISMES DE PIÉGEAGE	35
3.4.1	Le piégeage structural	35
3.4.2	Piégeage résiduel	35
3.4.3	Le piégeage de la solubilité	35
3.4.4	Le processus de piégeage des minéraux	36
3.5	FACTEURS INFLUENÇANT LA CAPACITÉ DE STOCKAGE	37
3.5.1	Pression	37
3.5.2	Injectivité	37
3.5.2.1	Définition de l'injectivité	38
3.5.3	Température	38
3.5.4	Perméabilité	39
3.6	PRÉSENTATION DES PUIITS DU CHAMP GAZIER DE KRECHBA	39
3.6.1	Les puits d'injection	40
4	Monitoring	42
4.1	Introduction	42
4.2	Le Monitoring dans le Contexte de la Séquestration du CO ₂	43
4.3	Objectif du Monitoring pour la Séquestration du CO ₂	43
4.4	Explication du Processus de Monitoring	44
4.5	Techniques Avancées de Suivi du CO ₂ au Champ de Krechba	45
4.6	Surveillance Sismique 4D (Sismique répétée)	46
5	NOTIONS DE BASE SUR LE LOGICEL ECLIPSE ET SES FONCTION-	

NALITES	49
5.1 Introduction	49
5.2 HISTORIQUE	49
5.2.1 Eclipse 100 (Simulation traditionnelle)	50
5.2.2 Eclipse 300 (Simulation composante)	50
5.2.3 Caractéristiques principales	50
5.3 ARCHITECTURE DU SIMULATEUR ECLIPSE	51
5.3.1 PRINCIPALES APPLICATIONS DANS L'INDUSTRIE GAZIÈRE ET PÉTROLIÈRE	52
5.4 PRESENTATION DE DATA	53
5.4.1 Modélisation 3D du Réservoir avec un Puit Horizontal	53
5.4.2 Variables de Simulation	55
5.4.3 Sélection d'ECLIPSE	56
5.4.4 Sélection et ajout du fichier DATA	57
5.4.5 Lancement de la simulation	58
5.4.6 Phase Initiale de Simulation ECLIPSE 300	58
5.4.7 Progression des étapes de simulation dans ECLIPSE avec suivi des para- mètres de production et d'injection	59
5.4.8 Convergence de la simulation	60
6 INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS DE SÉQUESTRATION DU CO₂	61
6.1 Introduction	61
6.2 CARACTERISATION DES ETAPES DE LA SEQUESTRATION	61
6.2.1 Implications de la stabilisation de la pression	62
6.2.2 Conclusion	63
6.2.3 Conclusion	65
Recommandations	71
Conclusion générale	73
Bibliographie	76

Liste des tableaux

1.1	Résultats pétrophysiques du D30 du réservoir-Dévonien des puits du champ de Krechba, 2009 [1]	24
3.1	Comparaison des propriétés d'un gaz, fluide supercritique et liquide	33
5.1	Caractéristiques du Modèle	54

Table des figures

1.1	Carte de localisation du champ gazier de Krechba dans le bloc 345 [1]	16
1.2	Carte de localisation du champ gazier d'In Salah [1]	16
1.3	Carte de la zone d'acquisition (A-F) de la sismique de surveillance du CO ₂ en 2009, sur support d'image satellite [4]	19
1.4	Interprétation Sismique du champ de Krechba, illustrant les toits des différentes couches stratigraphiques, intégrant les 14 horizons du Dévonien et Carbonifère [1].	20
1.5	Résultats de la Sismique prétraitement, identifiant le toit C10.2 du réservoir-Carbonifère et le toit de la roche couverture (caprock), [1]	21
1.6	Sismique-3D data1997 en Isobathes et Isoporosité du toit C10.2 du réservoir-Carbonifère de Krechba, [1]	22
1.7	Sismique-3D data1997 en Isobathes et Isoporosité du toit D30 du Réservoir-Dévonien de Krechba, [1]	23
2.1	Schéma d'installation d'une centrale de Captage, Transport et GéoSéquestration du Carbone [5]	26
2.2	Principaux procédés et systèmes de captage de CO ₂ (GIEC, 2005) [6]	27
2.3	Schéma montrant le transport du CO ₂ sous sa forme supercritique via des pipelines. [7]	28
2.4	Schéma de sites de stockage du CO ₂ à l'intérieur d'un gisement d'hydrocarbure déjà épuisé, d'un aquifère salin ou d'un gisement de charbon dans le cadre de la récupération du méthane [7],	29
3.1	Répartition des sources naturelles du CO ₂ [8]	32
3.2	Répartition des sources Anthropiques du CO ₂ , [9]	32
3.3	Diagramme de phases des fluides, [10]	33
3.4	Diagramme de phases du CO ₂ , [11]	34
3.5	a- quatre principaux mécanismes de piégeage du CO ₂ , b- la contribution de quatre mécanismes de piégeage du CO ₂ au fil du temps. [12]	37
3.6	Solubilité du CO ₂ par rapport à la salinité à différentes températures et Pressions [13]	39

3.7	Localisation des puits injecteurs et producteurs à Krechba,[14]	40
3.8	Schéma du puit KB-AAA, montrant les spécifications et les paramètres opérationnels essentiels à l'injection du CO ₂	41
4.1	image satellitaire de la région de krechba [15].	43
4.2	Image satellitaire de la région de Krechba, enregistrée par le capteur du domaine du visible [15].	48
4.3	anomalie de surface détectée et enregistrée par les capteurs infrarouges région Krechba [15]	48
5.1	Modèle 3D du réservoir avec divisions en blocs selon les axes X, Y et Z	54
5.2	Paramètres techniques du modèle exploités à partir du fichier de données (Eclipse)	55
5.3	Variables utilisées dans la simulation de séquestration de CO ₂	56
5.4	Choix d'Eclipse pour simulation	57
5.5	Sélection et ajout du fichier DATA	57
5.6	lancement de la simulation	58
5.7	Lecture et reconnaissance des données	59
5.8	Exemple d'une étape de simulation dans le temps	59
5.9	Etape de convergence de la simulation	60
6.1	Stabilité de séquestration du CO ₂ dans l'aquifère salin dans le champ de Krechba,à l'Est du bassin de Timimoune.	63
6.2	Diminution rapide du volume de CO ₂ injecté à un taux élevé (FGIR).	66
6.3	La Pression du fond du puits (Well Bottom Hole Pressure WBHP)	68
6.4	L'Indice de P roductivité du P uits d'injection (WPI)	70

Liste des acronymes

- **CGC** : Compagnie Générale de Géophysique.
- **CTSC** : Chaîne Capture-Transport et Stockage du CO₂.
- **THMC** : Thermodynamique Mécano-Chimique.
- **CSC** : Capteur-Stockage CO₂.
- **BGS** : Sonde de Gaz de Surface.
- **SLB** : Compagnie de Schlumberger.
- **Poro** : Porosité.
- **Perm X** : Perméabilité en X.
- **Perm Y** : Perméabilité en Y.
- **Perm Z** : Perméabilité en Z.
- **FPR** : Formation Pressure Rate (Taux de Pression de la Formation)
- **FGIR** : Formation Gas Injection Rate (Taux d'injection du Gaz de la Formation).
- **FGIPR** : Formation Gas Injection Pressure Rate (Taux de pression d'injection du Gas de la Formation).
- **WBHP** : Well Bottom Hole Pressure (Pression du fond du puits).
- **WPI** : Well Productivity Index (Indice de productivité du puits).
- **OTI** : Object Technology International.
- **Sm³/O/B** : les volumes de gaz en mètres cubes standards injectés par baril.
- **GT** : Milliard de tonnes.

Introduction générale

La séquestration du CO₂ comme volatile actif aussi bien magmatique, atmosphérique que biologique et anthropogénique, s'impose de nos jours comme une nouvelle donne de recherche, liée fondamentalement à sa mobilité, ses effets et son impact sur l'équilibre de l'écosystème et la stabilité des formations géologiques abritant les aquifères salins, considérés par les experts, comme étant le meilleur milieu candidat au piégeage du CO₂ comparativement aux réservoirs d'hydrocarbures déjà épuisés [1].

Cependant, cette nouvelle approche de recherche, s'inscrit dans le cadre de la nouvelle technologie relative au piégeage multiple du CO₂, identifiée par la thématique de recherche de « Capture et Stockage du Carbone » appelée aussi par la géo-séquestration de CO₂ [1].

Cependant, notre travail de recherche s'articule autour de la séquestration du CO₂ dans l'aquifère salin de la région d'In Salah abritant le grand gisement gazier, réparti entre les trois grands bassins de la province occidentale, à savoir : les bassins de Reggane, Ahnet et Timimoune, où l'objet de notre étude est circonscrit au champ gazier de Krechba en raison de la disponibilité des données, il est situé à l'Est du bassin de Timimoune, choisi comme un champ pilote pour la séquestration du CO₂.

Citons en substance que cette expérience, considérée comme la première à l'échelle Africaine, s'avère très originale pour la géosequestration du CO₂ dans l'aquifère salin du champ de Krechba, et constitue une contribution stratégique pour la réduction de la teneur du CO₂, connu comme étant le plus dominant des gaz à effet de serre, responsables du réchauffement climatique de la Terre.

La méthodologie de ce travail de recherche fera l'objet d'une synthèse bibliographique technique, définissant les concepts d'études utilisés, basée sur certains travaux de recherches très récents qui s'avèrent très maigres malheureusement, s'appuyant sur les différentes simulations illustrant la thématique de recherche qui procède par la maîtrise de la manipulation de plusieurs logiciels, tels que CMG et ECLIPSE pour notre cas, relatifs à la simulation de séquestration du CO₂ dans les différents réservoirs-pièges tels que les anciens réservoirs d'hydrocarbures déjà épuisés et les aquifères salins, comme celui du champ gazier de Krechba à l'Est du bassin de Timimoune. Pour cela, notre plan d'étude adopté sera consacré aux traitements des chapitres suivants, - Cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude ; - Concept de géosequestration du CO₂ ; - Technologie du CO₂ ; - Monitoring sur les réservoirs de séquestration du CO₂ ; - Notions de base sur le logiciel ECLIPSE et ses fonctionnalités ; - Interprétation des résultats de séquestration du CO₂, et on termine par une conclusion générale.

Chapitre 1

CADRE GÉOGRAPHIQUE Et CONTEXTE GEOLOGIQUE

1.1 CADRE GÉOGRAPHIQUE

Le gisement gazier du champ de Krechba, est situé méridionalement au Nord de la ville d'In-Salah et à l'Est de la ville de Timimoune à la même latitude, circonscrit dans le bloc 345 du gisement gazier (fig.1.1), faisant partie de l'Est du grand bassin sédimentaire de Timimoune de la province occidentale (fig.1.2). Il a été découvert en 1957 lors du forage du puits KB1, dont la profondeur variant entre 1700 et 3350 mètres. Exploité dans le cadre de l'association **Sonatrach-BP-Statoil**. Ce champ, ainsi que d'autres comme Teguentour et Reg, jouent un rôle majeur déterminant dans l'industrie gazière régionale. Une fois extrait, le gaz est acheminé sur une distance d'environ 450 km jusqu'à Hassi R'mel pour y être traité [2].

Le champ gazier de Krechba est situé approximativement autour des coordonnées géographiques de 27° 30' 00" de latitude Nord, et de 3° 45' 00" de longitude Est. La surface topographique s'élève à une altitude dominée par la côte 1000 m. La distance entre Alger et In Salah est d'environ 1269 km.

Le climat local est désertique, de type chaud et sec, avec des étés longs et torrides, et des hivers doux peu marqués. La température moyenne annuelle s'élève à 27°C, avec des moyennes maximales de 34,8 °C et des moyennes minimales de 19,2 °C. Les précipitations annuelles demeurent extrêmement faibles, avoisinant à peine les 14 mm/an en moyenne. [3].

Toutefois, cette région désertique, abrite une immense ressource énergétique fossile, identifiée par l'important réservoir gazier d'In Salah, réparti entre une production de gaz conventionnel et de gaz non-conventionnel, mettant à contribution l'approvisionnement du marché énergétique Algérien en gaz naturel, dont une partie est destinée au marché d'exportation.

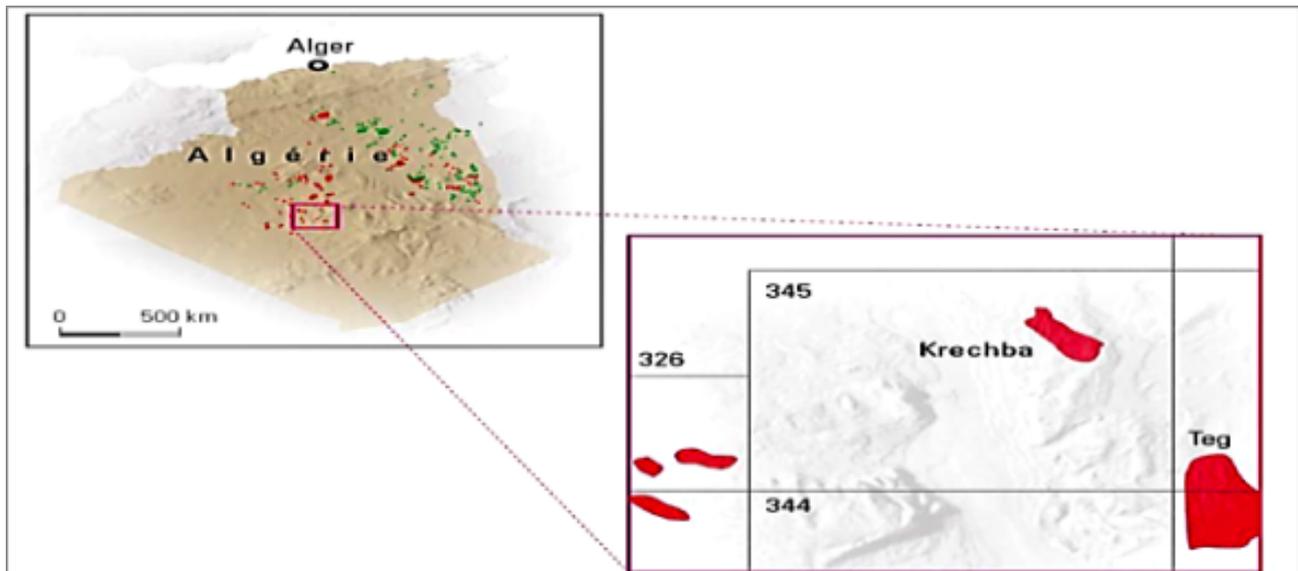


FIGURE 1.1 – Carte de localisation du champ gazier de Krechba dans le bloc 345 [1]



FIGURE 1.2 – Carte de localisation du champ gazier d'In Salah [1]

1.2 CONTEXTE GÉOLOGIQUE

1.2.1 Introduction

Le gisement gazier du champ de Krechba s'inscrit dans un contexte de géologie régionale qui correspond à une grande structure anticlinale simple et fermée, où elle est structurée en deux

séries réservoirs :

- **Le réservoir-Carbonifère inférieur**, au Tournaisien (étage du Mississippien/Dinan-tien), à lithologie sablo-gréseuse.
- **Le réservoir-Dévonien inférieur** au Praguien (Gédinien-Sigénien), à lithologie sablo-gréseuse.

L'architecture actuelle du gisement de Krechba a été structurée à la fin du Carbonifère lors de « l'orogénèse hercynienne ». Il s'agit d'un anticlinal qui s'est développé à la suite de compressions profondes dans le socle qui, ont développé un réseau de failles Nord-Sud, recoupant à l'ouest du gisement, les formations de l'Ordovicien et du Silurien. La localisation de la paléovallée, dans laquelle les grès du Tournaisien se sont déposés, a été fort probablement influencée par ces failles. La structure de Krechba a subi des ajustements structuraux post-hercyniens. La carte structurale du gisement de Krechba, réalisée en 1998, a été établie sur la base d'interprétation de la sismique-3D où les deux horizons réservoirs ont été cartographiés avec plus de détail.

1.2.2 Lithostratigraphie

1.2.2.1 Le Carbonifère

La couche gréseuse du réservoir-Carbonifère se trouve à une profondeur de 1700 m (BGL : Below Ground Level : sous-sol), déposée sur une ancienne vallée, est probablement d'origine estuarienne (alluvions de contact fleuve-océan). Ces grès sont bien développés avec une épaisseur totale de 24 m sur toute l'étendue du gisement. Toutefois, cette couche est absente dans certaines parties de l'Ouest et du Sud du champ. Les données extraites de la sismique- 3D, effectuée en 1997, ont été utilisées afin de cartographier aussi bien l'épaisseur que la qualité du réservoir du carbonifère. Cependant, cette cartographie a mis clairement en évidence le caractère de bonne qualité des grès du carbonifère en s'appuyant sur les propriétés pétrophysiques d'une porosité allant jusqu'à 22% et une perméabilité-horizontale (K.h) allant jusqu'à 600 mDarcy (mDm). Le plan d'eau (Free water level : FWL) dans la couche gréseuse du carbonifère est établi à une cote de 1330 m, étendu dans le limites d'une clôture régionale de 130 Km² avec une colonne verticale maximum de 70 m. Ce plan d'eau a été confirmé par les mesures de pression et d'autres tests enregistrés [1].

1.2.2.2 Le Dévonien

Le réservoir-Dévonien se trouve à une profondeur allant de 2850 à 3350 m (BGL), et comprend une variété de grès entassés, séparés par des niveaux argileux. Ces grès sont d'origine marine de « marin peu profond » à « marin marginal ». Les couches gréseuses du Gédinien (D30 à D10) sont latéralement étendues et ont une qualité pétrophysique modérée, avec une porosité pouvant atteindre 15% et une perméabilité horizontale de 600 mDarcy (mDm). Les grès du Sigénien (D40) sont de qualité pétrophysique plus médiocre du fait de la diagenèse où les porosités sont généralement inférieures à 10% [1].

1.3 TRAVAUX RÉALISÉS SUR LA SISMIQUE-3D DE KRECHBA

Une Sismique-3D acquise en 1997, avait comme but principal la cartographie du réservoir et non la section en dessus du réservoir (The Overburden Section). Cette dernière a fait l'objet d'un deuxième traitement par **CGG**(Compagnie Générale de Géophysique)de 2005 à 2006, où le but principal de ce dernier traitement était d'améliorer aussi bien la qualité du signal et résolution de la sismique que celle de l'imagerie de l'Overburden-Section tout en se basant fondamentalement sur le réservoir-Dévonien. Cependant, de nouvelles interprétations ont été générées à partir de la sismique-3D améliorée pour les deux réservoirs du Carbonifère et du Dévonien.

Un nouveau modèle intégrant la vitesse a été établi après le forage des puits Kb15 et Kb16, ce modèle utilise comme supports, à partir des puits, les toits des deux formations ainsi que la vitesse de migration acquise à partir des données sismiques pour fournir la variation latérale de cette vitesse loin des puits de contrôle.

Une nouvelle sismique a été établie pour la partie Nord de Krechba en 2009 (fig.1.4), en collaboration avec The Joint Industry Project (JIP), visant la surveillance du panache du CO_2 injecté dans le champ ainsi que la détection et l'évaluation d'éventuelles fuites existantes du CO_2 .

Le caractère de haute résolution de la nouvelle sismique-3D, a obtenu les mêmes acquisitions à travers toute la partie Nord du champ, mais avec un détail beaucoup plus important obtenu près des puits d'injections de CO_2 . La surface de cette acquisition est de 160 km². Le traitement des données par le **CGG-Veritas** a commencé en 2009 jusqu'à 2010, où le traitement et l'analyse des deux sismiques-3D de 1997 et 2009 ont mis une évidence des différences qui ont permis d'identifier les effets de la 4^{ème} dimension sur les données ainsi que les effets de l'injection de CO_2 .

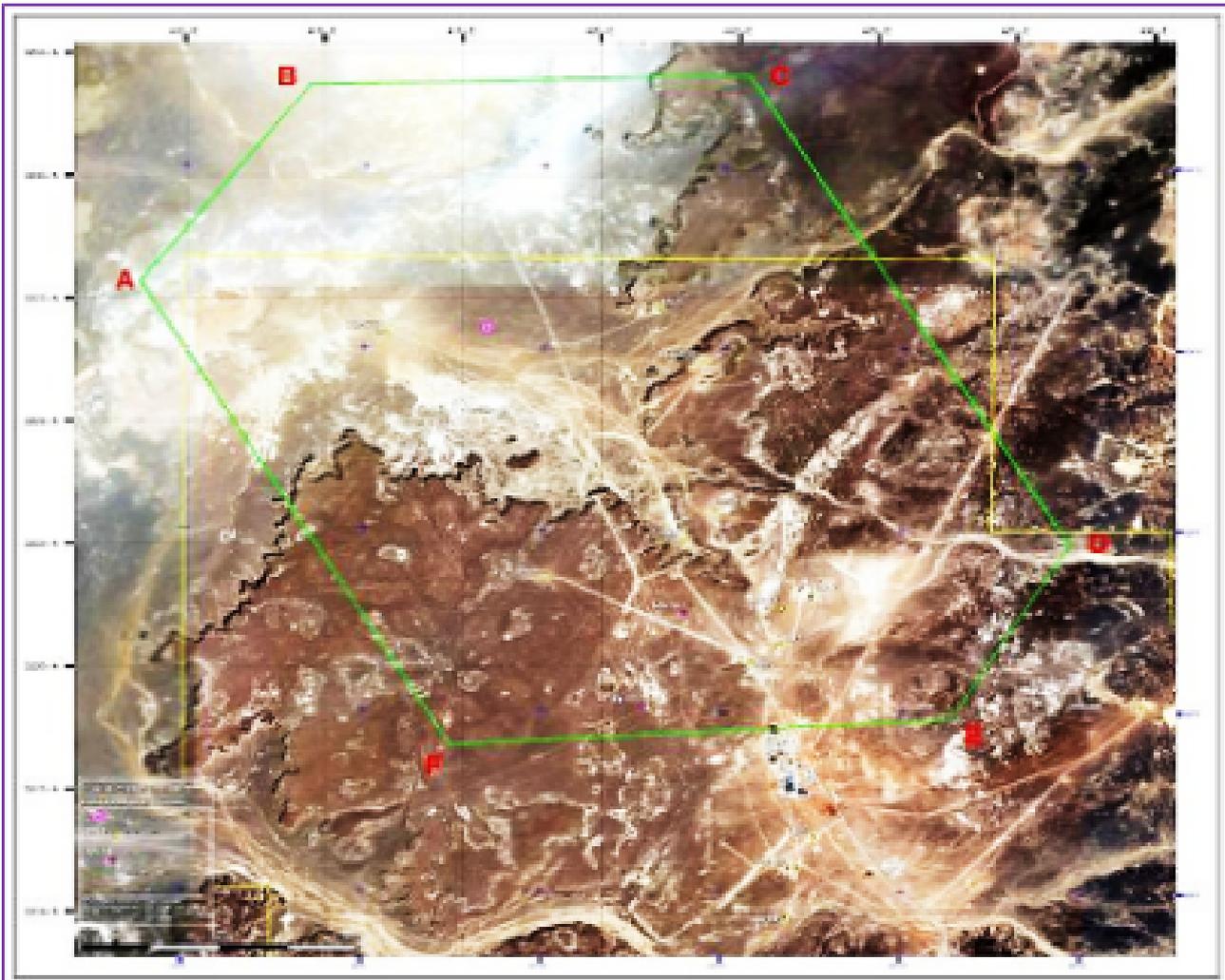


FIGURE 1.3 – Carte de la zone d’acquisition (A-F) de la sismique de surveillance du CO₂ en 2009, sur support d’image satellite [4]

1.3.1 Résultats de la sismique-3D de 2009

- 14 horizons ont été identifiés et interprétés lors de cette sismique-3D, depuis l’Ordovicien jusqu’à l’aquifère Crétacé.
- 3 groupes de failles ont été identifiés et interprétés : groupe de l’Ordovicien, du Dévonien et du Carbonifère.
 - o Les failles du Carbonifère sont présentes à petite échelle, avec un décalage limité et des orientations variables traversant le Toit C20.1.
 - o Absence de failles à grande échelle traversant la roche couverture (Caprock), mais des failles à petit échelle associées à des fractures peuvent exister (fig.1.5).

