



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique



جامعة وهران 2 محمد بن أحمد

Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

معهد الصيانة والأمن الصناعي

Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département d'hygiène et de sécurité industrielle

## MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

**Filière :** Hygiène, sécurité et environnement  
**Spécialité :** sécurité industrielle et environnement

### Thème

**Captage, Stockage et valorisation de CO<sub>2</sub> dans l'industrie**

Présenté et soutenu publiquement par :

Zouragh Amira

Toubal Chaimaa

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Mechken Amel Karima	MCB	Université d'Oran 2	Président
Derias Fatima Zahra	MAA	Université d'Oran 2	Examinatrice
Beloufa Khadidja	MAA	Université d'Oran 2	Encadreur

Année Universitaire 2023/2024

## **Remerciements**

*Nous exprimons tout d'abord notre gratitude envers le bon Dieu pour nous avoir accordé la santé, l'énergie et la volonté nécessaires pour mener à bien ce travail dans des conditions optimales. Nous sommes profondément reconnaissants envers nos chers parents, que nous aimons plus que tout au monde, et qui ont consenti tant de sacrifices pour nous faciliter le chemin vers le succès.*

*Nous souhaitons adresser notre respectueuse gratitude à notre promotrice, **Mme B. Khadija**. Nous tenons à exprimer toute notre reconnaissance pour son aide, sa disponibilité et ses précieux conseils. Sa contribution a été d'une valeur inestimable dans la réalisation de ce projet.*

*Nos sincères remerciements vont également à **Mr. M. Djafour**, notre Co-encadreur et ingénieur de prévention HSE, pour leur orientations, encouragements et leur précieuse assistance tout au long de notre recherche. Leur expertise et leur soutien nous ont permis d'effectuer notre mémoire.*

***A Mme S. Zahira**, ainsi qu'à tout le personnel « IMSI » pour leur aide.*

*Nous exprimons notre gratitude envers tous les membres du jury qui ont accepté d'évaluer notre travail. Leur considération nous honore grandement.*

*Enfin, nous souhaitons remercier chaleureusement toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail. Votre soutien a été essentiel et nous en sommes profondément reconnaissants.*

## *Dédicace*

*À mes parents, pour leur amour, soutien et dévouement constants, qui ont été les piliers de mon parcours.*

*À mes grands-parents, pour leur sagesse, leur bienveillance et leurs encouragements constants.*

*À mes frères et sœurs, Nasreddine, Aymen et Dounia pour leur présence et leur soutien, source de force et de joie partagée.*

*À mes professeurs et mentors de l'IMSI, pour leur enseignement inspirant et leur contribution à ma formation académique.*

*À mon binôme de travail, Zouragh Amira, pour sa collaboration essentielle.*

*À mes amis, chacun par leur nom, pour leurs encouragements et leur amitié inestimable. Et à tous ceux qui ont contribué par leur soutien, Merci infiniment.*

*Toubaï Chaimaa*

## *Dédicace*

*Je dédie ce travail à toutes ceux qui me sont chers.*

*À mes parents qui ne cessent de m'encourager, de me soutenir  
pendant toutes mes études.*

*À mes frères Anis et Ayoub*

*À mon binôme Toubal Chaïmaa*

*À mes amis Meriem, Sabrina et Nesrine*

*Zouragh Amira*

## Table des matières

Remerciements .....	I
Dédicace .....	II
Dédicace .....	III
Liste des figures .....	VII
Liste des Tableaux .....	IX
Liste des abréviations .....	X
Résumé .....	XII
INTRODUCTION GENERALE.....	1
<b>CHAPITRE I : Les concepts relatifs au dioxyde de carbone</b>	
I.1 Introduction .....	5
I.2 Le dioxyde de carbone .....	5
I.2.1 Définition .....	5
I.2.2 Caractéristiques de CO <sub>2</sub> .....	6
I.2.2.1 Caractéristiques physicochimique .....	7
I.2.2.2 Autres caractéristiques.....	7
I.2.3 Utilisations de dioxyde de carbone .....	8
I.2.3.1 Sous forme gazeuse .....	8
I.2.3.2 Sous forme liquide.....	8
I.2.3.3 Sous forme solide .....	9
I.2.3.4 En phase supercritique.....	9
I.3 Emissions du CO <sub>2</sub> .....	10
1. Les émissions de CO <sub>2</sub> au monde .....	10
2. Les émissions de CO <sub>2</sub> en Algérie .....	10
I.3.1 Les sources d'émissions du CO <sub>2</sub> .....	11
I.3.1.1 Sources des émissions d'origine humaine .....	12
I.3.1.2 Source des émissions d'origine naturelle .....	12
I.3.2 Impact des émissions de CO <sub>2</sub> .....	13
I.3.2.1 Sur L'environnement.....	13
1. Chez les oiseaux et mammifères .....	13
2. Dans les océans .....	13
3. Sur la flore .....	14
4. Sur le climat .....	14
I.3.2.2 Sur L'être humain.....	15