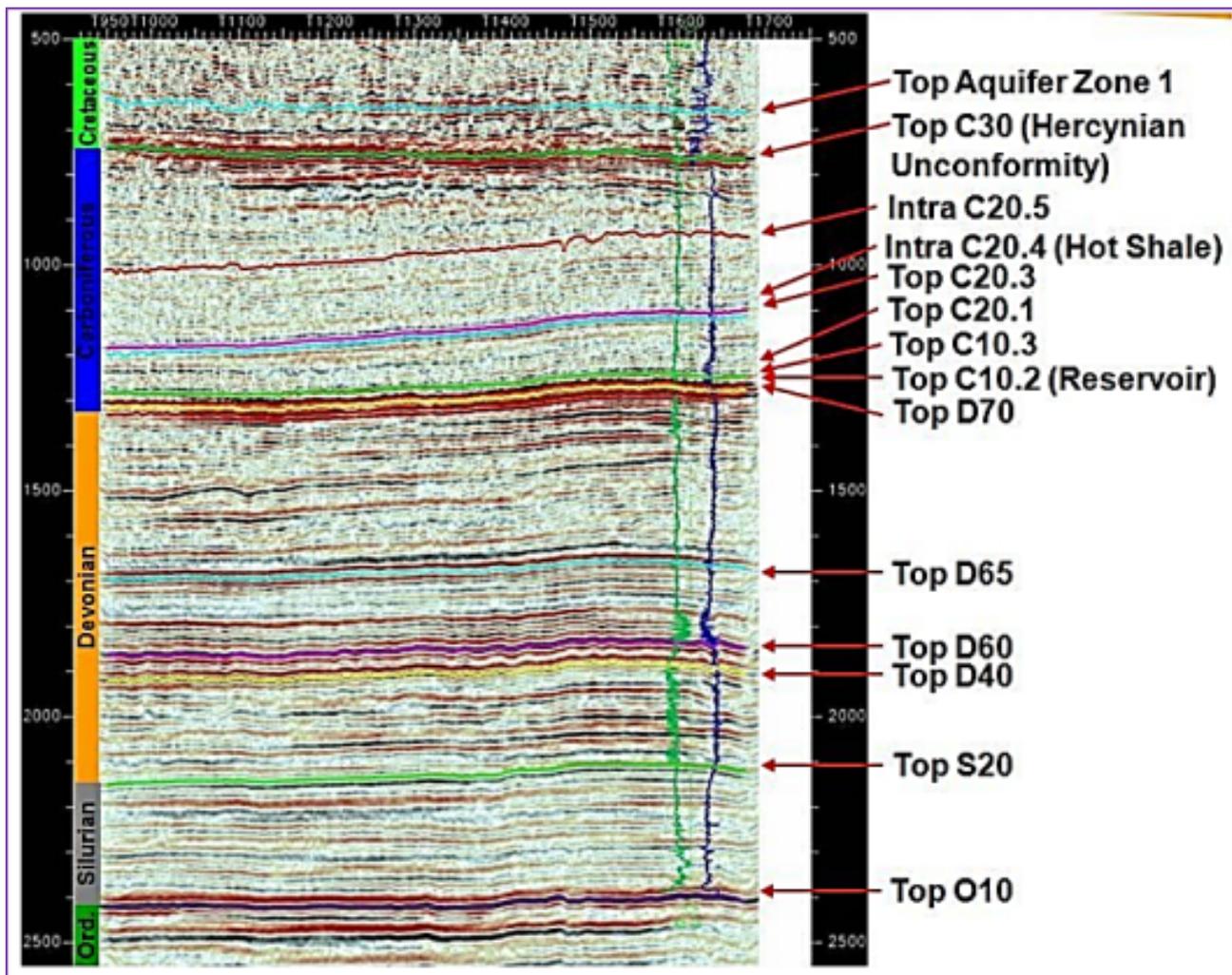


FIGURE 1.4 – nterprétation Sismique du champ de Krechba, illustrant les toits des différentes couches stratigraphiques, intégrant les 14 horizons du Dévonien et Carbonifère [1].

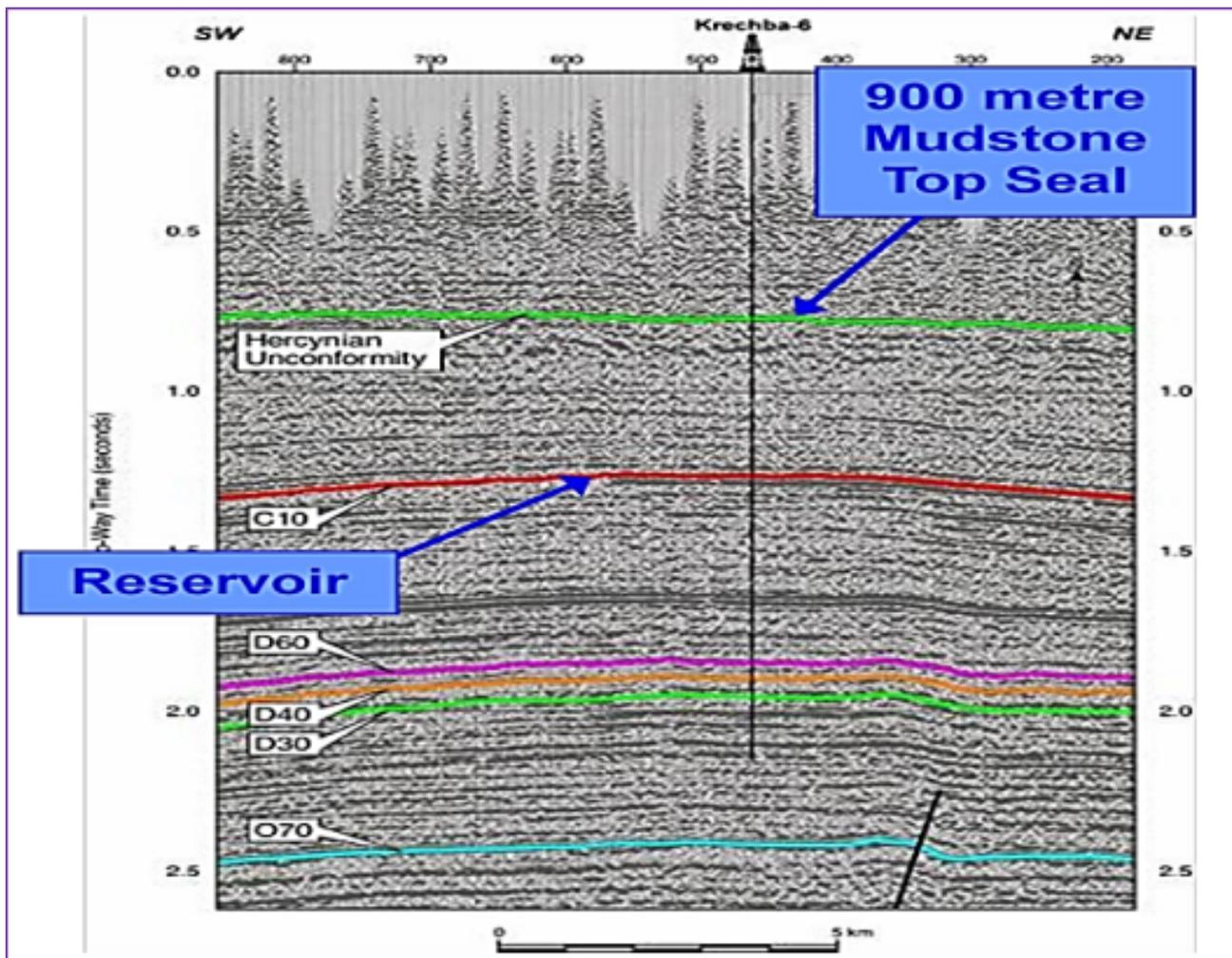


FIGURE 1.5 – Résultats de la Sismique prétraitement, identifiant le toit C10.2 du réservoir-Carbonifère et le toit de la roche couverture (caprock), [1]

Remarque :

Ci-dessous, on représente l'interprétation de la sismique-3D de 1997 en isobathes et en Isoposité pour les toits des 02 réservoirs, le C10.2 du Carbonifère et le D30 du Dévonien.

Le Toit C10.2 du réservoir-Carbonifère, constitue l'intérêt de notre objet d'étude, il s'agit du réservoir à partir duquel on produit du gaz naturel, et en même temps, on y injecte le CO₂ pour le stockage.

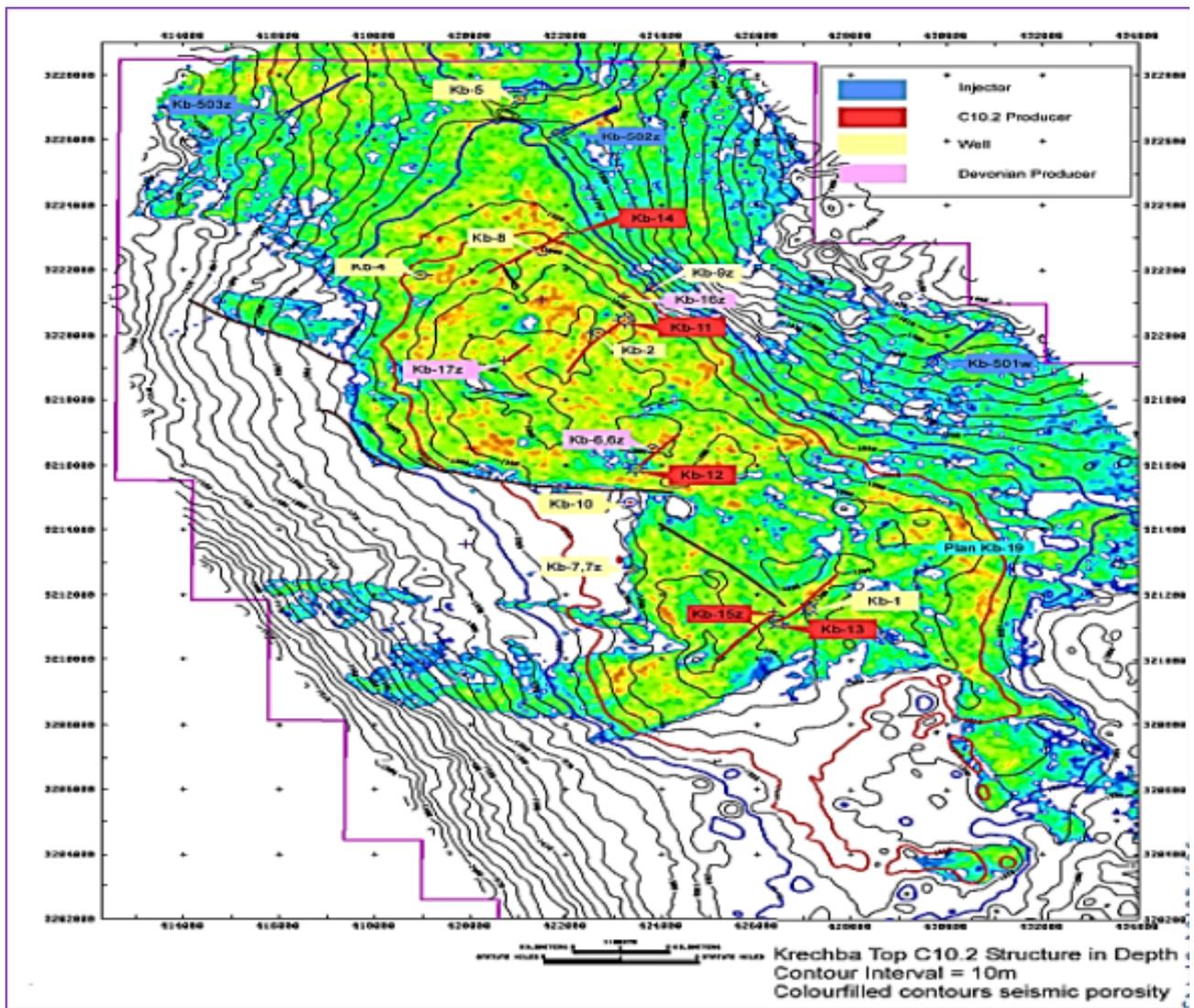


FIGURE 1.6 – Sismique-3D data1997 en Isobathes et Isoporosité du toit C10.2 du réservoir-Carbonifère de Krechba,[1]

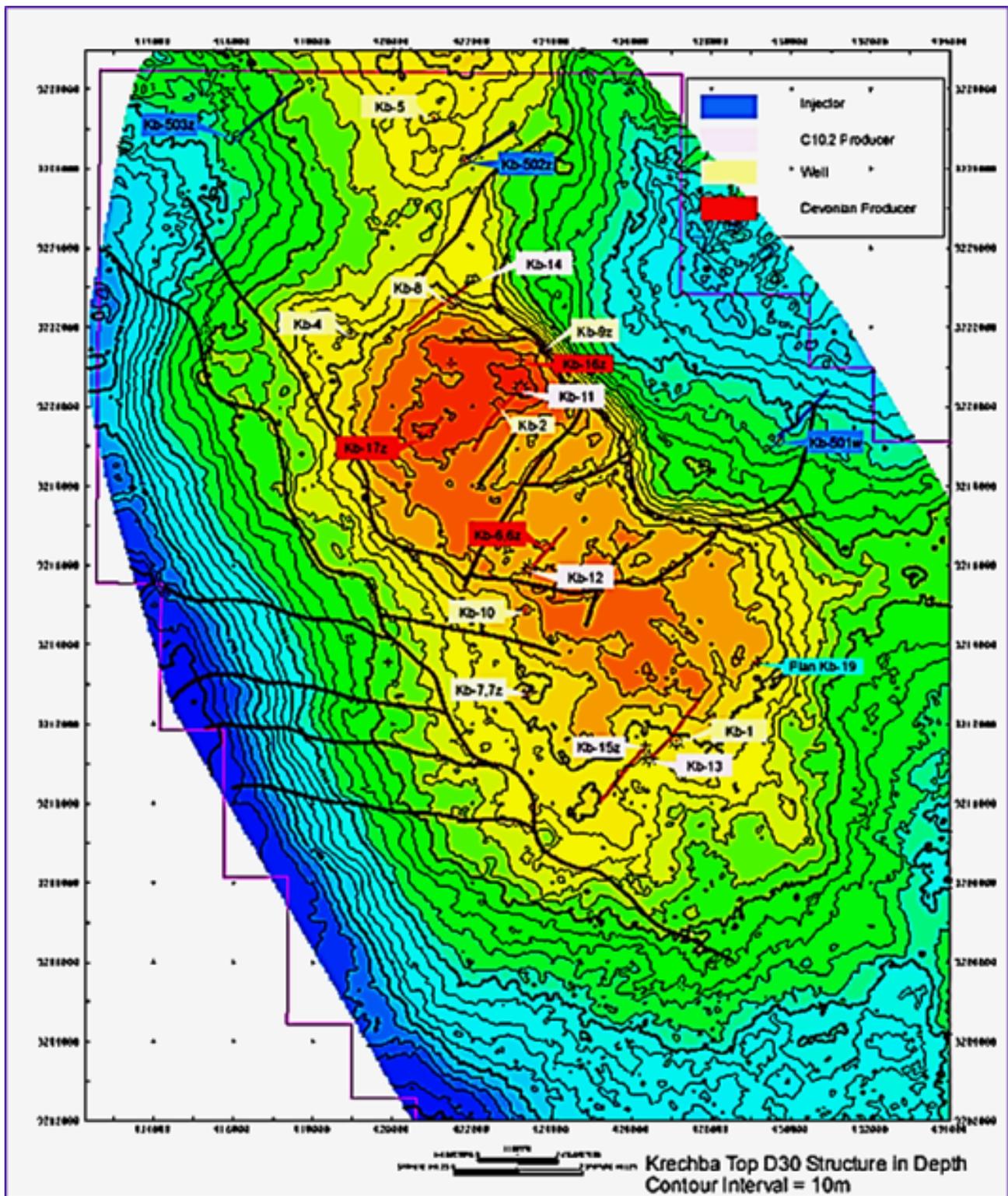


FIGURE 1.7 – Sismique-3D data1997 en Isobathes et Isoporosité du toit D30 du Réservoir-Dévonien de Krechba, [1]

Les résultats pétrophysiques du D30 du réservoir-Dévonien, présentés dans les 02 tableaux ci-dessus, sont obtenus par les essais sur carottes des anciens puits du champ de Krechba. Les valeurs des données sont obtenues en mode statique pour : la perméabilité (K.h), la porosité (Φ) en relation avec l'épaisseur ou la hauteur utile du réservoir (HCPT).

TABLE 1.1 – Résultats pétrophysiques du D30 du réservoir-Dévonien des puits du champ de Krechba, 2009 [1]

KRECHBA FIELD - PERMEABILITY THICKNESS (K x h) and HYDROCARBON PORE THICKNESS (Gross Thickness x NTG x PHI x (1 - SW))													
Well	Carboniferous C10.2			Emsien D55			Seigenien D40U		Seigenien D40L		Seigenien D40 (Total)		
	2009 KH mDm	2009 HCPT m	2000 HCPT m	2009 KH mDm	2009 HCPT m	2000 HCPT m	2009 KH mDm	2009 HCPT m	2009 KH mDm	2009 HCPT m	2009 KH mDm	2009 HCPT m	2000 HCPT m
KB-2	592.2	2.067	2.58	0	0	0.004	0.21	0.123	4.71	0.547	4.92	0.67	1.4
KB-4	276.7	1.842	1.79	0	0	0.029	0.38	0.241	0	0	0.38	0.241	0.89
KB-5	82.8	0.209	0	0	0	0	1	0.289	0	0	1	0.289	0.464
KB-6	511.1	2.119	2.82	0	0	0.008	1	0.504	138.6	0.349	139.6	0.853	3.16
KB-7	64.9	0.508	0.6	0.39	0.091	0.089	0.65	0.225	0	0	0.65	0.225	2.02
KB-8	24.7	1.01	1.094	0	0	0	8.7	1.029	1.74	0.398	10.44	1.427	2.4
KB-9Z	367.3	0.458	0.445										
KB-10	0	0	0	0.17	0.061	0.107	0.328	0.182	1.5	0.103	1.828	0.285	1.82
SUM		8.213	9.329		0.152	0.237		2.593		1.397		3.99	12.154
Comparison: 2009 / 2000 (%)		88.0				64.1							32.8
KB-6Z				0	0		0.32	0.19	96.8	0.357	97.12	0.547	
KB-7Z							0.36	0.143	0	0	0.36	0.143	
KB-16Z	55.7	0.58									0.226	0.073	
KB-17Z	466	2.812									3.29	0.248	

	Gedinnian D30			Gedinnian D20			Gedinnian D10		
	2009 KH mDm	2009 HCPT m	2000 HCPT m	2009 KH mDm	2009 HCPT m	2000 HCPT m	2009 KH mDm	2009 HCPT m	2000 HCPT m
KB-2	64.6	1.734	2.4	12.8	0.34	0.61	2.57	0.213	1.58
KB-4	108.3	0.291	1.21	51.1	0.534	0.59	7.29	0.989	2.23
KB-5	255.5	0.878	0.3	59.5	0.507	0.38	15.3	0.088	0.17
KB-6	108.4	1.125	0.95	75.1	0.432	0.45	17.21	0.15	0.82
KB-7	595.4	2.047	1.728	5.75	0.396	0.415	43.1	0.593	1.769
KB-8	38.52	0.591	0.638	37.8	0.417	0.355	12.95	0.111	1.59
KB-9Z									
KB-10	79.38	1.27	1.57	12.76	0.189	0.209	0	0	0
SUM		7.936	8.796		2.815	3.009		2.144	8.159
Comparison: 2009 / 2000 (%)			90.2			93.6			26.3
KB-6Z	102.51	0.589		30.65	0.418		22.06	0.089	
KB-7Z	80.46	0.402							
KB-16Z	45.82	0.463		40.08	0.235		0.336	0.065	
KB-17Z	74.01	0.971		28.65	0.288				

Chapitre 2

CONCEPT TECHNOLOGIQUE DE CAPTURE ET GEOSÉQUESTRATION DU CO_2

2.1 Introduction

La capture et le confinement du CO_2 provenant des activités industrielles visant à réduire son émission dans l'atmosphère et atténuer son effet de serre sont encore à l'étape expérimentale. Les nouvelles méthodes industrielles liées à la séquestration géologique du CO_2 ne sont pas entièrement maîtrisées, du moment qu'elles soulèvent des questions relatives aux risques technologiques, environnementaux et organisationnels, ainsi que leurs impacts sur la santé publique humaine, l'environnement et l'économie.

De la capture du CO_2 à son transport et son injection dans les réservoirs géologiques souterrains où il est piégé, les risques géochimiques, géophysiques et technologiques, encore mal compris, sont cruciaux, d'autant plus que le comportement réactif et interactif du CO_2 dans les environnements géologiques peu connus est loin d'être totalement maîtrisé. Par conséquent, il est essentiel de développer une approche proactive et globale d'analyse des risques pour mieux contrôler, en amont, le processus technologique de toute la chaîne logistique de capture, transport et stockage du CO_2 (CTSC).

L'utilisation des anciens réservoirs géologiques souterrains relatifs aux gisements de pétrole et gaz, déjà épuisés, constitue l'une des solutions techniques les mieux avancées jusqu'à lors, permettant ainsi le stockage de quelques 500 à 2 000 Gt (milliards de tonnes) de CO_2 pour un coût assez attractif de quelques euros par tonne. D'autre part, le stockage dans les réservoirs géologiques constitués par les aquifères salins profonds, favorise un enfouissement semble-t-il efficace entre 320 et 10 000 Gt, soit dix fois plus que les autres réservoirs géologiques traditionnellement retenus, parmi lesquels les veines de charbon inexploitées et les roches basiques et ultrabasiques.

La grande capacité offerte par les aquifères salins est due aux interactions physico-chimiques, de nature thermo-hydro-mécano-chimique (THMC) entre le CO_2 , la saumure et la roche piégeant le CO_2 par des phénomènes de dissolution et de précipitation. Cette solution est préférentiellement recherchée par les industriels en raison de sa grande capacité de piégeage du CO_2 , de sa structure étanche et de sa bonne répartition à l'échelle de la planète, mais tout en gardant

à l'esprit les risques d'accidents industriels, physicochimiques et géologiques avérés mettant en jeu la sensibilité du CO_2 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 géosequestration du CO_2 sont contrebalancés par les risques qu'elle génère, et dont le débat demeure encore sujet à une forte discussion au plan géologique et écologique.

Tout compte fait, cette technique de Capture et GéoSéquestration du Carbone constitue une nouvelle technologie émergente, est appelée à être développée, par des études de simulations visant la construction d'un modèle prototype théorique et dynamique, dans les meilleurs délais pour prendre un caractère opérationnel, dans l'objectif prioritaire d'agir efficacement sur les émissions de CO_2 anthropiques. C'est la raison pour laquelle que cette nouvelle technologie doit impérativement démontrer à la fois sa faisabilité et son innocuité, tant en termes de sécurité et d'impact environnemental dans le long terme.

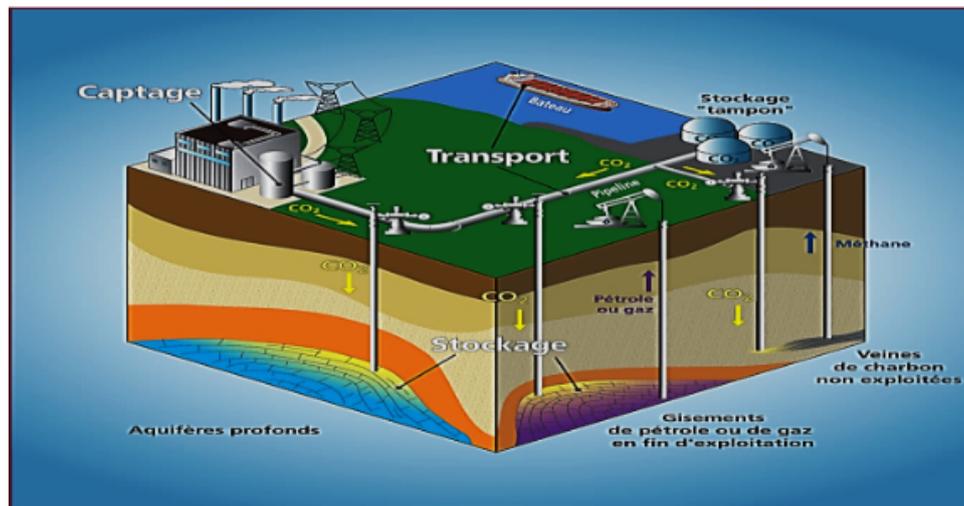


FIGURE 2.1 – Schéma d'installation d'une centrale de Capture, Transport et GéoSéquestration du Carbone [5]

2.2 Le captage du CO_2

Le premier maillon de la chaîne de la capture et du stockage du dioxyde de carbone (CSC), procède en premier lieu par un processus de séparation industrielle, qui s'effectue principalement dans les industries à forte émission de CO_2 telles que les centrales électriques, les installations thermiques fonctionnant aux combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) et les cimenteries et les raffineries, où trois principales méthodes sont envisagées : la postcombustion, l'oxycombustion et la précombustion.

- La postcombustion implique la séparation du CO_2 pour sa capture après injection de l'air à la réaction de combustion, cette technique est adaptée aux installations existantes avec des coûts de démarrage relativement bas, mais avec une consommation énergétique élevée.
- La précombustion, elle implique la séparation de H_2 du CO_2 pour leur capture après injection de l'air, l' O_2 et la vapeur, utiles à la réaction de gazéification et reformage, permettant ainsi des taux de capture élevés, mais exigeant des équipements spécifiques et entraînant des surcoûts initiaux plus élevés.
- L'oxycombustion, implique la capture du CO_2 par séparation de l' O_2 atmosphérique, comme agent comburant, et son injection pour la réaction de combustion, offrant des

taux de capture plus élevés, mais nécessitant des équipements spécifiques et entraîne des coûts supplémentaires.

Cependant, le choix à adopter parmi ces trois principales méthodes, retenues jusqu'à lors, dépend fondamentalement des caractéristiques de chaque type d'installation industrielle, des coûts associés et des objectifs de réduction des émissions de CO_2 .

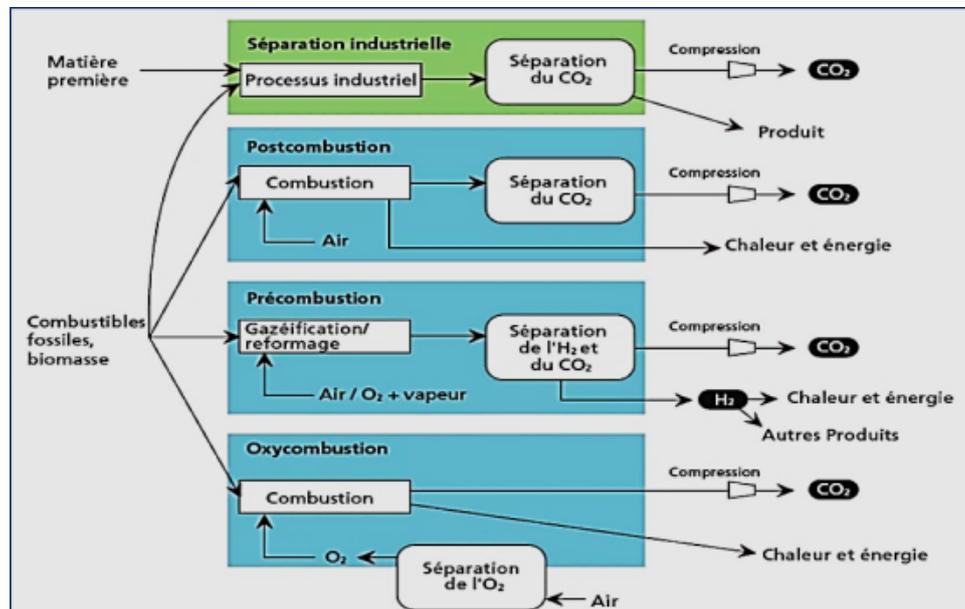


FIGURE 2.2 – Principaux procédés et systèmes de captage de CO_2 (GIEC, 2005) [6]

2.3 Le transport

Le transport du dioxyde de carbone (CO_2) provenant des installations industrielles vers les sites de stockage souterrain peut éventuellement nécessiter des distances considérables, d'autant plus que ces sites ne sont pas toujours proches des installations émettrices ayant déjà procédé à la séparation.

En effet, il est souvent préférable de le transporter à l'état supercritique, ce qui réduit son volume tout en maintenant sa viscosité à un niveau similaire à celle d'un gaz à haut niveau de compression, tout en veillant à la limitation des pertes de charge. Ce processus de transport est semblable à celui d'autres substances comme le gaz naturel, généralement acheminé vers les sites de stockage à travers des pipelines enterrés, dont les caractéristiques doivent être soigneusement choisies en fonction des conditions spécifiques adéquates au transport du CO_2 , telles que le niveau de pression, le taux d'humidité et la durée d'utilisation envisagée.

Les risques associés à ces installations sont bien identifiés et bénéficient déjà d'une expérience considérable acquise dans le domaine du transport de gaz. Pour des quantités plus faibles de CO_2 , des moyens alternatifs comme des camions citernes ou des navires spécifiques peuvent être utilisés pour transporter du CO_2 à l'état liquide vers les sites de stockage.

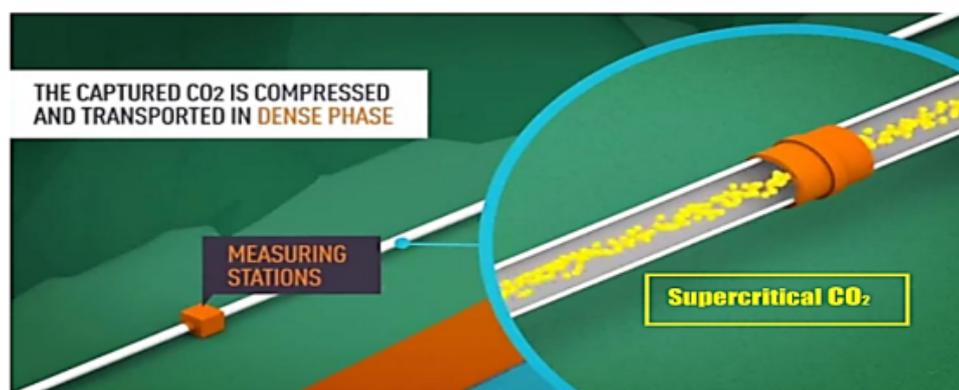


FIGURE 2.3 – Schéma montrant le transport du CO_2 sous sa forme supercritique via des pipelines.[7]

2.4 Injection

Bien que la phase d'injection constitue un processus d'une extrême importance faisant partie de la chaîne CTSC, est parfois vue comme une étape distincte pour plus de clarté. Son importance s'étend sur toute la durée de vie de la filière, tant pour la phase d'injection initiale que pour la phase post-fermeture. Cependant, cette opération est particulièrement sensible sur le plan de la sécurité, et nécessite des techniques pétrolières existantes bien adaptées en raison des caractéristiques spécifiques du CO_2 .

Les futurs puits d'injection de CO_2 devraient s'inspirer des technologies actuelles utilisées dans l'extraction du gaz naturel, avec un cuvelage métallique cimenté et une colonne d'injection équipée de dispositifs de sécurité. La stratégie d'injection se fera typiquement à des profondeurs limites, d'au moins 800 mètres, pour maintenir le CO_2 à l'état supercritique, avec des débits d'injection nécessitant des diamètres de tubage d'environ 25 centimètres. Des puits de contrôle supplémentaires pourraient être envisagés pour surveiller la pression et la composition de l'eau afin de détecter toute éventuelle fuite potentielle de CO_2 vers des niveaux supérieurs.

2.5 La phase finale de la chaîne CTSC

Le stockage du CO_2 , implique d'abord sa compression, son transport puis son injection dans le réservoir via un ou plusieurs puits d'injection. Conçu pour être le maillon le plus durable de la filière CTSC. Toutefois, le stockage représente un défi majeur en raison de sa longévité potentielle, atteignant des milliers d'années. Cette durabilité exige des normes strictes, bien que le retour d'expérience soit limité, le site de stockage de CO_2 le plus ancien, se situe à Sleipner en Norvège, il est opérationnel depuis déjà 1996.

Les sites de stockage doivent être judicieusement choisis, car ils sont destinés à retenir le CO_2 injecté pendant une durée géologique de l'ordre de milliers d'années sans aucune fuite vers les ressources de surface ou souterraines adjacentes.

Les formations géologiques appropriées et hautement recommandées sont les aquifères salins profonds, les réservoirs de pétrole et de gaz et les couches profondes de charbon. Bien que les océans profonds aient une grande capacité de stockage, se caractérisant de problèmes techniques de sécurité, de responsabilité et d'environnement (Leung et al. 2014).

Les couches de charbon possèdent également une intégrité de stockage, une faisabilité technique

et une capacité relative inconnue qui nécessitent des travaux d'expertise au moyen d'une évaluation plus approfondie avant d'être reconnues comme un bon site de stockage.

Les aquifères, en revanche, demeurent l'une des options les plus intéressantes en raison de leur grande capacité de stockage, mais toujours est-il, une évaluation détaillée de leur intégrité, leur coût, leur stockage et de leur faisabilité technique doit être réalisée avant de prendre une décision définitive.

Les réservoirs d'hydrocarbures épuisés, constituent le meilleur choix en raison de leur nature géologique, du moment qu'ils ont abrité les hydrocarbures pendant des millions d'années, et de ce fait, ils constitueraient d'excellents candidats aux sites de stockage du CO_2 une fois injecté, d'autant plus qu'ils disposent également d'importantes infrastructures adéquates, déjà en place, nécessaires à l'injection le CO_2 .

D'un point de vue purement technique, un site de stockage approprié doit satisfaire aux conditions requises suivantes :

- Une capacité suffisante pour le stockage,
- Une bonne injectivité pour l'injection à des taux requis,
- Un confinement assez solide pour éviter les éventuelles fuites.

2.6 Les problèmes de fuite/d'intégrité

Pour répondre à ces trois exigences, la formation géologique choisie pour le stockage, doit être suffisamment profonde, >800 mètres au moins, avec une roche épaisse d'étanchéité élevée pour pouvoir contenir le CO_2 et le maintenir à un niveau de stabilité requise pendant une longue période géologique.

Comme indiqué précédemment, pour confirmer qu'un site constitue un bon candidat convenant parfaitement à l'injection du CO_2 pour stockage. Il faut veiller impérativement et de manière stratégique que les sites de stockage du CO_2 doivent être examinés par des travaux d'expertises très poussés, respectant les normes standard de sécurités à différentes échelles, à savoir l'échelle du réservoir dans le bassin sédimentaire en rapport avec la région régionale.

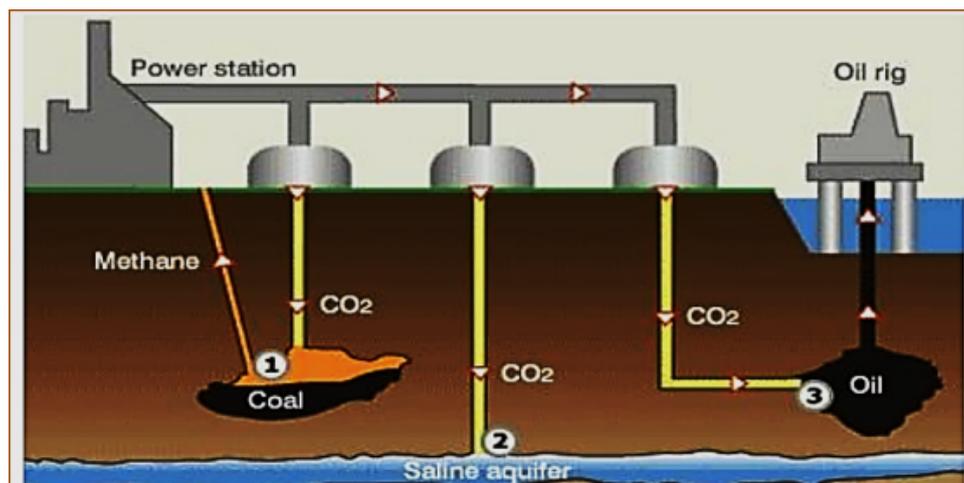


FIGURE 2.4 – Schéma de sites de stockage du CO_2 à l'intérieur d'un gisement d'hydrocarbure déjà épuisé, d'un aquifère salin ou d'un gisement de charbon dans le cadre de la récupération du méthane [7],

2.7 Les lieux de stockage envisageable

Plusieurs milieux géologiques sont envisagés pour le stockage du CO_2 tels que [2] :

- Les aquifères salins profonds, susceptibles de pouvoir accueillir à eux seuls, jusqu'à 10.000 Gt- CO_2 , soit en théorie plus que la totalité du CO_2 qui doit disparaître du cycle atmosphérique au cours du XXI^e siècle.
- Les gisements d'hydrocarbures épuisés, jusqu'à 900 Gt- CO_2 .
- Les veines de charbons inexploitées, jusqu'à 200 Gt- CO_2 .
- Les roches basiques et ultrabasiqes, potentiel non encore quantifié.

Chapitre 3

TECHNOLOGIE D'UTILISATION DU CO₂

3.1 Introduction

La libération du dioxyde de carbone (CO₂) dans l'atmosphère est considérée comme le principal moteur du changement climatique, générant l'effet de serre, déclenché depuis plus de trois décennies, associé à d'autres gaz tels que le SO₂, CH₄, NO₂ et l'O₃. Cependant, Le stockage géologique du CO₂ dans des aquifères salins profonds est proposé par l'ensemble des experts comme une solution d'atténuation du changement climatique (IPCC 2005). Dans les aquifères salins profonds, le CO₂ peut être piégé structurellement - par dissolution dans les eaux de formation, - par des forces capillaires (piégeage résiduel) ou - par minéralisation. Les paramètres de piégeage sont directement influencés par l'interaction de la roche réservoir ou celle de la formation de la roche couverture avec le CO₂ et les aquifères salins en termes d'interactions CO₂/eau/roche et des caractéristiques liées aux modes de transport des fluides.

3.2 DÉFINITION DU CO₂

Le dioxyde de carbone (CO₂) est un gaz incolore et inodore, présent naturellement dans l'atmosphère terrestre sous forme d'un composé chimique constitué d'un atome de carbone lié de façon covalente à deux atomes d'oxygène. C'est un gaz à effet de serre, c'est-à-dire qu'il absorbe une partie des rayons infrarouges émis par la surface de la Terre, contribuant ainsi à réchauffer la température moyenne de la planète.

3.2.1 Caractéristiques principales

- **Formule chimique** : CO₂
- **Propriétés** : Incolore, inodore, non inflammable
- **Solubilité** : Soluble dans l'eau, formant de l'acide carbonique (H₂CO₃),
- **Densité** : Plus dense que l'air.

3.2.2 Sources du CO₂

3.2.2.1 Naturelles

- Respiration des organismes vivants,
- Décomposition de la matière organique et transpiration de la surface terrestre,
- Éruptions volcaniques,
- Échanges avec les océans.

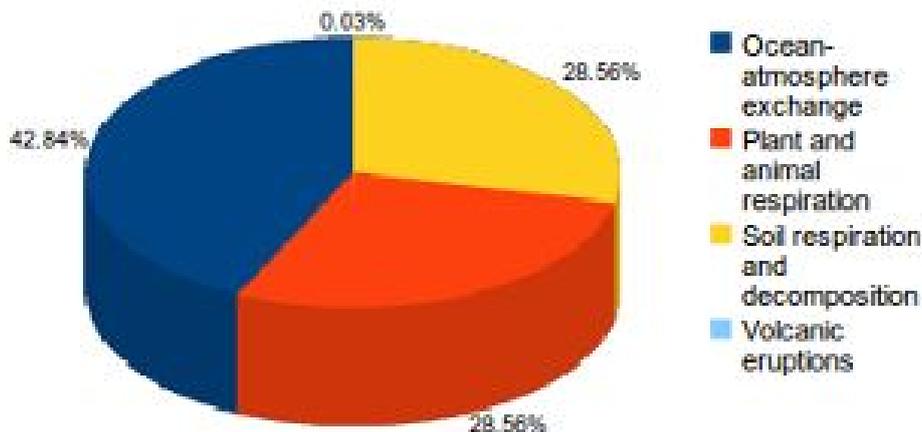


FIGURE 3.1 – Répartition des sources naturelles du CO₂ [8]

3.2.2.2 Anthropiques (humaines)

- Utilisation des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel),
- Changement des pratiques culturales et déforestation (réduction des forêts absorbant le CO₂),
- Activités industrielles (cimenteries, production de fer et d'acier, ...).

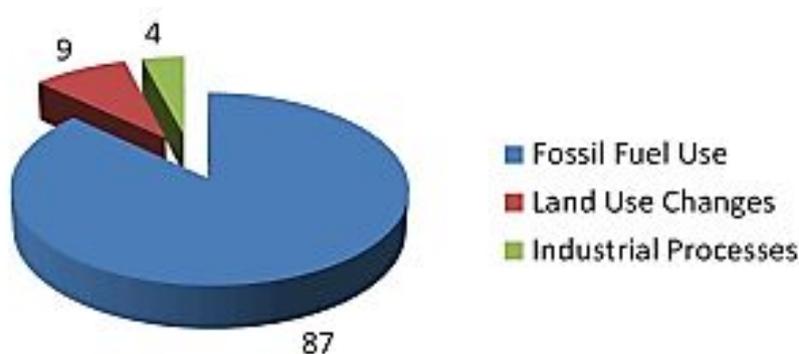


FIGURE 3.2 – Répartition des sources Anthropiques du CO₂, [9]

3.3 LA TECHNIQUE DU CO₂ SUPERCRITIQUE

L'utilisation du gaz carbonique (CO₂), qui dans certaines conditions de pression et de température, se comporte comme un solvant. Cette technique connue depuis environ 25 ans dans

l'industrie, présente de nombreux intérêts.

Lorsqu'un fluide est placé dans des conditions de température et de pression supérieures au point critique, il entre dans un état dit supercritique. C'est un état qui n'existe pas à l'état stable et propre dans la nature : il faut placer le fluide dans ces conditions de température et de pression appropriées pour qu'il apparaisse. Les changements d'état gaz/fluide supercritique et liquide/fluide supercritique se font de manière continue. Les fluides supercritiques ont des propriétés différentes de celles d'un gaz ou d'un liquide, mais qui sont comprises entre les deux. Ils ont une viscosité proche de celle d'un gaz, une densité proche de celle du liquide avec un pouvoir de diffusivité très élevé par rapport au liquide. Ce qui facilite leur pénétration dans les milieux poreux.

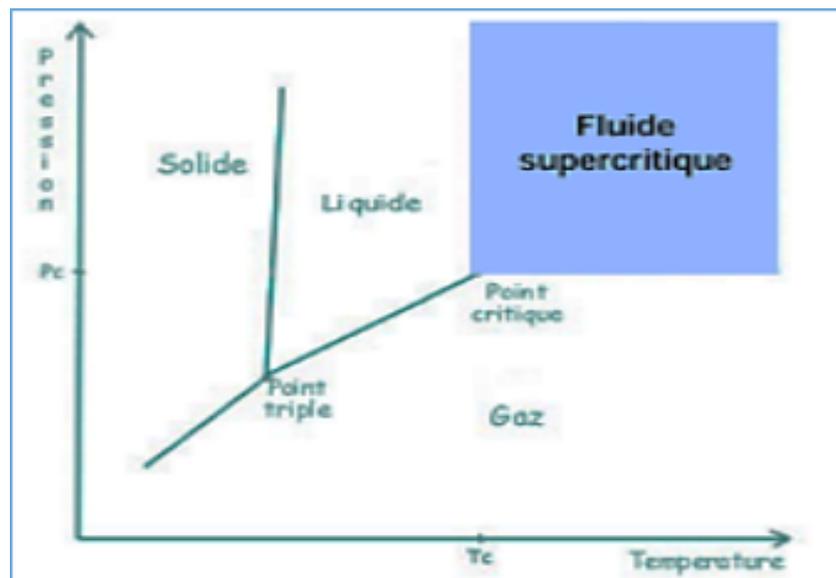


FIGURE 3.3 – Diagramme de phases des fluides, [10]

	Densité $\rho(g.cm^{-3})$	Viscosité $\mu (Pa.s)$	Diffusivité ($cm^2.s^{-1}$)
GAZ	0,6.10 ⁻³ à 2.10 ⁻³	10 à 30	1.10 ⁻¹ à 4.10 ⁻¹
Fluide supercritique	0,2 à 0,5	10 à 30	0,1.10 ⁻³ à 1.10 ⁻³
Liquide	0,6 à 1,6	200 à 3000	0,2.10 ⁻⁵ à 2.10 ⁻⁵

TABLE 3.1 – Comparaison des propriétés d'un gaz, fluide supercritique et liquide

Le fluide supercritique possède plusieurs avantages par rapport au liquide :

- Un grand coefficient de diffusivité et un petit coefficient de viscosité
- Absence de tension de surface, ce qui augmente le pouvoir de pénétration du fluide supercritique.

3.3.1 CO₂ supercritique

D'une manière générale, le CO₂ supercritique permet de solubiliser des composés apolaires et de faibles poids moléculaires. Grâce à sa faible température critique (Tc de 31° C), le CO₂ se place en tête des fluides supercritiques industriels : il permet de développer des procédés à

basse température pour des produits thermosensibles. Comparativement à l'hexane, qui est un solvant fréquemment utilisé en agro-alimentaire, le CO₂ supercritique, n'est pas inflammable et pose moins de problèmes de sécurité. Sa densité à 31,1°C et 73,8 bars est d'environ 0,47 g.cm⁻³, et celle de l'hexane à 20°C, sous pression atmosphérique, est de 0,66 g.cm⁻³, comparativement à l'eau = 1.

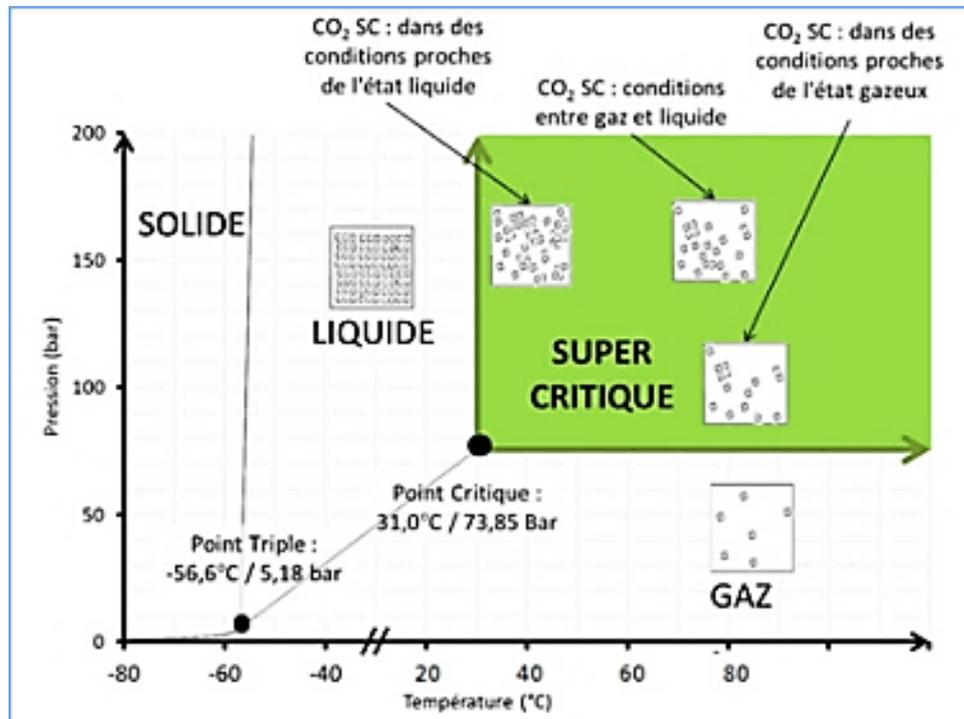


FIGURE 3.4 – Diagramme de phases du CO₂,[11]

Le CO₂ supercritique présente de nombreuses propriétés qui en font un solvant de meilleur choix :

- Pas de solvant résiduel à la fin du traitement (évacuation sous pression atmosphérique) ; Non toxique.
- Chimiquement inerte,
- pas de problèmes d'oxydation du produit,
- Inodore,
- Non inflammable,
- Basse température critique.

Comme tout fluide en état supercritique, il possède des propriétés d'un fluide, comprises entre un état gazeux et un état liquide, où la transition de phase entre l'état liquide et l'état gazeux est impossible en raison d'égales densités du liquide et du gaz. Et on peut moduler ses propriétés en changeant les paramètres extérieurs (température et/ou pression). On dit qu'il a un pouvoir solvant « à géométrie variable ». Par exemple, la densité d'un fluide supercritique peut varier de la densité d'un gaz à la densité d'un liquide en modifiant la pression exercée sur le fluide. Cette variation permet de dissoudre de manière sélective un composé au détriment de l'autre, ce qui permet d'obtenir un seul composé, recherché, lors de l'extraction.

3.4 MÉCANISMES DE PIÉGEAGE

La séquestration du dioxyde de carbone (CO₂) dans les aquifères, commence principalement par le déplacement des fluides, où le CO₂, moins dense que l'eau, se concentre dans les parties supérieures de la formation. Avec le temps, généralement pendant des décennies, le CO₂ se dissout dans l'eau de l'aquifère, formant de l'acide carbonique, ce qui abaisse le pH et favorise des réactions géochimiques avec les minéraux du réservoir, conduisant à la formation de carbonates solides. Sur une échelle des temps beaucoup plus longs, de plusieurs siècles à plusieurs milliers, voire des millions d'années, ces réactions deviennent prédominantes, piégeant le CO₂ sous une forme bien minéralisée. Parallèlement, le piégeage résiduel se produit lorsque des bulles de CO₂ sont emprisonnées dans les pores de la roche, réduisant ainsi leur mobilité. Ces mécanismes combinés assurent une séquestration efficace et stable du CO₂ à long terme, avec une surveillance continue et vigilante pour garantir la sécurité et la conformité du stockage.

3.4.1 Le piégeage structural

C'est la forme du piégeage la plus dominante au départ, l'état supercritique du CO₂ dans les conditions du réservoir, permet au CO₂ d'être le liquide le plus flottant présent dans l'espace interstitiel et s'infiltrer à travers les roches poreuses jusqu'à ce qu'il soit entièrement piégé par la roche de couverture imperméable.

La pression d'injection doit être inférieure à la pression de fracturation hydraulique. La pression d'injection maximale doit être également inférieure à la pression capillaire, seuil d'entrée à la roche de couverture. Ce processus est communément appelé piégeage hydrodynamique.

3.4.2 Piégeage résiduel

Le piégeage résiduel se produit lorsque le panache du CO₂, traverse les roches poreuses, car de petites quantités de CO₂ sont déconnectées et piégées dans les espaces interstitiels, piégées par la tension superficielle et deviennent plus prédominantes après l'arrêt de l'injection de dioxyde de carbone. Il ne peut pas se produire dans les pièges structuraux et stratigraphiques, où seul le drainage de l'eau se produit lorsque le dioxyde de carbone est injecté.

Les principaux paramètres pétrophysiques influençant ce type de stockage sont la perméabilité relative, à caractère d'hystérésis, exprimant un état d'une roche poreuse à forte préférence de mouillabilité (sous l'effet d'une phase de changement de saturation de drainage à un processus d'imbibition) et la saturation résiduelle d'une phase non mouillante est soumise au piégeage par la phase mouillante.

3.4.3 Le piégeage de la solubilité

Il consiste en un processus continu et dépendant du temps par lequel le dioxyde de carbone peut se dissoudre dans l'eau salée de formation, déjà présente dans la roche poreuse par diffusion, convection et dispersion. Le taux de piégeage de la solubilité dépend principalement de la quantité de dioxyde de carbone entrant en contact avec l'eau de formation non saturée en dioxyde de carbone. Une fois le processus de migration arrêté, il n'y a plus d'écoulement naturel de l'eau et la diffusion devient donc le principal processus de piégeage de la solubilité, car à ce stade, la dispersion s'arrête. L'eau saturée en dioxyde de carbone est plus lourde que l'eau de formation d'origine à 1% de teneur, et coule donc au fond de l'aquifère au fil du temps, sécurisant

ainsi le stockage du dioxyde de carbone, ce qui entraîne que le piégeage de la solubilité n'est pas soumis à la flottabilité, et donc peu susceptible de se libérer. Ce mécanisme dépend de la salinité, la température et la pression de l'aquifère.

3.4.4 Le processus de piégeage des minéraux

Il en résulte du fait que le dioxyde de carbone dissout dans l'eau forme un acide carbonique. Sur une longue période, cet acide carbonique, peut réagir avec les minéraux de l'aquifère pour former des minéraux carbonatés solides. Un exemple à grande échelle de minéralisation est celui des falaises blanches du Douvres (white cliffs of Dover), côte anglaise-Est, comme le montre la figure 3.5 ci-après, formant de nos jours une importante roche calcaire d'origine organo-minérale : une craie blanche de meilleure qualité, composée entièrement de CaCO₃.

La séquestration du dioxyde de carbone par piégeage des minéraux varie considérablement selon le type de roche et la composition minérale et le piégeage du dioxyde de carbone réduit la porosité de l'aquifère, affectant ainsi sa perméabilité et son injectivité. Seules des simulations numériques à l'échelle locale et à l'échelle du site, peuvent estimer la quantité de dioxyde de carbone stockée et le délai de son stockage sous l'effet de ce piégeage. Ce processus est très lent et peut prendre des siècles, voire des milliers à des millions d'années pour atteindre le niveau de stabilité et l'état d'équilibre naturel.

Le but de la séquestration du CO₂ dans les aquifères, est de garder ce gaz piégé dans les formations géologiques souterraines ou dans les profondeurs des océans pendant de longues périodes d'échelle historique ou géologique (des centaines à des milliers d'années), et réduire le risque de fuite du CO₂ dans l'atmosphère. Les mécanismes évoqués précédemment, représentent une cause potentielle de fuite du CO₂, où le risque de fuite se concentre essentiellement à travers les joints entre les couches et les microfractures des roches.

Le mécanisme de piégeage du CO₂ demeure le plus élevé, car le dioxyde de carbone est très susceptible de migrer à travers la roche couverture en présence de fissurations et des microfractures résultées des pressions géomécaniques, générées par les contraintes tectoniques, associées à des processus géochimiques. Cependant,

- Le mécanisme de piégeage de la solubilité est favorable à un stockage sûr du CO₂, ce cas a été beaucoup plus vérifié dans les aquifères salins.
- Le piégeage résiduel est un mécanisme de stockage sûr en raison de la non-mobilité du CO₂ présents dans les pores de la formation.
- Le piégeage des minéraux est le meilleur mécanisme de stockage du CO₂, qui demeure le plus sûr dans les aquifères, du moment que le gaz est converti en minéraux carbonatés représentant l'état le plus stable de la matière minérale à l'échelle des temps géologiques. Le seul inconvénient de ce type de mécanisme est que ce processus est très lent et prend beaucoup plus de temps, parfois des siècles, mais souvent des milliers à des millions d'années, pour produire d'importantes quantités raisonnables de couches bien minéralisées. La Figure 3.5, d'après le rapport IPCC, 2005, montrant qualitativement l'augmentation de la sécurité du stockage avec le temps.

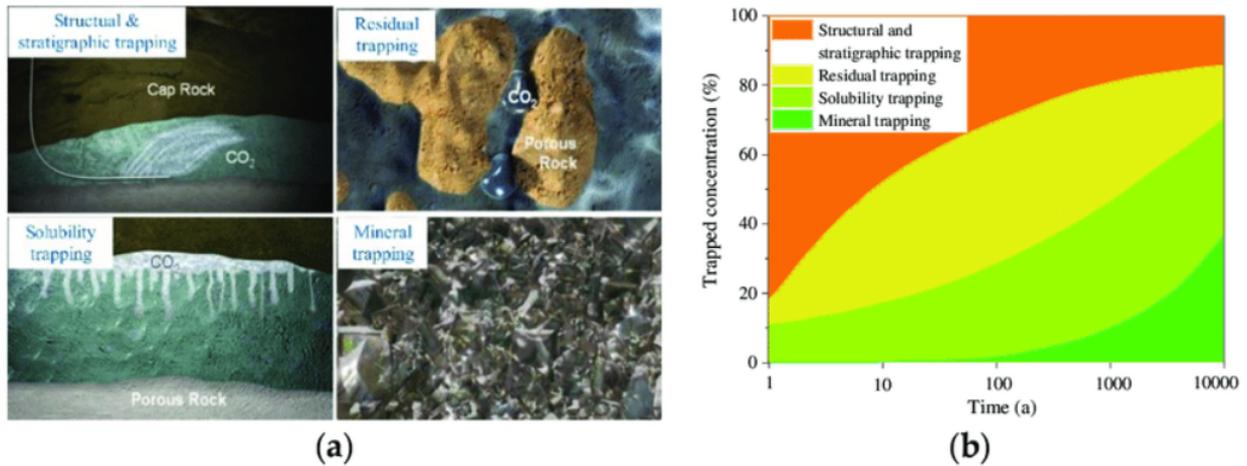


FIGURE 3.5 – a- quatre principaux mécanismes de piégeage du CO₂, b- la contribution de quatre mécanismes de piégeage du CO₂ au fil du temps. [12]

3.5 FACTEURS INFLUENÇANT LA CAPACITÉ DE STOCKAGE

3.5.1 Pression

Selon les lois universelles des gaz, si la pression du dioxyde de carbone diminue, son volume augmente. Ainsi, si un piège est rempli de dioxyde de carbone et que la pression dans ce piège diminue avec le temps, le dioxyde de carbone pourrait s'échapper dans l'aquifère sous-jacent. Cependant, la pression de l'eau et la pression capillaire doivent également être prises en compte pour déterminer la pression subie par le dioxyde de carbone lors du piégeage dans la formation géologique. En effet, ces pressions sont liées à la pression capillaire et à la saturation en eau selon l'équation.

$$P_{CO_2} = P_w P_{c(SW)}$$

Pour estimer la capacité de stockage du dioxyde de carbone d'un site, plusieurs paramètres doivent être pris en compte afin d'éviter une surestimation de cette capacité. La pression est considérée comme le facteur le plus important. Cette valeur clé dépend de la nature du site de stockage géologique. Par exemple, dans les aquifères salins profonds, la pression prise en compte pourrait être la pression capillaire maximale de la roche d'étanchéité ou une pression maximale qui pourrait entraîner une fuite à la surface de la roche ou de la formation.

3.5.2 Injectivité

L'injectivité mesure la capacité à injecter un fluide dans une formation géologique. Elle se caractérise par la vitesse à laquelle le dioxyde de carbone peut être injecté et la capacité de ce dernier à se déplacer depuis le puits d'injection. L'injectivité dépend principalement de la perméabilité et de la porosité de la formation géologique.

3.5.2.1 Définition de l'injectivité

L'injectivité est un facteur clé pour déterminer si un site est approprié ou non pour le stockage du dioxyde de carbone. Elle est définie comme le rapport entre le débit volumétrique du puits (Q) et la chute de pression correspondante), comme le montre l'équation suivante :

$$\text{Injectivité}' = \frac{Q}{\Delta P}$$

Il est important de noter que, bien qu'une pression d'injection plus élevée puisse augmenter la capacité de stockage du dioxyde de carbone, il existe des réglementations qui limitent la pression d'injection. Ces réglementations sont mises en place pour éviter les risques potentiels de fuite et pour garantir la sécurité du piège et l'efficacité du stockage du dioxyde de carbone.

3.5.3 Température

L'effet de la température sur le stockage du dioxyde de carbone (CO₂) est indirectement lié aux caractéristiques des lois universelles des gaz. À des températures plus élevées, la solubilité du CO₂ varie en fonction de la pression et du degré de la salinité de l'aquifère. En général, plus un aquifère est profond, plus la température et la pression augmentent, ce qui améliore la capacité de stockage du CO₂ en augmentant sa solubilité. Il a été calculé que la dissolution du CO₂ dans l'eau augmente la densité de celle-ci de 2 à 3 % pour une plage de températures comprise entre 5 et 300 °C.

La figure 3.6, illustre bien cette relation. On y constate que pour une salinité donnée, la solubilité du CO₂ dans une solution saline diminue lorsque la température passe de 25 °C à 80 °C à une pression de 10 MPa (100 Bars). Cela peut être expliqué par le fait que, initialement, une augmentation de la température réduit la capacité de la salinité à dissoudre le CO₂ à une pression constante. Toutefois, à des températures plus élevées, la solubilité du CO₂ augmente de nouveau.

La figure 3.6, montre également que la solubilité du CO₂ dans une solution saline est la plus élevée à la combinaison de température et de pression les plus élevées, en l'occurrence à 200 °C et 50 MPa. Cela simule les conditions des aquifères salins profonds, où la température et la pression augmentent avec la profondeur. Plus un aquifère est profond, plus la température et la pression y sont élevées, et plus la solubilité du CO₂ dans les aquifères salins est grande, rendant ainsi ces conditions idéales pour le stockage du CO₂.

Les aquifères salins profonds, caractérisés par des températures et des pressions plus élevées, sont les plus efficaces pour le stockage du CO₂ en raison de la solubilité accrue du CO₂ dans ces conditions. Cette solubilité maximale à des températures et des pressions plus élevées, indique que le choix des sites de stockage doit se concentrer sur ces caractéristiques pour optimiser entre la capacité de stockage et la stabilité du CO₂ injecté dans l'aquifère.

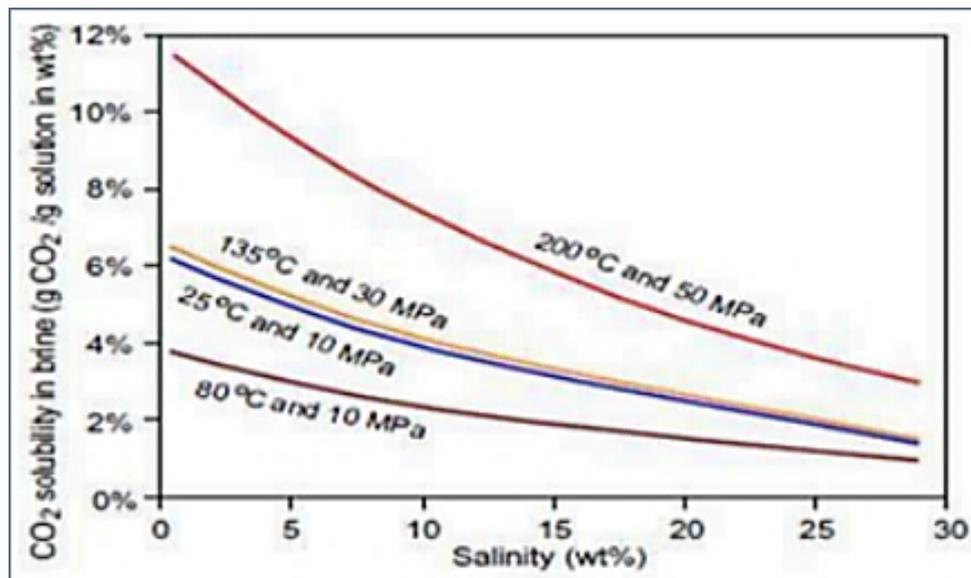


FIGURE 3.6 – Solubilité du CO₂ par rapport à la salinité à différentes températures et Pressions [13]

3.5.4 Perméabilité

La perméabilité d'un aquifère est cruciale pour le stockage du dioxyde de carbone (CO₂). Elle détermine la facilité avec laquelle le CO₂ peut être injecté et se déplacer à travers la formation rocheuse. Une perméabilité élevée signifie que l'eau et le CO₂ peuvent se déplacer plus facilement dans les pores de la roche, facilitant ainsi l'injection du CO₂.

La perméabilité est souvent étudiée en relation avec la porosité et l'épaisseur de l'aquifère. Les aquifères qui sont épais et poreux, avec une perméabilité élevée permettent un débit d'injection plus élevé, ce qui rend l'injection de CO₂ plus efficace. En d'autres termes, les aquifères avec une haute perméabilité sont mieux adaptés pour le stockage du CO₂.

Il est important de noter que la perméabilité, le débit d'injection et l'injectivité (capacité à injecter) sont interconnectés. Une augmentation de la perméabilité entraîne une augmentation du débit d'injection et de l'injectivité. Cependant, il est essentiel de gérer correctement la pression pour éviter les risques de fuite. Ainsi, ces facteurs doivent être équilibrés pour garantir un stockage aussi sûr que possible et efficace du CO₂. Une bonne perméabilité de l'aquifère est essentielle au stockage du CO₂. Elle doit être évaluée en rapport avec l'épaisseur, la porosité et la pression qui règne dans l'aquifère pour assurer une injection facile et éviter les risques potentiels qui pourraient survenir en cas d'un déséquilibre ces trois éléments.

3.6 PRÉSENTATION DES PUIXS DU CHAMP GAZIER DE KRECHBA

Le champ de Krechba, faisant partie du grand gisement gazier d'In Salah, comprend en total 28 puits, Ci-joint, une distribution de ces différents puits sur une image satellite du champ de Krechba est représentée sur Map-KBA par la figure 3.7 ci-après (Document officiel d'ISG).

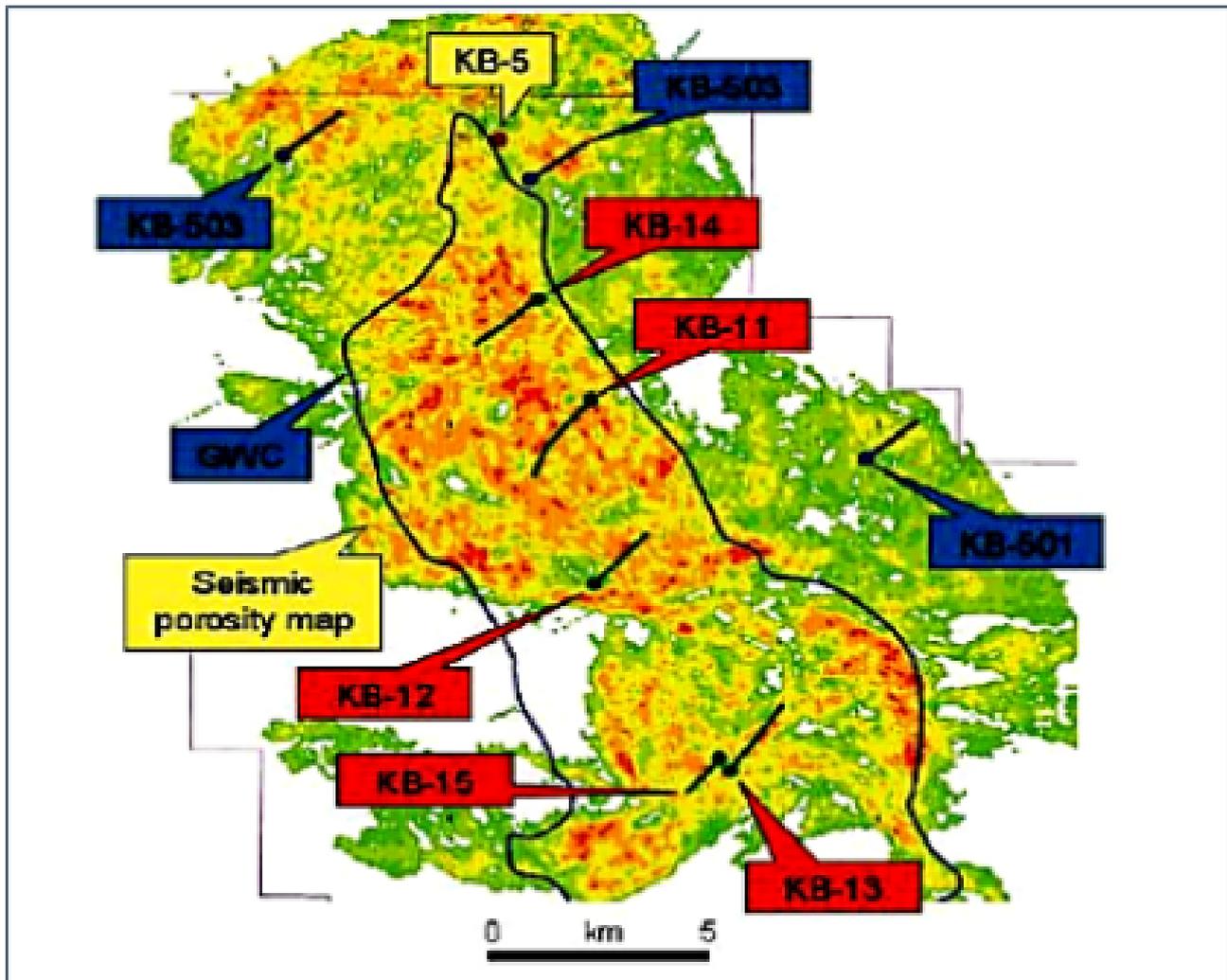


FIGURE 3.7 – Localisation des puits injecteurs et producteurs à Krechba,[14]

3.6.1 Les puits d'injection

Les puits ont été forés en utilisant la technologie de Geosteering, qui permet la mesure et la diagraphie en temps réel pendant le forage, à l'aide des méthodes MWD (Measurement While Drilling) et LWD (Logging While Drilling). Cette technologie a été employée pour maintenir les puits à l'intérieur de la formation-cible, perpendiculaires au champ de contraintes maximales, et par conséquent, perpendiculaires à l'orientation dominante des fractures. L'objectif est de maximiser la capacité d'injectivité. La longueur horizontale de chaque puits est de 1800 mètres.

La formation de stockage se trouve à 1950 mètres de profondeur, avec une épaisseur de 20 m, une porosité de 13 % et une perméabilité de 10 Millidarcies (mD). Elle est recouverte par une couche imperméable de 900 mètres d'épaisseur.

Les puits KB-502 et KB-503, sont situés dans une zone où la perméabilité est élevée, permettant ainsi une injection efficace de CO₂.

En revanche, le puits KB-AAA, présente un potentiel d'injectivité limité. Il s'agit du premier puits-test foré à des fins d'injection de CO₂, et il se trouve dans une zone caractérisée par une

faible perméabilité et une faible porosité, ce qui réduit son efficacité d'injection.

Dans notre projet de recherche, le puits KB-AAA est utilisé pour l'injection du CO₂, s'inscrit dans le projet du modèle de séquestration. Ce puits joue un rôle important, même s'il présente des caractéristiques de perméabilité et de porosité plus faibles par rapport à d'autres puits. La figure 3.8, ci-dessous, montre les détails techniques du puits KB-AAA, incluant ses spécifications et paramètres opérationnels essentiels pour l'injection du CO₂. Cette illustration permet de visualiser les aspects clés du puits, tels que son emplacement, sa configuration et les conditions de son forage, afin de mieux comprendre et saisir la portée de son utilisation dans le cadre du projet de séquestration du CO₂.

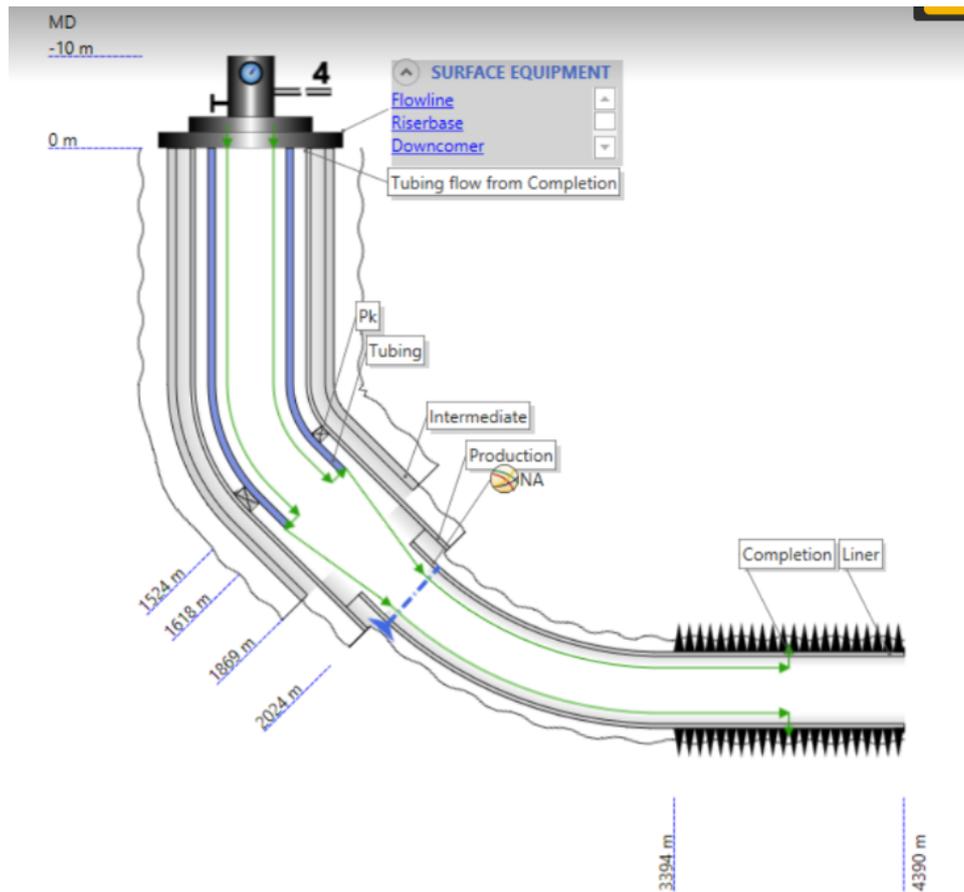


FIGURE 3.8 – Schéma du puits KB-AAA, montrant les spécifications et les paramètres opérationnels essentiels à l'injection du CO₂.

Chapitre 4

Monitoring

4.1 Introduction

Depuis 2004, le champ gazier de Krechba, opéré par l'entreprise In-Salah Gas (ISG), utilise des techniques avancées pour assurer un suivi rigoureux du stockage souterrain du CO₂. Le CO₂ est injecté dans un aquifère salin à une profondeur de 1850 à 1950 m, protégé par une épaisse couche imperméable de schistes du carbonifère, garantissant ainsi l'étanchéité.

Diverses méthodes de surveillance, à la fois en surface et en subsurface, sont mises en place pour suivre les mouvements de circulation du CO₂ et prévenir tout impact environnemental. Ces techniques, combinant des outils géochimiques, géophysiques associées à la production, seront normalisées et certifiées avant d'être transférées à d'autres projets de stockage à travers le monde.

Le suivi du cas de Krechba sert ainsi de modèle pour garantir un stockage sûr et durable, contribuant à la réduction des émissions globales de CO₂. À ce jour, 3,9 millions de tonnes ont été injectées, avec un objectif final de 17 millions de tonnes.

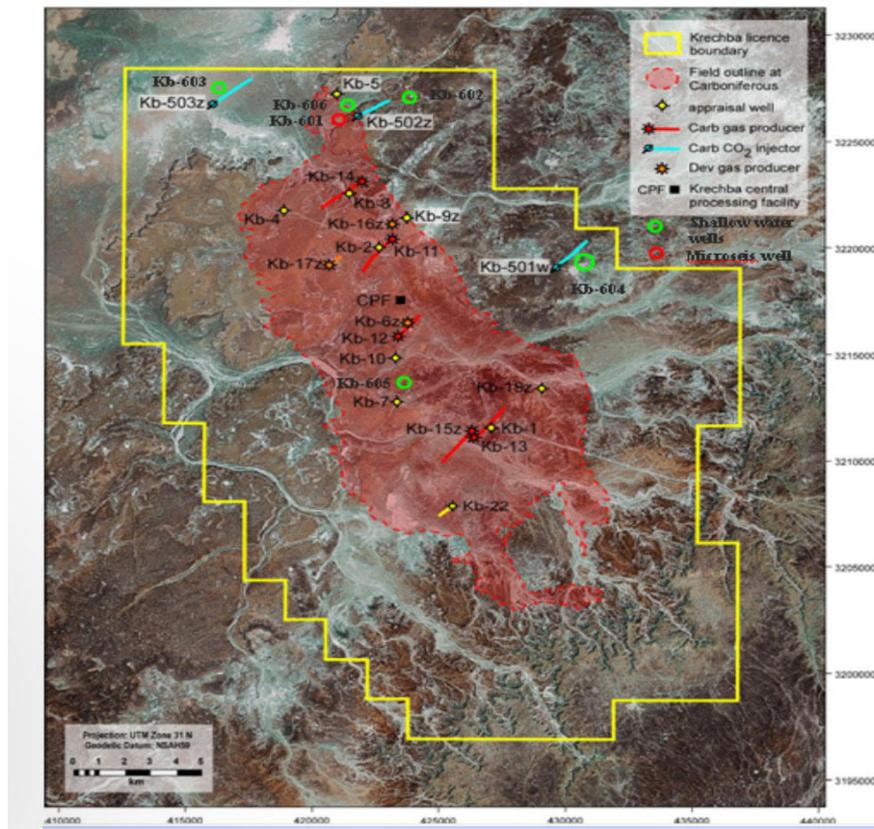


FIGURE 4.1 – image satellitaire de la région de krechba [15].

4.2 Le Monitoring dans le Contexte de la Séquestration du CO₂

Le **monitoring** dans le cadre de la séquestration du CO₂ fait référence à l'ensemble des techniques et outils utilisés pour surveiller et évaluer le comportement du CO₂ injecté dans un réservoir souterrain, en l'occurrence l'aquifère salin de la région gazière d'In Salah. Il vise à suivre la migration du CO₂, à s'assurer de sa rétention dans la zone de stockage prévue et à prévenir ou détecter d'éventuelles fuites. Le monitoring est essentiel pour recueillir des données en temps réel ou à des intervalles de temps réguliers sur l'état du réservoir et l'interaction entre le CO₂, les roches contenant des substances minérales sensibles aux réactivités chimiques et les fluides environnants. L'ensemble de ces données permettent aux opérateurs d'ajuster leurs stratégies d'injection, d'assurer la sécurité à long terme du stockage et de s'assurer que les objectifs environnementaux sont atteints.

4.3 Objectif du Monitoring pour la Séquestration du CO₂

Le **but principal** du monitoring est de garantir la sécurité et l'efficacité du stockage du CO₂ à long terme dans les réservoirs souterrains, en évitant tout risque pouvant affecter l'environnement naturel ou les communautés environnantes. Voici les objectifs spécifiques du monitoring :

1. **Assurer le confinement du CO₂** : Le monitoring permet de vérifier que le CO₂ reste confiné dans la formation géologique prévue et ne migre pas hors du réservoir de stockage, évitant ainsi les fuites vers l'atmosphère ou vers les aquifères d'eau potable environnants.
2. **Détecter les fuites potentielles** : En utilisant différentes techniques de surveillance (comme les capteurs de gaz au sol ou les relevés sismiques), le monitoring permet de détecter rapidement toute fuite éventuelle, que ce soit vers la surface du sol ou vers les nappes phréatiques.
3. **Suivre la migration du CO₂ dans le réservoir** : En surveillant la distribution et la migration du CO₂, il est possible de comprendre comment il se déplace dans la formation géologique et s'assurer qu'il est bien piégé, soit physiquement sous une couche de confinement, soit chimiquement avec les minéraux à forte réactivité dans les roches environnantes.
4. **Garantir la stabilité du réservoir** : La pression et la température dans le réservoir sont surveillées avec vigilance pour s'assurer que le processus d'injection n'endommage pas la structure géologique, ce qui pourrait, à défaut, entraîner des fuites ou des problèmes de sécurité. Il s'agit également de s'assurer que l'injection de CO₂ ne provoque pas d'éventuels microséismes ou d'instabilité géologique à l'échelle locale.
5. **Évaluer les performances à long terme** : Le monitoring permet de suivre la performance du réservoir sur le long terme, en s'assurant que le CO₂ reste piégé et qu'il n'y a pas d'évolution imprévue du réservoir. Cela permet également de collecter des données précieuses pour améliorer les futures opérations de séquestration de CO₂.
6. **Conformité réglementaire et sécurité environnementale** : Le monitoring veille à garantir que le projet respecte les normes techniques et les réglementations en vigueur relatives à la protection de l'environnement naturel, en fournissant des preuves de la sécurité et de la stabilité du stockage. Il est très impératif de répondre aux obligations légales et environnementales, notamment en ce qui concerne la protection des ressources en eau et la réduction des émissions de CO₂.

4.4 Explication du Processus de Monitoring

Le monitoring se déroule en plusieurs étapes tout au long de la vie du projet, depuis la phase initiale d'injection jusqu'à plusieurs décennies après la fin de l'injection, afin de vérifier que le CO₂ reste confiné de manière sécurisée. Le processus se décompose généralement comme suit :

1. **Phase Pré-Injection** : Avant l'injection du CO₂, des relevés de référence sont réalisés pour établir une base de comparaison. Ces relevés incluent des mesures relatives aux sondages géophysiques, des prélèvements d'échantillons de roches et d'eau, ainsi que des tests de pression et de perméabilité dans les puits candidats à l'injection.
2. **Phase d'Injection** : Pendant l'injection, des capteurs surveillent en continu la pression, la température et les flux dans les puits d'injection. Des relevés sismiques et des mesures gravimétriques permettent de suivre régulièrement la migration du CO₂ et de détecter toute éventuelle anomalie imprévue.
3. **Post-Injection** : Après la fin de l'injection, le monitoring continue pendant des décennies à s'assurer que le CO₂ reste piégé en toute sécurité dans le réservoir. Des campagnes régulières de surveillance, consistant en des analyses de gaz au moyen de mesures au sol et de relevés géophysiques, sont menées pour détecter toute fuite éventuelle ou tout changement dans le comportement du réservoir.
4. **Suivi à Long Terme** : Même après plusieurs décennies, le monitoring reste toujours en garde nécessaire pour garantir que le CO₂ demeure confiné de manière permanente.

Des nouvelles technologies numériques avancées comme les différents capteurs satellitaires conçus pour la détection de la température de la surface terrestre et les relevés gravimétriques peuvent être utilisées pour un suivi non-invasif sur de longues périodes, en utilisant le support d'images satellitaires pour l'analyse des signatures spectrales de chaque surface terrestre.

4.5 Techniques Avancées de Suivi du CO₂ au Champ de Krechba

Les technologies avancées de suivi mises en œuvre au champ de Krechba pour garantir le stockage sécurisé du CO₂, s'appuient sur une combinaison bien développée de techniques de surveillance de surface et de subsurface. Chaque méthode joue un rôle spécifique pour surveiller en temps réel l'intégrité du stockage et la migration du CO₂ injecté dans l'aquifère salin profond. Voici une description détaillée des technologies appliquées :

1. Sondes de gaz de surface (BGS)

- Des sondes de gaz spécifiques sont installées à la surface pour détecter toute fuite potentielle de CO₂. Elles mesurent les concentrations de CO₂ dans l'air et dans le sol pour identifier d'éventuelles anomalies liées à une remontée de CO₂.
- Ces instruments sont particulièrement sensibles aux variations de gaz, ce qui permet de détecter même des fuites minimales. À ce jour, les mesures réalisées sur le site de Krechba n'ont révélé aucune anomalie enregistrée sur terrain, ce qui confirme l'étanchéité efficace du réservoir.
- **Avantages** : Sensibles aux fuites enregistrées proches de la surface, possibilité de surveillance continue.
- **Limites** : Ne détecte que les fuites arrivant jusqu'à la surface du sol qui, pourraient être influencées par des sources naturelles (atmosphériques) de CO₂.

2. Mesures par carottage et logging

- Ces méthodes impliquent l'utilisation de carottes (échantillons de roche prélevés du sous-sol) et d'outils de logging (diagraphie).
- Le prélèvement d'échantillons de roches dans l'aquifère permet - de surveiller les réactions chimiques entre le CO₂, - la saumure et - les roches environnantes. Ces interactions géochimiques peuvent conduire à la formation de minéraux solides qui piègent le CO₂ de façon permanente (piégeage minéral). En analysant régulièrement ces échantillons, il est possible de vérifier la progression de ces processus de piégeage et d'évaluer la stabilisation du CO₂ à long terme.
- **Avantages** : Permet une compréhension précise des interactions géochimiques et du piégeage à long terme.
- **Limites** : Nécessite des forages supplémentaires pour récupérer les échantillons, ce qui peut être coûteux et invasif.
- Le logging, quant à lui, utilise des capteurs placés dans les puits pour obtenir des informations précises sur la structure et l'intégrité des roches. Ces techniques assurent que les roches du toit de l'aquifère ne présentent aucune fissuration résultant d'une faiblesse de la structure de la couche rocheuse qui pourrait compromettre l'étanchéité.

3. Sondes d'aquifères peu profonds

- Cinq puits ont été forés à des profondeurs d'environ 350 mètres pour surveiller les aquifères peu profonds, situés bien au-dessus du réservoir de stockage. Ces puits

sont équipés de sondes mesurant les propriétés chimiques de l'eau des aquifères, notamment la concentration de CO₂ dissous et d'autres éventuels contaminants.

- Ce suivi continu permet de détecter tout signe de contamination des aquifères due à une fuite de CO₂. Jusqu'à présent, aucune trace de contamination n'a été détectée, ce qui confirme l'efficacité de la barrière géologique.
- **Avantages** : Protection des ressources en eau potable, détection précoce de fuites vers les aquifères.
- **Limites** : Nécessite la création de puits supplémentaires, ce qui peut générer plus de coûts.

4. Prélèvements d'échantillons au niveau du puits

- Des prélèvements réguliers d'échantillons de fluide sont effectués au niveau des puits d'injection pour surveiller l'intégrité des puits en question et la migration du CO₂. Ces échantillons permettent d'analyser la composition des fluides en contact avec le CO₂ injecté.
- Cette méthode est essentielle pour s'assurer que le CO₂ ne migre pas vers des couches non désirées à travers des failles ou des éventuelles imperfections dans les puits. Cela garantit que le gaz demeure bien confiné dans le piège cible.

5. Traceurs perfluorocarbones

- Des traceurs chimiques, comme les perfluorocarbones, sont injectés avec le CO₂ pour suivre avec précision sa migration dans le réservoir souterrain. Ces traceurs sont des composés chimiques qui sont sensibles à la réaction avec le CO₂ et permettent de suivre son déplacement en temps réel à l'aide de techniques de détection spécialisées.
- En analysant la présence et la concentration de ces traceurs à différents points du réservoir, les ingénieurs spécialistes peuvent modéliser le comportement du panache du CO₂ et s'assurer qu'il se déplace comme projeté dans les couches géologiques prévues, sans risque de fuite vers d'autres formations.

Ces différentes technologies combinées, forment un système de surveillance robuste et multi-couche, qui permet de suivre en permanence la sécurité et l'efficacité du stockage de CO₂ dans le champ de Krechba. Ce programme de suivi sert d'exemple pour d'autres projets de stockage de CO₂ à travers le monde, en garantissant que le CO₂ reste confiné de manière sûre et durable, tout en minimisant les différents risques environnementaux y afférents.

4.6 Surveillance Sismique 4D (Sismique répétée)

La sismique 4D consiste à réaliser des relevés sismiques à intervalles réguliers pour surveiller l'évolution du panache de CO₂ injecté dans l'aquifère. En envoyant des ondes sismiques dans le sous-sol et en analysant les variations dans la réfraction et la réflexion des ondes, il est possible de cartographier les changements dans la distribution du CO₂ au fil du temps. Cette technique est particulièrement efficace pour suivre la migration du CO₂, et détecter les fuites potentielles à travers des failles ou fractures de la roche.

- **Avantages** : Haute résolution spatiale et temporelle, possibilité de cartographier de grandes zones.
- **Limites** : Coût élevé et nécessité de campagnes répétées pour obtenir des données pertinentes sur l'évolution du panache.

1. Surveillance de la Pression et la Température dans les Puits

Des capteurs installés dans les puits d'injection mesurent en continu la pression et la température. Des variations anormales de pression peuvent indiquer des problèmes tels que des fuites ou une fracturation de la roche sous l'effet de la surpression. La surveillance de la température peut aussi fournir des indices sur les réactions exothermiques entre le CO₂ et les roches.

- **Avantages** : Surveillance en temps réel des conditions du réservoir, détection précoce des anomalies.
- **Limites** : Les variations de pression peuvent être difficiles à interpréter.

2. Modélisation Numérique et Simulation

Les modèles numériques permettent de simuler la migration du CO₂ à travers l'aquifère et de prédire son comportement à long terme. Ces modèles prennent en compte la géologie, la perméabilité, la porosité et d'autres propriétés pour simuler les mécanismes de piégeage. En comparant les prédictions du modèle aux données réelles, les ingénieurs peuvent ajuster le processus d'injection et anticiper les risques futurs.

- **Avantages** : Outil puissant pour la planification à long terme et l'évaluation des risques.
- **Limites** : Dépend de la qualité des données d'entrée (géologie, perméabilité, etc.), ce qui peut limiter la précision des résultats.

3. Surveillance gravimétrique

La gravimétrie consiste à mesurer les variations locales du champ gravitationnel de la Terre, qui peuvent être causées par des changements dans la masse souterraine, comme l'accumulation ou la migration du CO₂. Cette technique peut fournir des informations précieuses sur le mouvement de déplacement du CO₂ et les changements dans la structure de l'aquifère à la suite de l'injection.

- **Avantages** : Non intrusive, peut détecter des changements dans la masse souterraine sur de grandes zones.
- **Limites** : Sensible aux variations de petites masses, nécessite une interprétation plus complexe en faisant appel aux spécialistes.

4. Surveillance par Satellite

Les satellites équipés de capteurs spécialisés peuvent être utilisés pour surveiller les concentrations de CO₂ dans l'atmosphère au-dessus du site d'injection. De plus, la surveillance des déformations du sol causées par les changements de pression en subsurface (via l'interférométrie du capteur radar) peut révéler des mouvements subtils indiquant des problèmes liés au défaut de confinement.

- **Avantages** : Large couverture géographique à caractère non-invasif, disponibilité rapide des données.
- **Limites** : Faible résolution pour des changements de pression localisés, coûteux pour une surveillance continue.

En conclusion, le monitoring de la séquestration du CO₂ dans un aquifère salin, en l'occurrence celui du champ gazier de Krechba à In Salah, combine des technologies de pointe, telles que - la sismique 4D, - la surveillance satellitaire et gravimétrique sur terrain, ainsi que - des analyses géochimiques et - des modélisations numériques.

Ces approches intégrées permettent une gestion proactive du site de séquestration, en assurant un suivi précis de la migration du CO₂ et minimisant les risques environnementaux.

Grâce à cette veille de surveillance avancée, il est possible de garantir la sécurité à long terme du stockage, tout en respectant les réglementations sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre et en optimisant l'efficacité des opérations d'injection [15].

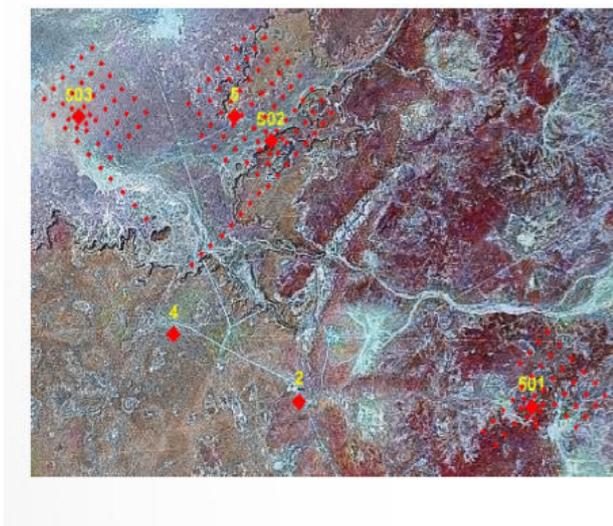


FIGURE 4.2 – Image satellitaire de la région de Krechba, enregistrée par le capteur du domaine du visible [15].

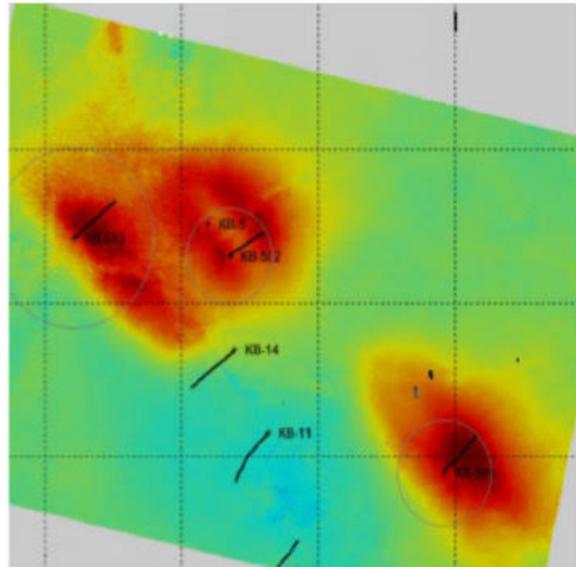


FIGURE 4.3 – anomalie de surface détectée et enregistrée par les capteurs infrarouges région Krechba [15]

Chapitre 5

NOTIONS DE BASE SUR LE LOGICEL ECLIPSE ET SES FONCTIONNALITES

5.1 Introduction

Eclipse est un logiciel de simulation de réservoirs, développé par Schlumberger, permettant de modéliser le comportement des fluides dans les réservoirs souterrains. Utilisé dans les industries pétrolière, gazière et pour la séquestration de CO₂, il aide les ingénieurs à optimiser la gestion des ressources et à prédire les performances des réservoirs. Schlumberger, leader mondial dans l'ingénierie et travaux pétroliers et gaziers, est reconnu pour ses solutions technologiques innovantes couvrant la prospection, l'exploration, le forage et la production, ainsi que pour ses logiciels spécialisés comme Eclipse, essentiels dans l'optimisation des projets énergétiques.

5.2 HISTORIQUE

Eclipse est bien plus qu'un simple qu'un outil de développement de l'environnement. Il est beaucoup plus une plateforme logicielle incontournable qui a révolutionné le monde du développement de la veille logicielle grâce à son efficacité, sa simplicité et sa modularité.

L'origine du projet ECLIPSE remonte à 1999, lorsque Object Technology International (OTI), une filiale d'IBM, a cherché à créer un successeur à VisualAge, leur ancien IDE, dédié principalement à Java et à SmallTalk. En octobre 2001, IBM a pris une décision stratégique en rendant Eclipse open-source, ce qui a permis à une large communauté de développeurs d'y contribuer. En novembre de la même année, la première version stable, Eclipse 1.0, a vu le jour.

Eclipse s'est rapidement imposé grâce à son architecture basée sur des plug-ins, qui rend l'outil extrêmement flexible. Une version majeure, Eclipse 3.0, est sortie en 2004, introduisant une architecture extensible qui a ouvert la voie à des développements encore plus variés. Depuis, Eclipse n'a cessé de s'améliorer, avec des versions comme "Galileo" (3.5) en 2009, qui ont apporté des avancées significatives en termes de performance et d'ergonomie [16].

Ce qui rend Eclipse si spécial, c'est sa simplicité d'utilisation et sa capacité à s'adapter à différents langages et types de projets, tout en restant fidèle à sa mission d'origine : offrir un

outil puissant, mais accessible à tous les développeurs. Que ce soit pour du développement Java, des applications mobiles, ou même des simulations complexes comme celles réalisées avec la séquestration de CO₂, Eclipse s'impose comme un choix incontournable.

5.2.1 Eclipse 100 (Simulation traditionnelle)

Eclipse 100 est un outil utilisé pour simuler les réservoirs pétroliers et gaziers conventionnels. Il simplifie les systèmes en ne considérant que trois phases fluides : le pétrole, le gaz et l'eau. Chaque fluide est modélisé à l'aide d'équations d'état spécifiques qui décrivent leur comportement dans le réservoir.

Ce modèle est largement utilisé pour les réservoirs classiques, où les interactions entre ces trois fluides ne sont pas trop complexes. Son objectif principal est de prédire la production du réservoir et d'optimiser sa gestion en fonction des propriétés des fluides.

Caractéristiques principales :

- Modélisation classique des réservoirs de pétrole et de gaz.
- Prise en compte des flux de fluides à travers le réservoir en fonction de la pression et des caractéristiques de perméabilité.
- Utilisation d'équations d'équilibre pour décrire les interactions entre le pétrole, le gaz et l'eau.

5.2.2 Eclipse 300 (Simulation composante)

Eclipse 300 va plus loin en permettant de modéliser des réservoirs où les fluides sont plus complexes et multiphasiques. Ce simulateur prend en compte la composition détaillée des fluides ainsi que les interactions thermodynamiques entre leurs différentes composantes, telles que la vaporisation et la condensation des hydrocarbures.

Eclipse 300 décompose chaque fluide en plusieurs composants. Cela permet de simuler des situations où la composition des fluides change en fonction de la pression et de la température, comme dans les réservoirs de gaz condensé ou ceux non conventionnels. Cela permet une meilleure compréhension des interactions entre les phases de gaz, de liquide et parfois même de solides.

5.2.3 Caractéristiques principales

- Simulation de réservoirs complexes avec des fluides multi-composants.
- Modélisation des réactions thermodynamiques (vaporisation, condensation).
- Analyse précise des réservoirs non conventionnels et des systèmes de gaz condensé, où les comportements thermodynamiques jouent un rôle crucial.

En somme, Eclipse 100 est idéal pour des réservoirs conventionnels avec une modélisation simplifiée des fluides, tandis qu'Eclipse 300 est conçu pour des systèmes plus complexes nécessitant

une compréhension fine de la composition des fluides et de leurs réactions thermodynamiques.

5.3 ARCHITECTURE DU SIMULATEUR ECLIPSE

Eclipse est un logiciel modulaire basé sur une architecture flexible qui permet aux utilisateurs de personnaliser les simulations en fonction de la complexité de leur réservoir ou du type de production (pétrole, gaz, eau, CO₂). Son architecture repose sur [17] :

RUNSPEC Section : - Cette section définit les paramètres de base et globaux de la simulation.

- Elle contient des mots-clés comme OIL, GAS, WATER, qui déterminent les phases fluides actives dans la simulation.
- Le mot-clé DIMENS est utilisé pour spécifier la taille de la grille (nombre de cellules en X, Y, Z).
- START est utilisé pour définir la date du début de la simulation, essentielle pour synchroniser les données de production et d'injection avec les conditions initiales du réservoir.

GRID Section : - Cette section gère la définition du maillage (grid), qui est la représentation discrétisée du réservoir.

PORO : - définit la porosité du réservoir, une propriété clé qui influence la capacité de stockage des fluides dans le réservoir.

PERMX, PERMY, et PERMZ : - définissent les perméabilités dans les directions X, Y et Z, qui influencent la manière dont les fluides se déplacent dans le réservoir.

PROPS Section : - Cette section contient les propriétés des fluides et des roches.

- Pour chaque phase fluide (pétrole, gaz, eau), les relations pression-volume-température (PVT) sont définies à l'aide de tables.

SOLUTION Section : - sont spécifiées en conditions initiales du réservoir, comme les pressions et saturations dans les différentes zones.

- La gestion des régions indépendantes du réservoir et la définition des zones, où des conditions différentes s'appliquent sont également incluses dans cette section.

- Cette section est essentielle pour modéliser des réservoirs non homogènes où la pression, la saturation et la composition varient spatialement.

SCHEDULE Section : - Cette section permet de contrôler les opérations dans le temps. Elle inclut les dates, les étapes de temps, ainsi que les actions liées aux puits comme l'ouverture ou la fermeture, le changement de débits. Le mot-clé -WCONPROD- contrôle les conditions de production des puits tandis que -WCON INJ- gère les puits injecteurs.

WELLDIMS : - Définit les dimensions spécifiques pour les puits dans la simulation, tels que le nombre de puits et de branches dans les cas complexes.

PHASE : - Définit les phases fluides actives comme le pétrole, le gaz, l'eau et les modes spécifiques comme GAS pour les simulations de réservoirs gazeux. Ces éléments montrent la flexibilité d'ECLIPSE pour simuler des scénarios très complexes en gérant de nombreux paramètres de réservoir.

SUMMARY dans ECLIPSE : permet de définir quelles variables seront enregistrées dans les fichiers de résumé après chaque étape de la simulation. Ces fichiers sont ensuite utilisés par des outils graphiques pour visualiser l'évolution de ces variables au fil du temps ou pour réaliser des analyses supplémentaires.

5.3.1 PRINCIPALES APPLICATIONS DANS L'INDUSTRIE GAZIÈRE ET PÉTROLIÈRE

Modélisation de la récupération des hydrocarbures : Eclipse permet de modéliser différentes méthodes de récupération primaire, secondaire et tertiaire dans les réservoirs.

Simulation de la production de gaz : Les gisements de gaz nécessitent souvent une modélisation précise pour maximiser l'efficacité de la production et minimiser les pertes. Eclipse aide à modéliser le déplacement du gaz à travers la roche poreuse, en prenant en compte les effets de la perméabilité relative et les pressions de réservoirs en déclin. Les simulations incluent également les impacts de la récupération assistée par la compression ou la réinjection de gaz.

Optimisation des plans de développement des champs : Eclipse est utilisé pour évaluer différentes stratégies de développement des champs pétroliers et gaziers, en tenant compte de plusieurs facteurs, tels que la localisation des puits, les méthodes d'injection, et les taux de production optimaux. Cela permet aux opérateurs de prendre des décisions stratégiques pour maximiser la rentabilité des projets.

Simulation de séquestration du CO₂ : Eclipse est également utilisé pour simuler des scénarios de stockage géologique du CO₂ dans les aquifères salins ou dans les réservoirs de pétrole et de gaz déplétés. Cette application est cruciale dans les projets de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le logiciel permet de suivre l'évolution du CO₂ dans le sous-sol, de modéliser sa dissolution dans l'eau souterraine et d'anticiper les risques liés à la migration ou à la fuite du CO₂.

Prévision à long terme des réservoirs : Eclipse permet d'effectuer des prévisions à long terme sur le comportement des réservoirs, permettant ainsi aux opérateurs d'anticiper les changements de pression, les niveaux de saturation des fluides et les performances de production au fil du temps. Cela permet une gestion proactive du réservoir et des ajustements des opérations au besoin.

Extensibilité : La plateforme Eclipse est conçue pour accueillir une grande variété de plug-ins, ce qui permet aux développeurs - de travailler avec différents langages de programmation (C++, Python, PHP, etc.), - d'intégrer des outils de gestion de version et - d'ajouter des outils pour la conception graphique, la modélisation de bases de données et bien plus d'autres opérations.

Grande échelle de simulation : Eclipse est capable de simuler des réservoirs de grande taille avec des centaines de puits et des millions de cellules de grille, ce qui est indispensable pour les projets pétroliers et gaziers à grande échelle.

Précision des résultats : Grâce à ses algorithmes sophistiqués et ses capacités de modélisation avancées. Eclipse offre des prévisions fiables et précises sur le comportement des réservoirs, permettant une meilleure prise de décision.

Études de faisabilité : Le logiciel permet de réaliser des études de faisabilité avant de lancer des projets coûteux de développement de champ pétrolier ou gazier. Ces études comprennent la prédiction de la pression du réservoir, du débit de production et de la distribution des fluides.

Eclipse s'impose comme la solution de simulation de réservoirs de référence dans l'industrie depuis plus de 25 ans. Sa robustesse, sa rapidité et sa capacité à traiter divers types de réservoirs en font un outil indispensable pour des prédictions dynamiques précises. Grâce à son évolutivité parallèle et à sa couverture de plateforme étendue, il continue d'offrir une solution complète pour les défis complexes de simulation de réservoirs.

Cependant, dans notre étude, nous avons employé le simulateur Eclipse pour modéliser la séquestration du CO₂ dans un aquifère salin relatif au champ gazier de Krechba, bassin de Timimoune, dans la région d'In Salah. Nous avons d'abord défini un point de données spécifique afin de représenter les conditions initiales du réservoir. Par la suite, des simulations ont été réalisées pour analyser le comportement du CO₂ et son impact sur le réservoir au fil du temps. Les résultats obtenus ont été évalués à l'aide de plusieurs indicateurs clés.

5.4 PRESENTATION DE DATA

Le fichier de données « data file » dans le cadre des simulations avec Eclipse, joue un rôle essentiel dans la modélisation des réservoirs. Il contient des informations spécifiques sur les propriétés du réservoir, les conditions initiales, ainsi que les paramètres d'injection et de production. Ce fichier sert de support et de point de départ pour le simulateur afin de configurer correctement le modèle de réservoir, incluant la géométrie, les propriétés pétrophysiques, les fluides en présence et les contraintes opérationnelles. En fournissant des données précises, il permet au simulateur de reproduire fidèlement le comportement du réservoir et d'obtenir des résultats aussi fiables que possibles lors des simulations.

5.4.1 Modélisation 3D du Réservoir avec un Puit Horizontal

Le projet inclut un modèle de réservoir tridimensionnel comprenant un puits horizontal. Ce modèle est structuré en blocs aux dimensions et propriétés spécifiques, permettant une représentation précise de la géométrie du réservoir ainsi que des caractéristiques physiques essentielles, comme la porosité et la perméabilité.

Les dimensions des blocs sont définies par les paramètres suivants :

- **DX 300*10** : Dans la direction X, 10 mailles, chaque maille mesurant 300 mètres de large.
- **DY 600*10** : Dans la direction Y, 10 mailles, chaque maille ayant une longueur de 600 mètres.
- **DZ 20*3** : Dans la direction Z, 3 mailles, chaque maille ayant une hauteur de 20 mètres.

En résumé, 10 mailles dans la direction X, 10 mailles dans la direction Y, et 3 mailles dans la direction Z, soit 300 mailles en tout.

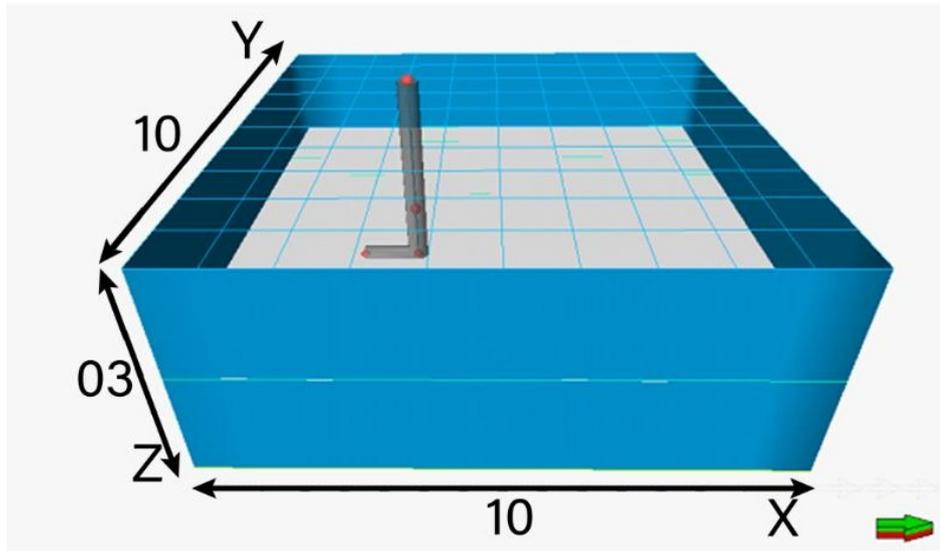


FIGURE 5.1 – Modèle 3D du réservoir avec divisions en blocs selon les axes X, Y et Z

Le puits horizontal intégré dans ce modèle, optimise l'extraction des fluides en maximisant la surface de contact avec le réservoir. Ce type de puits est utilisé pour améliorer la récupération tout en minimisant les coûts d'exploitation.

Ce modèle permet d'évaluer précisément les flux de fluides à travers le réservoir, de simuler son comportement dynamique sous diverses conditions et de mieux comprendre la distribution des ressources. Grâce à cela, la gestion du réservoir est optimisée, les performances à long terme sont anticipées et les risques d'exploitation sont réduits.

TABLE 5.1 – Caractéristiques du Modèle

Parametre	Valeur	Unite
TOPS	2014	metrs
PORO	0,18	sans unite
PERMX	25	millidarcy
PERMY	25	millidarcy
PERMZ	2,5	millidarcy
START	1er janvier 2006	Date
END	31 decembre 2056	Date

```

-- The following are specifications for modelling
-- Capillary pres mode is considered in co2store to account pressure diff btw wet and non wet phase

UNSPEC

-- We request the metric unit set, so that all units from model runs are given in metric format

METRIC

-- Keyword to activate special option in compositional runs and obtain back compatibility
-- We leave at the default for co2store, which means simulation will interpolate initial composition
-- from the constructed internal tables rather than directly from user specified data
-- This default is also to obtain back compatibility with the 95 versions

OPTIONS3
7* 1 /

-- We include diffusion of components in the simulation

DIFFUSE

-- Four components are used in the simulation, CO2, water, impurity and salt

COMPS
3 /

DIMENS
10 10 3 /

TABDIMS
1 1 10 10 /

-- We specify that CO2 injection is done by horizontal wells

HWELLS

-- CO2 storage option is activated, which considers mutual solubility of fluid and fluid property of CO2 and water,
-- where water-rich phase might include salts

CO2STORE

-- Fully implicit solution is considered, for compositional modelling, this is often required
-- for runs with very high flow rates, such as dual porosity modelling and radial runs

FULLIMP

-- Solid is specified, to indicate that the run contains a solid phase

SOLID

-- Start date for storage is 1 Jan 2018, and we intend to conduct 100 year run

START
1 JAN 2006 /

-- For unifout, this indicates that output files, for example Restart and Summary files,
-- which may be either multiple or unified, are to be unified
-- That is, instead of producing separate Restart and Summary files for each report step,
-- these files are amalgamated into a single file of each type

-- Four unfin, this indicates that input files, for example Restart files, which may be either multiple or unified, are unified
    
```

**Paramètres
Techniques du
Modèle dans le
Fichier de Données**

FIGURE 5.2 – Paramètres techniques du modèle exploités à partir du fichier de données (Eclipse)

5.4.2 Variables de Simulation

Dans le cadre d’analyse des performances d’un réservoir, le fichier de simulation Eclipse, intègre des variables-clés permettant d’évaluer et d’optimiser les opérations d’injection et d’extraction de fluides. Ces variables fournissent des informations critiques sur le comportement du réservoir, facilitant une gestion efficace des ressources et une planification stratégique dont les principales variables sont :

- Field Pressure Rate (FPR) : Il s’agit de la pression moyenne dans l’ensemble du champ de réservoir. Cette mesure est utilisée pour surveiller la performance du réservoir au fil du temps, en suivant comment la pression évolue à mesure que les fluides (pétrole, gaz, ou CO₂) sont injectés ou extraits.
- Field Gas in Place (FGIP) : Représente la quantité de gaz présente dans le réservoir, essentielle pour estimer les réserves disponibles et planifier l’exploitation future.
- Field Gas in Place Liquid (FGIPL) et Field Gas in Place Gas (FGIPG) : Ces variables permettent de différencier les volumes de gaz et de liquides, offrant une compréhension plus complète du contenu du réservoir.
- Well Bottom Hole Pressure (WBHP) : Mesure la pression au fond du puits, indispensable pour évaluer le comportement du réservoir et prévenir des problèmes tels que le colmatage.

- Well Productivity Index (WPI) : Cet indice évalue la productivité du puits en fonction de la pression et du débit, aidant à identifier les puits les plus performants et à optimiser les opérations

Le suivi de ces variables est essentiel pour une gestion efficace des ressources et pour améliorer les stratégies d'exploitation au fil du temps.

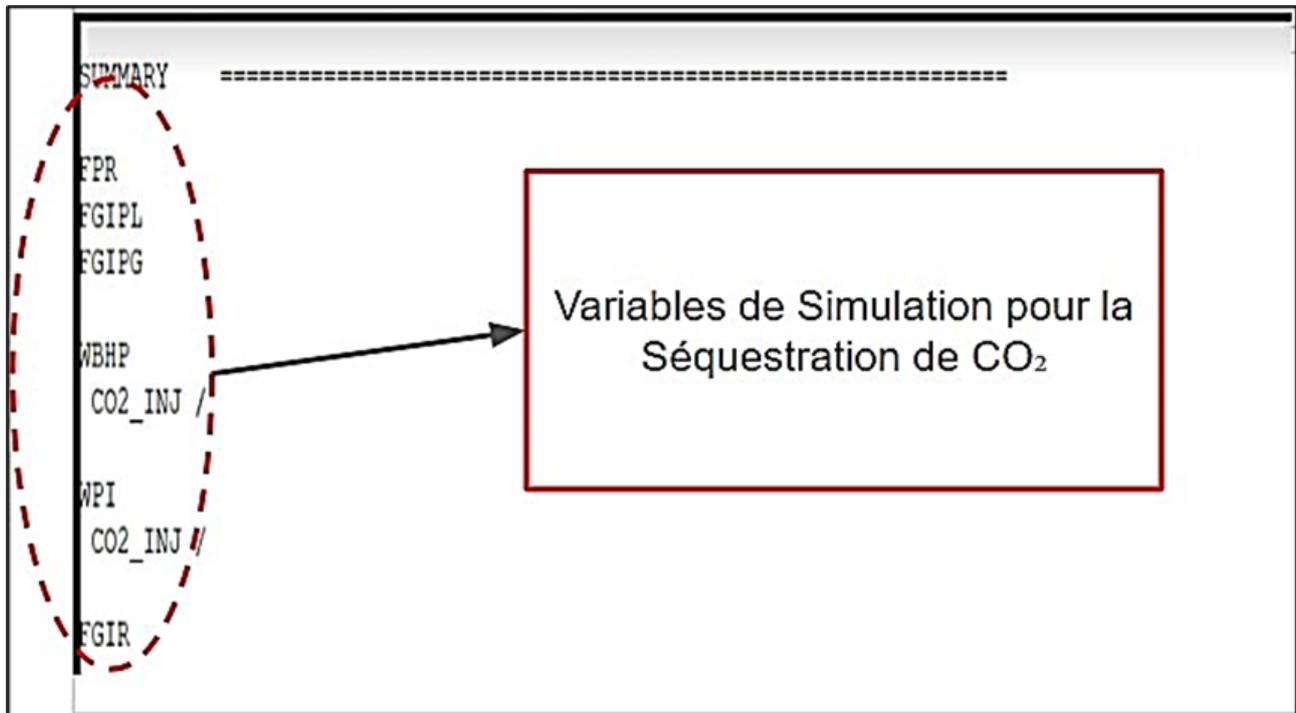


FIGURE 5.3 – Variables utilisées dans la simulation de séquestration de CO₂

5.4.3 Sélection d'ECLIPSE

Le choix d'ECLIPSE lancé pour simulation, permet de configurer une nouvelle simulation pour analyser le comportement du système.

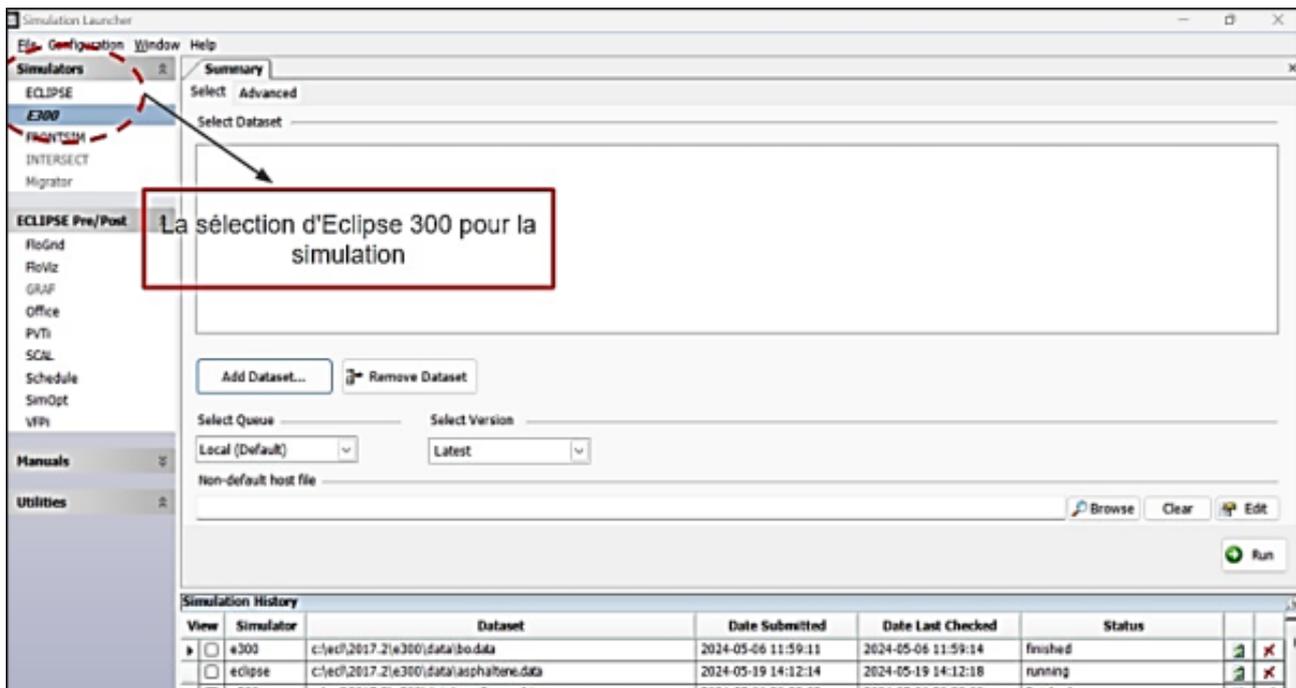


FIGURE 5.4 – Choix d'Eclipse pour simulation

5.4.4 Sélection et ajout du fichier DATA

Le fichier de données «CO₂STOREKBA.DATA» a été sélectionné et ajouté à l'interface d'ECLIPSE via l'option «Add Dataset». Ce fichier contient toutes les informations nécessaires pour exécuter la simulation.

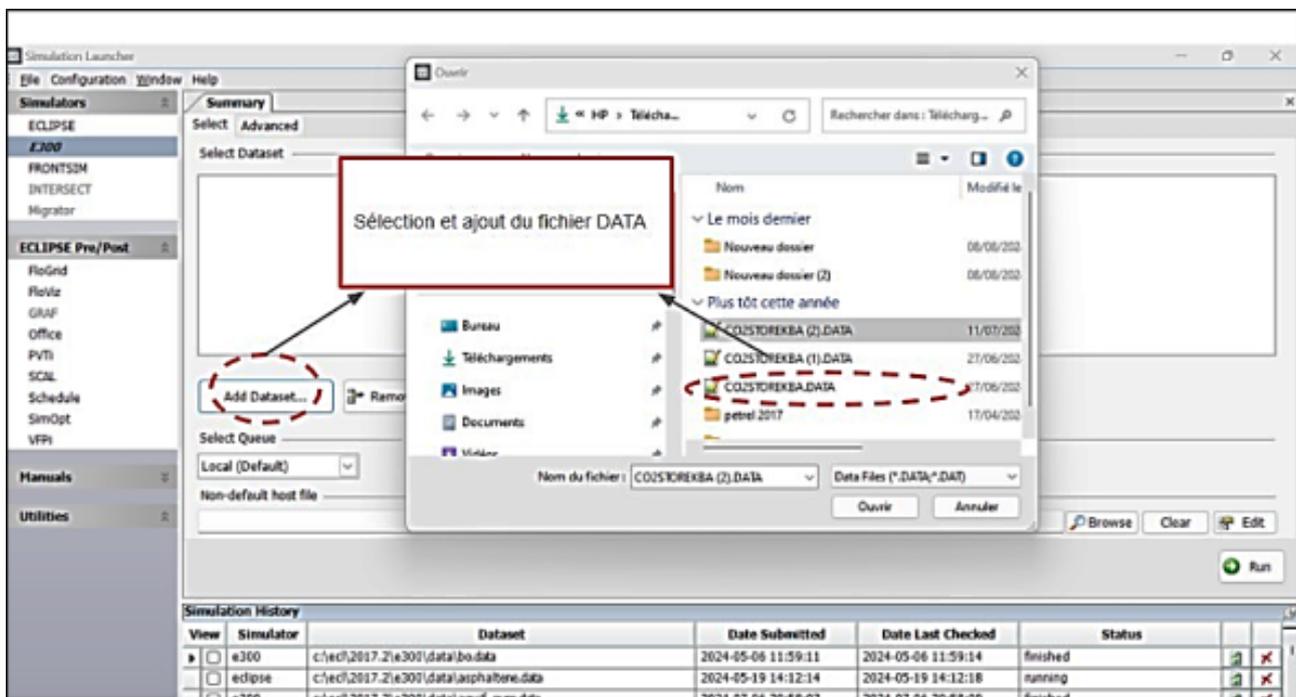


FIGURE 5.5 – Sélection et ajout du fichier DATA

5.4.5 Lancement de la simulation

En lançant l'exécution via «Run», la simulation est enclenchée. ECLIPSE commence à traiter les données du fichier DATA, modélisant ainsi l'interaction entre le CO₂ injecté et les fluides du réservoir. Le simulateur reproduit la migration du CO₂, sa dissolution dans la saumure, ainsi que ses interactions avec les parois rocheuses.

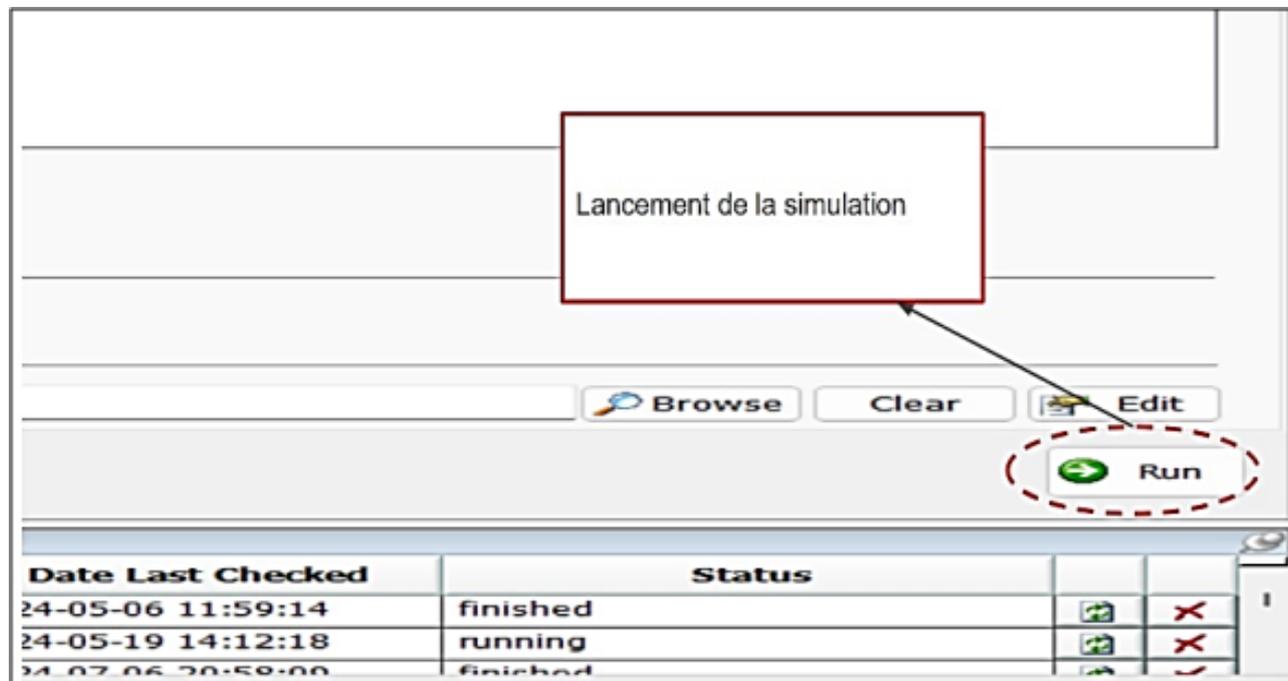


FIGURE 5.6 – lancement de la simulation

5.4.6 Phase Initiale de Simulation ECLIPSE 300

Le lancement d'une simulation avec ECLIPSE 300 (version 2017.2 sur x86_64). Elle indique que le logiciel lit le fichier de données et traite les spécifications du modèle, les unités de mesure, ainsi que les options de simulation associées aux composants des points clés suivants :

Lancement : ECLIPSE 300 est en cours d'exécution.

Lecture du fichier DATA :

- **RUNSPEC** : Spécifications du modèle.
- **METRIC** : Unités de mesure.
- **OPTIONS3** et **DIFFUSE** : Options de simulation.
- **COMPS**, **DIMENS** : Composants et dimensions.
- **CO₂STORE** : Stockage de CO₂ inclus

Autres sections (H WELLS, FULLIMP, SOLID, START) en cours de lecture pour préparer la simulation.

```

Cleaning up...
Analyzing the input file (it may take a while)...
Required resources are available. Launching in progress...
Message Executing E300 on pc system with x86_64 architecture named DESKTOP-203U9Q0
Message Process ID is 11888
E300 Version 2017.2. Build Number 30032000. (Arch : PC WINDOWS (64 bit, PC_IL13V5110_OPT))
Proprietary Notice
This application contains the confidential and
proprietary trade secrets of Schlumberger and may
not be copied or stored in an information retrieval
system, transferred, used, distributed, translated,
or retransmitted in any form or by any means, electronic
or mechanical, in whole or in part, without the
express written permission of the copyright owner.
ECLIPSE is a mark of Schlumberger. Copyright (c)
1981-2017 Schlumberger. All rights reserved.
  1 Reading RUNSPEC
  2 Reading METRIC
  3 Reading OPTIONS3
@--Message:Shift Water Pressure due to Pc in GASMAT Activated
  4 Reading DIFFUSE
  5 Reading COMPS
  6 Reading DIMENS
  7 Reading TABDIMS
  8 Reading HMELLS
  9 Reading CO2STORE
 10 Reading FULLIMP
 11 Reading SOLID
 12 Reading START
 13 Reading UNIFOUT
    
```

FIGURE 5.7 – Lecture et reconnaissance des données

5.4.7 Progression des étapes de simulation dans ECLIPSE avec suivi des paramètres de production et d'injection

Une section d'une simulation réalisée dans le logiciel ECLIPSE. Elle montre l'avancement de la simulation à travers plusieurs étapes de temps, avec des rapports générés à différentes périodes. Chaque étape indique le jour de simulation atteint (par exemple, 10926.0, 10957.0 jours), avec des données sur la production, les injections et les paramètres de réservoir.

```

-----
Rep ; 10926.0  30.00  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  330.92  0.0  0.0  .00029  1
Reached report at 10926.0 Days Cp/EL/Mem:11.3/11.3/3Mb (1-Dec-2035)
RESTART written Step 359 time 10926.000 1 Dec 2035
439 Reading DATES
Advancing simulation to 10957.0 Days Cp/EL/Mem:11.3/11.3/3Mb
Time Step GWR WPR GPR FPRP WIR GIR It
Days Days SM3/ SM3/ SM3/ SM3/ SM3/ SM3/ SM3/ SM3/
SM3 SM3 Day Day Day Bars Day Day Day
-----
Rep ; 10957.0  31.00  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  330.92  0.0  0.0  .00029  1
Reached report at 10957.0 Days Cp/EL/Mem:11.3/11.3/3Mb (1-Jan-2036)
RESTART written Step 360 time 10957.000 1 Jan 2036
440 Reading DATES
Advancing simulation to 10988.0
Time Step GWR
Days Days SM3/ SM
SM3 SM
-----
Rep ; 10988.0  31.00  0.0
Reached report at 10988.0
RESTART written Step 361 time
441 Reading D
Advancing simulation to 11017.0
Time Step GWR
Days Days SM3/ SM
SM3 SM
-----
Rep ; 11017.0  29.00  0.0
Reached report at 11017.0
    
```

Exemple d'une étape de simulation :Rep ; 10 957.0 : La simulation a atteint 10 957 jours.

Time Step : 31.00 Days : Le pas de temps pour cette étape est de 31 jours.

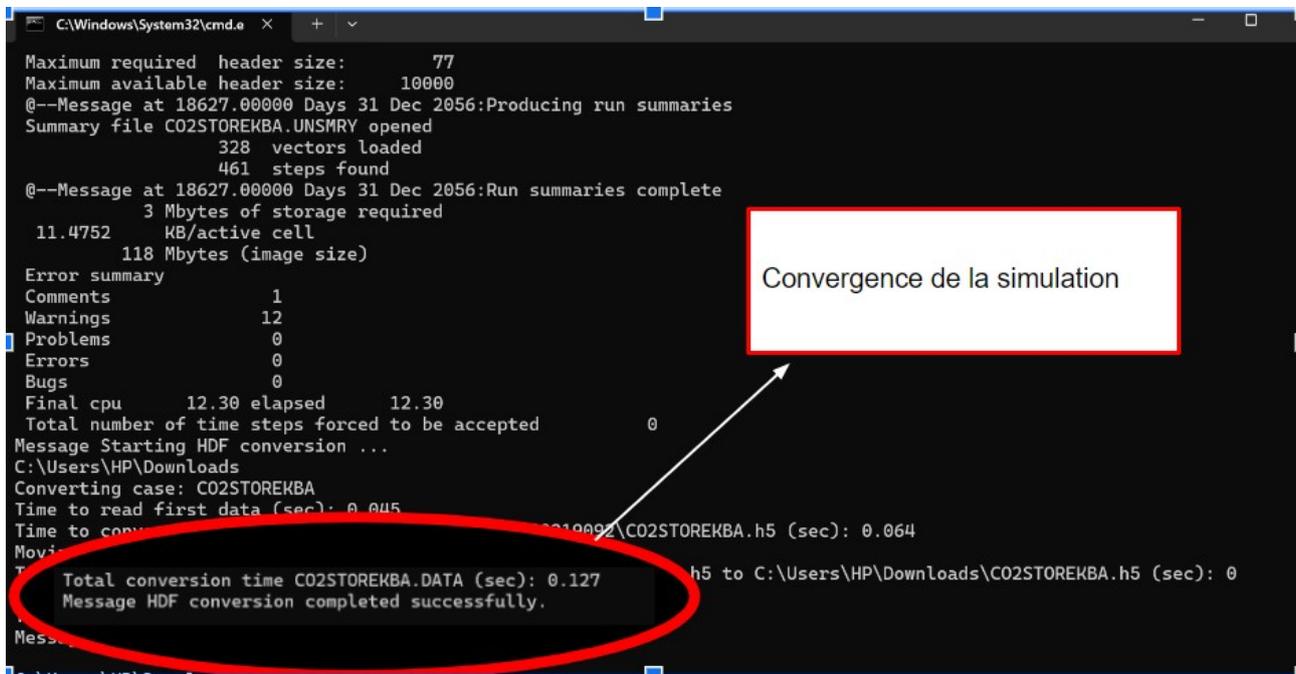
au début de l'année 2036 (1-Jan-2036),Paramètres mesurés à cette étape :

- **WPR (Water Production Rate)** : 0.0 SM³/jour, indiquant aucune production d'eau à cette étape.
- **GPR (Gas Production Rate)** : 0.0 SM³/jour, aucune production de gaz.
- **GIR (Gas Injection Rate)** : 330,92 SM³/jour, ce qui montre que le CO₂ est injecté à un taux constant.
- **FPRP (Formation Pressure)** : La pression de formation reste stable à **0.00029 Bars**, ce qui montre qu'il n'y a pas de changement notable dans la pression du réservoir à cette étape.
- **WIR (Water Injection Rate)** : 0.0 SM³/jour, aucun taux d'injection d'eau

FIGURE 5.8 – Exemple d'une étape de simulation dans le temps

5.4.8 Convergence de la simulation

Après plusieurs itérations, la simulation a convergé, ce qui signifie que les résultats sont stables et peuvent être considérés comme fiables. La convergence indique que le modèle a atteint un équilibre, où les changements d'une itération à l'autre sont minimes, permettant ainsi une analyse approfondie des résultats obtenus.



```
C:\Windows\System32\cmd.e x + v
Maximum required header size: 77
Maximum available header size: 10000
@--Message at 18627.00000 Days 31 Dec 2056:Producing run summaries
Summary file CO2STOREKBA.UNSMRY opened
      328 vectors loaded
      461 steps found
@--Message at 18627.00000 Days 31 Dec 2056:Run summaries complete
      3 Mbytes of storage required
      11.4752 KB/active cell
      118 Mbytes (image size)
Error summary
Comments      1
Warnings     12
Problems      0
Errors        0
Bugs          0
Final cpu    12.30 elapsed 12.30
Total number of time steps forced to be accepted 0
Message Starting HDF conversion ...
C:\Users\HP\Downloads
Converting case: CO2STOREKBA
Time to read first data (sec): 0.045
Time to conv... 0219092\CO2STOREKBA.h5 (sec): 0.064
Mov:
T
Total conversion time CO2STOREKBA.DATA (sec): 0.127
Message HDF conversion completed successfully.
Mess
```

FIGURE 5.9 – Etape de convergence de la simulation

Chapitre 6

INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS DE SÉQUESTRATION DU CO₂

6.1 Introduction

La séquestration du dioxyde de carbone (CO₂) dans les aquifères salins est une technique fort prometteuse pour atténuer les émissions de gaz à effet de serre et lutter contre le changement climatique. Cette technologie consiste à injecter du CO₂ dans des formations géologiques profondes, où il est supposé être piégé de manière permanente, soit en restant dissous dans l'eau salée, soit en se minéralisant dans les roches environnantes.

Les graphiques interprétés, illustrent différents aspects du comportement du CO₂ au cours du temps après son injection dans un aquifère salin. Ils mettent en évidence des phénomènes tels que la stabilité initiale du CO₂ piégé, les pertes potentielles dues à des fuites ou à des réactions chimiques, et les périodes critiques où des changements significatifs dans la quantité de CO₂ séquestré peuvent survenir. Ces analyses graphiques permettent de mieux comprendre les dynamiques à long terme de la séquestration du CO₂ et de fournir des informations essentielles pour évaluer l'efficacité et la sécurité de cette technologie de capture du carbone.

6.2 CARACTERISATION DES ETAPES DE LA SÉQUESTRATION

- **La phase initiale (0 à 10 ans environ) :** montre une augmentation rapide de la pression de formation (FPR) de 240 à environ 340 bars. Cette montée rapide de la pression est typique de la période d'injection initiale de CO₂ dans l'aquifère. Pendant cette phase, le CO₂ est injecté à des taux élevés pour remplir les espaces poreux de la formation saline.
- **Comportement de l'aquifère :** La courbe indique que l'aquifère salin a une bonne capacité de réception et d'assimilation, car il est habilité à recevoir du CO₂ sans atteindre immédiatement des pressions critiques. La pente de la courbe montre également que la formation est perméable, permettant une propagation efficace du CO₂ injecté dans le réservoir poreux.
- **Effets géomécaniques :** Durant cette période, une attention particulière est portée aux aspects géomécaniques, comme la prévention de la fracturation ou de la création de chemins de fuite potentiels. L'injection de CO₂ augmente la pression des pores, ce qui pourrait potentiellement affecter la stabilité des formations rocheuses environnantes.

- **Phase de stabilisation (après 10 ans) :** Après 10 ans, la courbe de pression se stabilise autour de 330 bars. Cette stabilisation peut indiquer que l'aquifère a atteint un équilibre dynamique, où le CO₂ injecté ne provoque plus d'augmentation de la pression. Plusieurs raisons pourraient expliquer cette stabilisation :
- **Équilibre entre l'injection et la dissipation :** L'injection de CO₂ et la dissipation de pression à travers l'aquifère et les zones environnantes peuvent s'être équilibrées. Lorsqu'on injecte du CO₂ dans un aquifère salin profond ou un réservoir de roche poreuse, la pression locale augmente autour du point d'injection. Cette augmentation de pression est due à l'accumulation de CO₂ sous forme supercritique ou sous forme de gaz dissous dans l'eau de l'aquifère. Avec le temps, la pression générée par l'injection se dissipe à travers le réservoir et les zones environnantes. Cette dissipation se produit
 - o par diffusion du CO₂ dans l'aquifère,
 - o par migration du CO₂ à travers les failles et fractures.
 - o par interaction avec l'eau présente dans le réservoir.

Les propriétés hydrauliques et géomécaniques du réservoir influencent fortement sur la vitesse et l'étendue de cette dissipation. Toutefois, l'équilibre est atteint lorsque le taux d'injection de CO₂ correspond à la capacité du réservoir et des zones environnantes. À ce stade, la pression cesse d'augmenter de manière significative, ce qui réduit les risques de fracturation, de fuites et d'autres impacts potentiellement négatifs.

- **Capacité de stockage maximale :** L'aquifère pourrait avoir atteint sa capacité de stockage efficace pour le CO₂, où tout volume supplémentaire de CO₂ injecté est compensé par des mécanismes de dissolution ou de migration vers des pièges géologiques à l'intérieur de la formation.
- **Dissolution du CO₂ :** Une partie du CO₂ injecté peut commencer à se dissoudre dans la saumure présente dans l'aquifère. En se dissolvant dans la saumure, le CO₂ passe de la phase gazeuse ou supercritique à la phase soluble. Cette transition réduit la quantité de CO₂ libre dans l'aquifère ce qui réduit la pression globale en réduisant la phase gazeuse libre du CO₂.

6.2.1 Implications de la stabilisation de la pression

-**Sécurité de stockage à long terme :** Une pression stable est un bon signe pour le stockage sécurisé du CO₂. Cela signifie qu'il n'y a pas de fuites ou de migration du CO₂ hors du réservoir de stockage. La pression stable réduit également le risque de fracturation ou de défaillance de la formation qui pourrait autrement permettre au CO₂ de migrer vers la surface ou d'autres zones sensibles.

-**La capacité de confinement :** la courbe indique également que l'aquifère salin a une bonne capacité de confinement, ce qui est essentiel pour assurer que le CO₂ reste piégé dans les couches géologiques profondes pendant des milliers d'années.

-**Modélisation et surveillance :** Le comportement de la pression, comme il est bien affiché sur le graphique, nécessite une surveillance constante pour confirmer que les conditions restent stables et que le CO₂ reste confiné. À cet effet, des modèles géologiques et de réservoirs sont souvent utilisés pour prédire le comportement à long terme du CO₂ injecté.

-**Influence de la caprock :** Une caprock est une couche de roche couverture imperméable au-dessus de l'aquifère, qui joue un rôle essentiel dans le confinement du

CO₂, cependant, le graphique semble suggérer que la caprock est intacte et efficace, car il n'y a pas de variation de pression indicative de fuite ou de migration verticale.

Interactions chimiques : Au fil du temps, le CO₂ injecté peut réagir chimiquement avec les minéraux de l'aquifère, entraînant la précipitation de minéraux carbonatés et réduisant ainsi la mobilité du CO₂. Cela contribue à la sécurité à long terme du stockage du CO₂.

6.2.2 Conclusion

Le graphe 6.1 ci-dessous obtenu après simulation, indique que l'opération de séquestration de CO₂ est bien réussie, avec une phase initiale d'injection suivie d'une stabilisation du taux de pression de la formation (FPR) clairement observé, qui est typique d'un système de stockage bien géré dans un aquifère salin, où des mesures sont en place pour maintenir la stabilité du réservoir et prévenir les risques de fuite. Cela montre que l'aquifère est bien adapté au stockage à long terme du CO₂, ce qui renforce amplement la stratégie de la contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

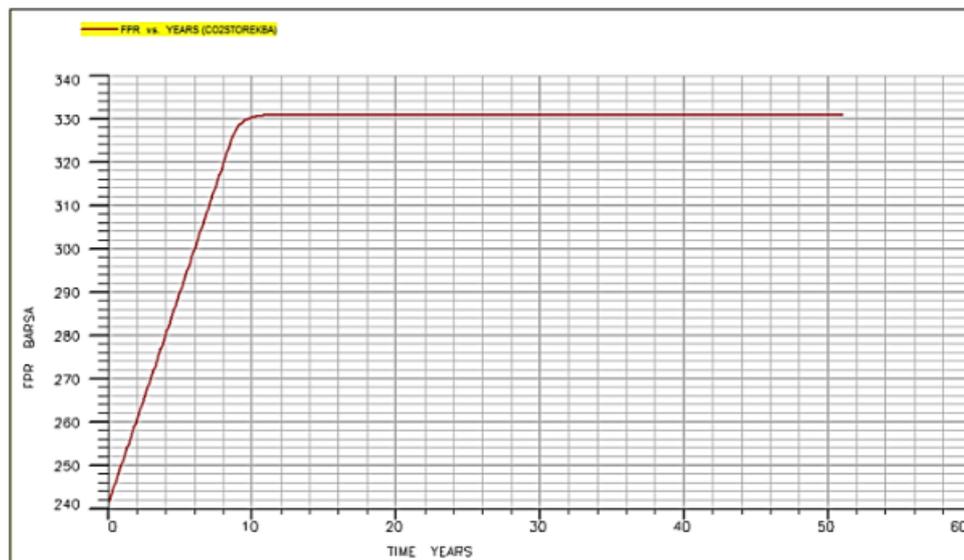


FIGURE 6.1 – Stabilité de séquestration du CO₂ dans l'aquifère salin dans le champ de Krechba, à l'Est du bassin de Timimoune.

Dans le contexte de la séquestration de CO₂ dans l'aquifère salin du champ de Krechba, situé à l'Est du bassin de Timimoune, la courbe de la figure 5.2, ci-dessous, relative à la *Formation Gas Injection Rate* (FGIR), présentant le taux d'injection de gaz de formation (FGIR) en fonction du temps (en années), mesuré en mètre cube standard par jour « Sm³/J », montre la quantité du CO₂ injecté par jour dans l'aquifère salin de Krechba. Néanmoins, la courbe de la figure 5.2, indique une déplétion substantielle du volume de CO₂ injecté et stocké dans l'aquifère, où on remarque, après un taux élevé d'injection de gaz de formation (FGIR), stocké pendant une période de plus de 50 ans de stabilité, une diminution progressive au fur et à mesure que le temps passe, comme il sera illustré dans la même figure 5.2 prochaine, à travers les trois phases suivantes :

1. Phase 1

- **Taux d'injection initial élevé** (0 à 10 ans) : Au début de la période (0 -10 ans), le FGIR est très élevé, autour d'un standard de ****300 000 Sm³/J****. Cela indique

que le CO₂ est injecté à un rythme rapide et que la formation saline à une grande capacité d'absorption initiale. Lorsqu'on injecte du CO₂ dans un aquifère salin, le CO₂ se trouve initialement, en fonction de la profondeur et de la température, sous forme gazeuse ou supercritique. À ce stade, une grande quantité de CO₂ est injectée dans le réservoir, ce qui explique le niveau élevé de FGIR.

- **Dissolution initiale** : Le CO₂ commence à se dissoudre dans l'eau salée présente dans l'aquifère. Cette dissolution est relativement rapide au début, en raison de la grande quantité d'eau non saturée, disponible pour absorber le CO₂.
- **Facteurs influençant l'absorption élevée**, s'exprimant par la perméabilité initiale à haute porosité, la formation possède une porosité efficace favorisant une perméabilité effective, permettant au CO₂ de s'infiltrer et de se déplacer facilement à travers les pores de la roche.
- **Comportement de la formation pendant l'injection**, s'identifie par la capacité élevée d'absorption. La formation est capable de supporter un taux d'injection élevé pendant cette phase, ce qui signifie qu'elle peut recevoir beaucoup de CO₂ sans saturation.

2. Phase 2

- **Chute rapide** (10 -12 ans) : Une chute rapide se produit vers les 10 à 12 ans, où le flux de gaz à effet de serre (CO₂) retenu, diminue drastiquement à un niveau proche de zéro. À ce stade, une partie significative de l'aquifère devient saturée en CO₂ dissous. Une fois la saturation atteinte, la capacité additionnelle de dissolution du CO₂ diminue. Cela entraîne une réduction rapide de la quantité de CO₂ qui peut être dissoute dans l'eau salée, ce qui pourrait s'expliquer soit par une forte assimilation du CO₂, injecté, aux constituants de l'aquifère au moyen d'une minéralisation, soit par une fuite vers l'extérieur de l'aquifère.
- *Dans le cas d'une éventuelle augmentation de la pression : L'injection continue du CO₂, peut également augmenter la pression dans l'aquifère, ce qui pourrait limiter la quantité du CO₂ qui devrait être injectée en toute sécurité sans risque de provoquer des fuites ou des fracturations dans la roche.*
- **Processus de piégeage résiduel** : Une autre raison de cette diminution rapide pourrait être expliquée par le fait que le CO₂ commence à être piégé par capillarité et assimilé aux constituants dans les pores des roches. Ce piégeage capillaire se produit lorsque le CO₂ dissout, sous forme de bulles, est immobilisé par les forces capillaires dans les pores de la roche, ce qui empêche le flux de CO₂ supplémentaire à circuler à travers l'aquifère. Ce mécanisme intervient lorsque le CO₂ est bloqué dans les pores de la roche à cause de la tension superficielle générée par l'augmentation de la viscosité à l'interface des liaisons intermoléculaires d'eau avec le CO₂. Cela se produit principalement dans des roches poreuses, où de petites quantités de CO₂ sont emprisonnées dans les pores sous forme de bulles qui ne peuvent pas se déplacer librement. Ce CO₂ reste piégé mécaniquement, réduisant ainsi les risques de fuite.

3. Phase 3

- **Faible séquestration** (12- 60 ans), État de quasi-équilibre : Après la chute rapide du volume du CO₂ injecté, le taux de séquestration (FGIR) demeure faible et constant, à un niveau proche de zéro, pendant tout le reste de la période observée (jusqu'à 60 ans). Le faible niveau constant de FGIR, indique que le processus de la séquestration du CO₂ a atteint un état de quasi-équilibre. L'aquifère ne peut plus dissoudre davantage de CO₂ supplémentaire, car la majeure partie de l'eau a atteint un état saturation.
- **Piégeage minéral** : À des échelles du temps plus longues, le CO₂ dissous peut réagir chimiquement avec les minéraux de la roche de l'aquifère pour former des minéraux

carbonatés, beaucoup plus stables, tels que la calcite. Ce processus est beaucoup plus lent que la dissolution initiale, ce qui explique pourquoi le flux de séquestration reste bas, mais non nul. Cela représente un mode de séquestration beaucoup plus stable et permanent. Ce mécanisme intervient lorsque le CO₂ est bloqué dans les pores de la roche à cause de la tension superficielle entre le CO₂ et l'eau. Cela se produit principalement dans des roches poreuses, où de petites quantités de CO₂ restent emprisonnées dans les pores des roches sous forme de bulles qui ne peuvent pas se déplacer facilement. Ce CO₂ reste piégé mécaniquement, réduisant aussi les risques de fuite hors de l'aquifère.

- **Efficacité initiale élevée mais à durée limitée** : Les aquifères salins peuvent absorber initialement de grandes quantités de CO₂, mais leur capacité diminue rapidement à mesure que la saturation est atteinte.
- **Importance des mécanismes de piégeage résiduel et minéral** : Pour garantir la sécurité à long terme du stockage de CO₂, il est important de compter non seulement sur la dissolution, mais aussi sur le piégeage capillaire et la minéralisation pour stabiliser le CO₂ injecté.
- **Stratégies de surveillance à long terme** : Un suivi vigilant et continu est essentiel pour garantir que le CO₂ reste stocké sous terre en toute sécurité. Cela implique de vérifier régulièrement l'intégrité du site de stockage pour s'assurer qu'il n'y a pas de fissurations ou de failles qui pourraient éventuellement favoriser l'échappement du CO₂ hors de l'aquifère. En surveillant la répartition du CO₂, on peut détecter tout déplacement anormal qui pourrait signaler un risque de fuite. Des capteurs et des techniques d'imagerie permettent de détecter rapidement toute fuite potentielle, tandis que des contrôles environnementaux veillent à assurer que le stockage n'a pas d'impact négatif sur les eaux souterraines, des substances à réactivité sensible dans les formations géologiques voisines, les sols ou l'air environnant.

6.2.3 Conclusion

Le graphique de la figure 6.2 ci-dessous relatif à FGIR, montre une séquence typique d'injection du CO₂ dans l'aquifère salin de Krechba avec certaines phases clés : un taux d'injection initiale élevé, une diminution rapide en raison de la saturation, une stabilisation à un taux très bas, et enfin un état de quasi-inactivité. Chaque phase représente des changements dans la capacité de la formation à absorber, voire assimiler, du CO₂, influencée par des facteurs tels que la perméabilité effective, la saturation et la capacité de stockage. Ces informations sont essentielles pour la planification et la gestion efficace des projets de séquestration de CO₂ à long terme.

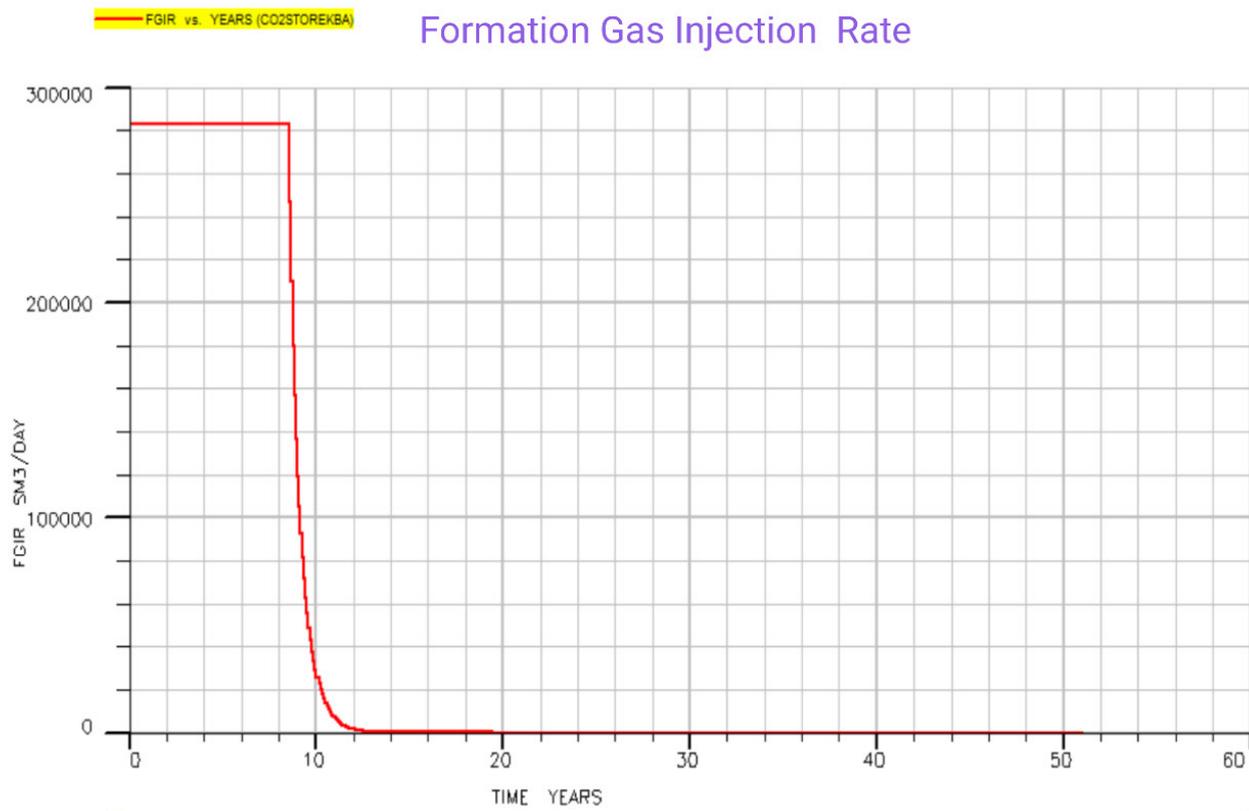


FIGURE 6.2 – Diminution rapide du volume de CO₂ injecté à un taux élevé (FGIR).

Le graphique de la figure 6.3 ci-après, représente le niveau de pression du fond du puits (WBHP - Well Bottom Hole Pressure) au fil du temps. En fonction de l'injection du CO₂ dans l'aquifère salin, on remarque les variations du niveau de pression comme suit :

1. Montée rapide de la pression (0 à >8 ans) :

- Cette phase montre le début d'injection du CO₂ dans l'aquifère, où la pression du fond du puits augmente régulièrement pour atteindre 146 bars en l'espace de moins de 9 ans, pour se stabiliser au même niveau de pression de 146 bars et demeure maintenue de manière contrôlée pendant 22 ans environ. Cette montée initiale de pression reflète en toute évidence une bonne réactivité du réservoir à l'injection, témoignant d'une accumulation de CO₂ et une compression de l'eau salée dans l'aquifère.

2. Stabilisation du niveau de pression à 146 bars (>8 à 31 ans) :

- Durant cette période de 22 ans environ, la WBHP est maintenue constante à 146 bars. Cette stabilisation de pression, indique un maintien sous contrôle rigoureux de l'injection du CO₂. Cela suggère que le système d'injection du CO₂ est conçu pour un taux bien réussi du fait du maintien du niveau de stabilité de la pression pour une période vérifiant l'efficacité de l'injection, empêchant toute surpression qui pourrait favoriser le risque de fracturation de l'aquifère, et de facto, provoquer d'éventuelles fuites.

- Cette phase pourrait aussi refléter l'équilibre atteint entre le taux d'injection du CO₂ et son assimilation (mobilité/dissolution) par l'aquifère. D'autre part, Il est clair qu'à ce niveau de pression, le réservoir d'aquifère ait atteint sa capacité maximale de stockage du CO₂ en toute sécurité.

3. Chute soudaine de la pression à 31 ans :

- *La chute rapide du taux de pression*, indique fort probablement l'arrêt de l'injection du CO₂.
- *Avec l'arrêt d'injection*, la pression commence à diminuer, reflétant la dissipation de la pression accumulée dans le réservoir.
- *La chute de pression à ce point*, pourrait indiquer aussi, un relâchement de la contrainte sur le réservoir, permettant à la réaction sensible du CO₂ avec l'eau de se redistribuer dans l'aquifère.

4. Pression proche de zéro (31 à 60 ans) :

- *Après l'arrêt de l'injection*, la pression décline à un niveau très bas, ce qui pourrait suggérer que l'aquifère a absorbé par dissolution tout le CO₂ injecté, ou que le CO₂ injecté a migré vers d'autres parties du réservoir où la pression n'est plus détectée au fond de puits.

- *Capacité du réservoir* : Le fait que la pression ait été maintenue constante pendant 22 ans environ, pourrait indiquer que l'aquifère dispose d'une bonne capacité de stockage à 146 bars, mais au-delà de cette limite de pression, l'opération d'injection supplémentaire n'est plus permise pour des raisons d'efficacité (assimilation) et de sécurité.

- *Post-injection* : Après l'arrêt de l'injection, la dissipation rapide de la pression, pourrait indiquer une bonne capacité du réservoir à stabiliser le CO₂ injecté sous l'effet, soit de la réaction de la dissolution du CO₂ dans l'eau salée, soit du piégeage structural ou résiduel.

En conclusion, le graphique de la figure 6.2 précédente, montre la réussite de la séquestration du CO₂, qui s'avère bien contrôlée dans l'aquifère salin de la région de Krechba, où la pression du fond du puits (WBHP) est maintenue stable et constante à 146 bars sur une période significative de 22 ans environs. Cette gestion de la pression permet de maximiser la sécurité et l'efficacité du stockage du CO₂, tout en minimisant les risques de fracturation du réservoir devant générer des fuites. La chute soudaine de la pression après 31 ans d'injection, suggère l'arrêt du processus d'injection, suivi par une nette dissipation progressive de la pression qui, est liée probablement à la redistribution ou la dissolution du CO₂ dans l'aquifère. Globalement, cette approche démontre la faisabilité d'un stockage durable du CO₂, en s'appuyant sur des mécanismes de piégeage par dissolution, structural ou résiduel, promettant ainsi une solution efficace et stratégique pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre.



FIGURE 6.3 – La Pression du fond du puits (**Well Bottom Hole Pressure WBHP**)

Le graphique de la figure 6.3 ci-dessous, montre la variation de l'indice de productivité du puits d'injection WPI (**Well Productivity Index**) au fil du temps, en relation avec la séquestration du CO₂ dans l'aquifère salin de la région de Krechba.

Le WPI (Well Productivity Index), est une mesure qui évalue l'efficacité d'un puits à produire ou injecter des fluides, dans notre cas, il s'agit du CO₂ injecté dans l'aquifère salin de Krechba. Il est défini par la formule suivante : $WPI = Q/\Delta P$

où :

- **Q** : est le débit de production du fluide (volume par unité de temps, par exemple en **m³/jour**

ou **bbbl/jour**),

- ΔP : est la différence de pression entre le réservoir et le puits (souvent appelée la pression de Drawdown, en **Pa** ou **psi**).

Le débit de fluide (le CO₂ injecté dans l'aquifère) :

La différence de pression entre le réservoir d'aquifère et le puits d'injection.

- Un WPI élevé : signifie qu'une grande quantité du CO₂ est injectée avec une faible différence de pression entre le puits et l'aquifère, ce qui signifie le caractère d'une haute efficacité.

- Un WPI faible : au contraire, indique que l'injection de CO₂ devient de plus en plus difficile, probablement en raison d'obstacles physiques ou d'une saturation de l'aquifère.

INTERPRÉTATION DU GRAPHIQUE

Phase de productivité stable (0 à >20 ans) :

Pendant les 20 premières années, l'indice de productivité (WPI), demeure stable à environ 200 000 SM³. Cela signifie que l'injection du CO₂ dans l'aquifère est très efficace. Cependant, l'aquifère salin de Krechba accepte de grandes quantités de CO₂ sans trop de résistance (faible différence de pression entre le puits et l'aquifère), ce qui montre qu'au début du processus, l'aquifère se caractérise par une grande capacité d'absorption de CO₂. Cette phase correspond à une période où les pores de l'aquifère n'ont pas encore atteint leur niveau de saturation et la structure géologique permet davantage d'injection de CO₂ de manière optimale.

Chute rapide de la productivité (>20 à 31 ans) :

Après plus de 20 ans, le WPI commence à chuter brutalement, pour indiquer que l'aquifère commence à atteindre sa capacité maximale de séquestration de CO₂, où il devient de plus en plus difficile d'injecter plus du CO₂ dans l'aquifère, ce qui pourrait expliquer que les pores ont atteint leur niveau de saturation, entravant ainsi la perméabilité. Le système devient moins productif, ce qui nécessite plus d'énergie (pression) pour injecter la même quantité de CO₂, ou bien, moins de CO₂ à injecter pour une même pression. Cette phase peut aussi signaler des changements profonds dans les propriétés physiques de l'aquifère, comme la saturation des pores ou un piégeage minéral du CO₂, ce qui limite la capacité de séquestration du CO₂.

3. Phase de faible productivité ou quasi-arrêt (31 ans à >50 ans) :

A 31 ans, l'indice de productivité (WPI) devient extrêmement bas, proche de 0. Cela suggère que l'aquifère est entièrement saturé ou que l'injection du CO₂ n'est plus possible de manière efficace. À ce stade, la majeure partie du volume de CO₂ injecté a été séquestrée dans les pores, et la capacité de l'aquifère à en accepter davantage est très limitée, voire impossible. Cependant, le faible WPI peut également indiquer que la différence de pression entre le puits d'injection et l'aquifère devient très importante, rendant ainsi l'opération d'injection techniquement et économiquement non viable.

Conclusion : Le graphique de la figure 6.4 ci-dessous, montre une phase initiale de haute productivité, suivie d'une diminution rapide de la performance du puits à 21 ans environ après l'injection initiale. Cela suppose que, bien que le système d'aquifère fonctionne efficacement au départ, sa capacité à absorber le CO₂ devient de plus en plus limitée avec le temps, ce qui réduit davantage l'efficacité du puits d'injection.

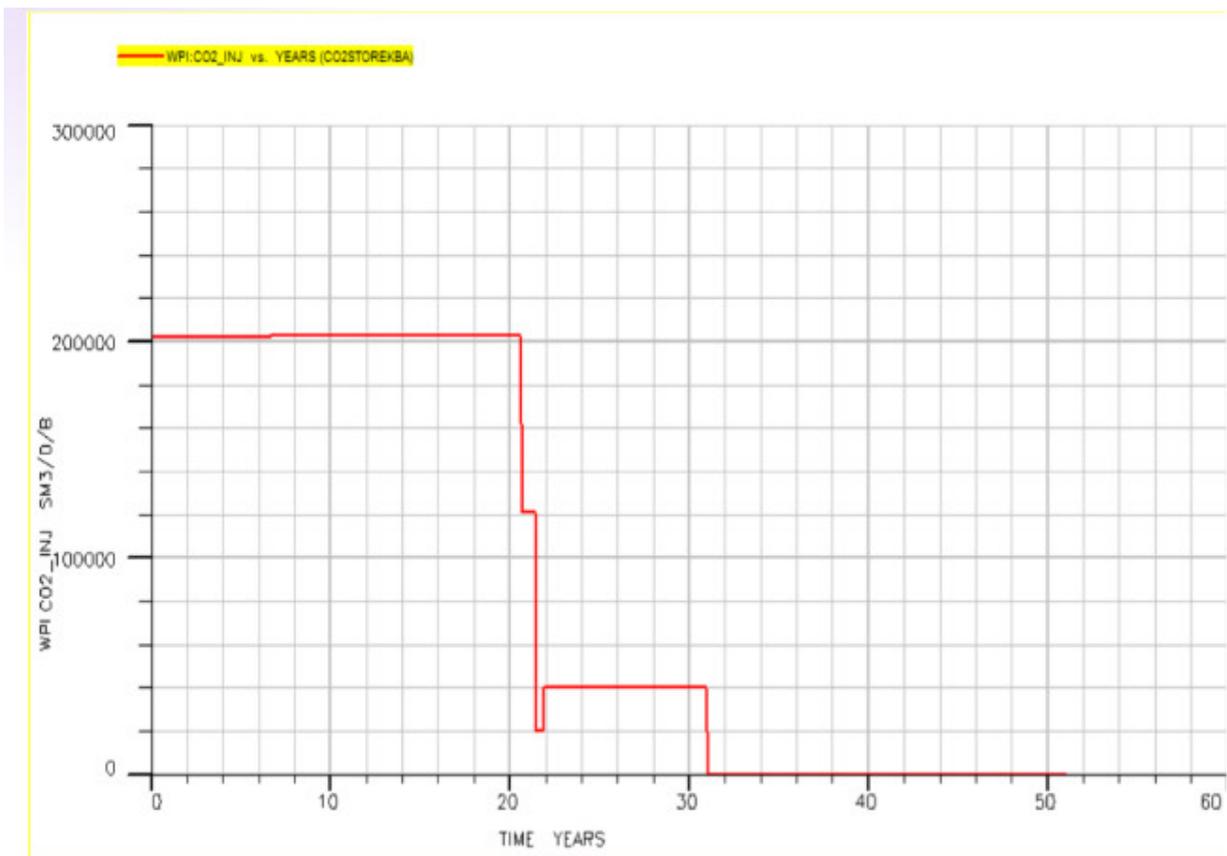


FIGURE 6.4 – L'Indice de Productivité du Puits d'injection (WPI)

Recommandations

La séquestration du CO₂ dans les aquifères salins est une solution clé pour atténuer les émissions de gaz à effet de serre. Pour maximiser l'efficacité de ce processus, il est crucial d'adopter des approches telles que la régulation de la pression, l'amélioration de la dissolution du CO₂, et l'encouragement de sa minéralisation. Des techniques permettent d'assurer un stockage plus sûr et plus durable tout en limitant les risques associés.

Injection de la saumure pour contrôler la pression et améliorer la distribution

Injecter de la saumure après l'injection de CO₂ permet de réguler la pression dans l'aquifère et d'éviter une accumulation excessive autour du puits. Cela contribue à redistribuer le CO₂ injecté, augmentant ainsi la surface de contact avec l'eau et facilitant la dissolution du gaz. Cette méthode aide également à mieux contrôler la dynamique des fluides dans le réservoir, réduisant aussi les risques de fuite et assurant une meilleure répartition du CO₂.

L'étude montre que l'injection de la saumure peut améliorer substantiellement la dissolution du CO₂ dans les aquifères salins, avec une augmentation de plus de **50 %** sur une période de 200 ans dans certains cas. Cette méthode optimise le stockage géologique à moindre coût tout en assurant une meilleure sécurité et une plus grande efficacité dans la capture et le stockage du carbone sous forme de CO₂ [18].

Stratégie multi-puits pour maximiser la couverture

Utiliser plusieurs puits d'injection répartis dans l'aquifère permet d'éviter les zones de saturation locale autour d'un seul puits. En multipliant les points d'injection, on étend la zone de contact entre le CO₂ et l'eau saline, optimisant ainsi la dissolution et l'efficacité du stockage. Cela favorise également une meilleure gestion de la pression tout en augmentant la capacité globale du réservoir à absorber le CO₂.

Ajout d'agents chimiques pour accélérer la dissolution

L'incorporation d'additifs chimiques comme des surfactants ou des polymères peut modifier les interactions entre le CO₂ et l'eau, accélérant ainsi la dissolution du gaz dans la phase aqueuse. Cette méthode permet non seulement d'améliorer la solubilité du CO₂, mais aussi de réduire la mobilité du gaz, limitant ainsi les risques de migration non souhaitée et augmentant la sécurité du stockage à long terme.

Prise en compte des impuretés dans le CO₂ injecté

Injecter un flux de CO₂ contenant des impuretés (par exemple SO₂, NO_x, ou H₂S) peut influencer les réactions géochimiques dans l'aquifère. Ces impuretés peuvent potentiellement réagir avec les minéraux sensibles présents pour former des composés solides, ce qui contribuerait à une meilleure rétention du CO₂ sous forme minéralisée. Une étude approfondie de leur impact est nécessaire pour adapter les conditions d'injection et maximiser les avantages de ces réactions chimiques [19].

Favoriser la minéralisation du CO₂ pour un stockage permanent

Pour assurer une immobilisation à long terme du CO₂, la promotion de la minéralisation (transformation du CO₂ en minéraux solides) est une stratégie clé. L'injection d'éléments favorisant la précipitation de carbonates comme le calcium ou le magnésium peut accélérer la conversion du CO₂ en minéraux stables. Cette approche garantit une séquestration permanente, bien que des recherches supplémentaires soient nécessaires pour déterminer les conditions idéales pour maximiser ce processus naturel.

Conclusion

La séquestration du CO₂ dans les aquifères salins offre une solution prometteuse pour atténuer les effets des émissions de gaz à effet de serre. Nous pouvons considérablement augmenter l'efficacité du processus en optimisant des paramètres clés comme la gestion de la pression par l'injection de la saumure, l'utilisation de puits multiples, et l'ajout d'agents chimiques pour améliorer la dissolution.

De plus, l'intégration d'impuretés dans le flux de CO₂ et l'accélération du processus de minéralisation permettent de renforcer la rétention à long terme du CO₂ sous forme solide, assurant ainsi un stockage sûr et durable.

La mise en œuvre de ces stratégies, soutenue par des études approfondies et des ajustements continus, constitue une étape essentielle pour garantir la pérennité de cette technologie. En maîtrisant ces techniques, la séquestration dans les aquifères salins devient un outil fondamental dans la lutte contre le réchauffement climatique, alliant efficacité, sécurité et durabilité.

Conclusion générale

L'originalité de cette thématique de recherche, traitée dans le cadre de cette minutieuse étude sur la géosequestration du CO₂ dans l'aquifère salin de Krechba, situé à l'Est du bassin sédimentaire de Timimoune, appartenant à la province occidentale de la plateforme saharienne algérienne, a bel et bien vérifié que cette technologie offre un potentiel fort prometteur destiné à réduire les émissions du gaz de CO₂, connu comme étant le plus important gaz développant le phénomène de l'effet de serre dans l'atmosphère terrestre.

Les simulations effectuées avec le logiciel Eclipse ont permis de modéliser avec précision le comportement du CO₂, injecté sous sa forme supercritique dans les formations gréseuses à une profondeur de 800m. Ce réservoir abritant l'aquifère salin au niveau de la région de Krechba, surmonté d'une roche couverture imperméable, assure un confinement aussi efficace que possible du CO₂, limitant ainsi les risques de fracturation de la roche couverture, et de facto, la migration ou la fuite du CO₂ hors de l'aquifère salin.

Les mécanismes de piégeage, qu'ils soient d'ordre structural, résiduel, de solubilité ou minéral, jouent un rôle déterminant dans l'efficacité et la stabilité du stockage du CO₂ à long terme. Les simulations ont révélé, au début de l'opération d'injection, une augmentation rapide de la pression de formation (FPR), qui se stabilise après les dix premières années d'injection, illustrant ainsi clairement un confinement optimal du CO₂ dans l'aquifère. Suite à cette étape d'injection initiale, l'indice de productivité du puits d'injection (Well Productivity Index) est resté constant, pendant toute cette période initiale d'injection, confirmant en l'occurrence l'efficacité et la réussite de l'opération d'injection. Toutefois, une diminution progressive du WPI a été observée par la suite, indiquant que l'aquifère commence à atteindre sa limite de capacité de stockage, et que la saturation des pores de l'aquifère rendrait toute injection supplémentaire du CO₂ plus difficile, voire impossible.

Pour surmonter cette perte d'efficacité, identifiée par la diminution du WPI, la technique d'injection additive d'une solution saline a été recommandée pour davantage de sécurité et de rentabilité de ce projet, car elle permet d'accélérer la dissolution du CO₂ dans la saumure, améliorant davantage le stockage à long terme. Ce processus, qui se veut à la fois moins coûteux en énergie, en offrant de meilleures conditions pour minimiser les émissions supplémentaires, pourrait permettre de dissoudre plus de 50 % du CO₂ injecté sur une période de 200 ans.

En conclusion, le champ de Krechba présente toutes les caractéristiques techniques nécessaires, répondant aux normes standards internationales requises pour la géosequestration du CO₂, est appelé à devenir un site-réservoir pilote, inscrit dans la stratégie mondiale des projets de séquestration du CO₂. Cependant, comme il a été développé dans cette étude, des améliorations technologiques et une gestion rigoureuse du site de stockage du CO₂ seront hautement nécessaires pour maintenir une efficacité durable des opérations d'injection et une stabilité du processus de stockage, et répondre aux défis posés par la saturation progressive de l'aquifère.

Toutefois, cette approche s'inscrit pleinement dans le programme international de lutte contre le changement climatique, traduit par le réchauffement de l'atmosphère terrestre, tout en contri-

buant de manière significative à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, tout en assurant la sécurité des réservoirs destinés aux programmes de géosequestration du CO₂.

Bibliographie

- [1] “La capture, le transport et le stockage du CO₂(CTSC),” Rapport, Université Mentouri, Constantine, 2013.
- [2] T. REGION. “Ministère de l’énergie 2019 | Conception & réalisation.” (), adresse : <https://www.energy.gov.dz/?article=principaux-gisements-drhydrocarbures-ae-lralgerie>.
- [3] “2024 Verdict Media Limited Projet de développement des champs du sud d’In Salah.” (), adresse : https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/in-salah-southern-fields-development-project/#google_vignette.
- [4] “Landsat X.” (), adresse : <https://landsat.visibleearth.nasa.gov/search.php?cx=002358070019171462865%3Ajkcajtgk4q&cof=FORID%3A9&q=algeria&sa=search>.
- [5] S. MORAIS, “Applications des laboratoires géologiques sur puce pour les problématiques du stockage du CO₂,” These de doctorat, Bordeaux, 19 déc. 2016.
- [6] “Français — IPCC.” (), adresse : <https://www.ipcc.ch/languages-2/francais/>.
- [7] H. Y. DEROUICHE BELKACEM, “l’efficacité du stockage du CO₂ à Krechba - In Salah : par l’investigation sur la fuite du CO₂ au niveau du puits KB-5,” Accepted : 2022-06-06T12 :24 :19Z, PFE, Université M’Hamed Bougara Boumerdès : Faculté de Technologie, 2012.
- [8] A. SHARMA, “Rôle de la combustion de la biomasse dans les émissions de gaz à effet de serre,” Page Version ID : 218502925, thèse de doct., jan. 2022.
- [9] *Émissions de dioxyde de carbone, consommation d’énergie, croissance économique, population, pauvreté et superficie forestière : données probantes issues de l’analyse des données de panel*, sept. 2017.
- [10] R. B. BERT-MANOZ, “L’état supercritique en sciences de la terre,” thèse de doct., ENS de Lyon, Laboratoire de Géologie de Lyon, 18 mars 2014.
- [11] O. FELLADJI, “CO₂ Supercritique :Propriétés d’un fluide supercritique,” 19 mars 2018.
- [12] C. CAO, H. LIU, Z. HOU, F. MEHMOOD, J. LIAO et W. FENG, “A review of co₂ storage in view of safety and cost-effectiveness,” *Energies*, t. 13, n° 3, p. 600, jan. 2020, Number : 3 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [13] C. KHELIFA et Z. AZIEZ, “Impact des fractures sur la capacité et la sécurité du CO₂ géologique Stockage,” Accepted : 2013-09-19T09 :24 :53Z, Thesis, Université de Kasdi Merbah, 2021.
- [14] A. MATHIESON, J. MIDGELY, I. WRIGHT, N. SAOULA et P. RINGROSE, “In Salah CO₂ Storage JIP : CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria,” *Energy Procedia*, 10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, t. 4, p. 3596-3603, 1^{er} jan. 2011. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211005686>.

-
- [15] Z. FAYÇAL, A. KAROUM et M. I. BAAMEUR, *State of The Art Monitoring CO2 at Krechba Field as a key Role in a transition to a lower carbon world*. SONATRACH, 2016. DOI : 10.21203/rs.3.rs-5122014/v1.
- [16] G. PICARD, “Cycle de formation spécialisée en Génie Logiciel,” Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne, 2010.
- [17] “Reference manual, ECLIPSE version 2014.1.” (2014).
- [18] H. HASSANZADEH, M. POOLADI-DARVISH et D. KEITH, “Accelerating CO2 Dissolution in Saline Aquifers for Geological Storage — Mechanistic and Sensitivity Studies,” *Energy & Fuels - ENER G FUEL*, t. 23, 18 juin 2009.
- [19] M. D. AMINU, “Carbon dioxide storage in the UK southern north sea : experimental and numerical analysis,” oct. 2018.