I.3.3	Réduction des émissions de CO <sub>2</sub> .....	15
I.4	Cadre réglementaire Agissant au CO <sub>2</sub> .....	16
I.4.1	Cadre international.....	16
I.4.2	Cadre national .....	18
I.5	Conclusion.....	19
<b>CHAPITRE II : Gestion intégrée du CO<sub>2</sub> : captage, stockage et valorisation</b>		
II.1	Introduction .....	21
II.2	Captage de CO <sub>2</sub> .....	21
II.2.1	Techniques de captage de CO <sub>2</sub> .....	21
II.2.1.1	Captage de CO <sub>2</sub> en postcombustion .....	21
II.2.1.2	Captage de CO <sub>2</sub> par Oxycombustion.....	22
II.2.1.3	Captage de CO <sub>2</sub> en précombustion.....	23
II.2.2	Risques liés aux captages de CO <sub>2</sub> .....	24
II.3	Stockage de CO <sub>2</sub> .....	24
II.3.1	Techniques de stockage de CO <sub>2</sub> .....	25
II.3.1.1	Stockage géologique.....	25
II.3.1.2	Enfouissement océanique .....	26
II.3.1.3	Stockage minéral de CO <sub>2</sub> .....	27
II.3.2	Les capacités de stockage.....	28
II.3.3	Les Risques liés aux stockages de CO <sub>2</sub> .....	28
II.4	Défis et limites du captage et du stockage du carbone.....	29
II.5	Valorisation de CO <sub>2</sub> .....	30
II.5.1	Voies de valorisation.....	31
II.5.1.1	Valorisation sans transformation .....	31
II.5.1.2	Valorisation avec transformation chimique.....	33
II.5.1.3	Valorisation avec transformation biologique .....	39
II.6	Potentiels de valorisation du CO <sub>2</sub> à l’horizon 2050 .....	41
II.7	Conclusion.....	42
<b>CHAPITRE III : Présentation de projet d’In Salah Gas et le champ du Krechba</b>		
III.1	Introduction .....	44
III.2	Présentation du projet d’In Salah Gaz.....	44
III.2.1	Situation géographique.....	44
III.2.2	Sites d’ISG .....	45
III.3	Développement du projet ISG.....	49

III.4	Présentation du champ de Krechba .....	50
III.5	Evolution du champ gazier de Krechba .....	50
III.6	Description des opérations de traitement de Krechba [36] .....	52
III.7	Système de protection de procédé à ISG-KRECHBA .....	57
III.7.1	Philosophie du système ESD d'ISG et niveaux d'urgence .....	57
III.7.2	Système de sécurité et de contrôle feu et gaz [34] .....	57
III.7.3	Techniques de surveillance de site d'injection de CO <sub>2</sub> .....	59
III.8	Conclusion.....	60
<b>CHAPITRE IV : CSC au sien de Krechba et méthode de valorisation proposée</b>		
IV.1	Introduction .....	61
IV.2	Vue générale de processus .....	61
IV.3	Système d'élimination de gaz acide .....	62
IV.3.1	Description des équipements.....	62
IV.3.2	Description du système .....	65
IV.4	Système de compression et de réinjection.....	70
IV.4.1	Description des équipements.....	70
IV.4.2	Description du système .....	72
IV.5	État actuel du projet.....	77
IV.6	Effets géochimiques et géophysiques du stockage de CO <sub>2</sub> dans le sous-sol de Krechba ..	78
IV.7	Méthode de valorisation de CO <sub>2</sub> proposée .....	79
IV.7.1	Définition de la méthode EOR .....	79
IV.7.2	Méthodes EOR .....	80
IV.8	Principe de récupération assisté du pétrole par injection de CO <sub>2</sub> .....	81
IV.8.1	Une voie pleine d'avenir .....	84
IV.8.2	Avantages et inconvénients .....	84
IV.9	Projets EOR-CO <sub>2</sub> dans le monde .....	85
IV.10	Commercialisation du CO <sub>2</sub> récupéré.....	87
IV.11	Conclusion.....	90
Conclusion générale .....		90

## Liste des figures

Figure I.1 : Représentation 3D de dioxyde de carbone .....	5
Figure I.2 : Les émissions annuelle de CO <sub>2</sub> au monde.....	10
Figure I.3 : Les Emissions Annuelle De CO <sub>2</sub> en Algérie .....	11
Figure I.4 : les sources anthropiques du CO <sub>2</sub> .....	12
Figure I.5 : les sources naturelles du CO <sub>2</sub> .....	13
Figure II.1 : Le Captage de CO <sub>2</sub> par postcombustion .....	22
Figure II.2 : Le Captage de CO <sub>2</sub> par Oxycombustion .....	23
Figure II.3 : Le Captage de CO <sub>2</sub> par Oxycombustion .....	23
Figure II.4 : présentation schématique des trois modes de stockages envisagés en formations géologiques sédimentaires.....	26
Figure II.5 : Techniques d'enfouissement océaniques. ....	27
Figure II.6 : cycle de l'altération des silicates et de la précipitation des carbonates. ....	28
Figure II.7 : Les Défis du captage et stockage du CO <sub>2</sub> .....	29
Figure II.8 : Principe d'injection de CO <sub>2</sub> en EOR.....	31
Figure II.9 : Principe de la récupération géothermique de chaleur avec du CO <sub>2</sub> .....	32
Figure II.10 : Classification des applications du CO <sub>2</sub> selon ses propriétés (Compilation RECORD /APESA).....	33
Figure II.11 : Principales transformations du CO <sub>2</sub> par synthèse organique .....	34
Figure II.12 : Principales différences entre les minéralisations in-situ et ex-situ (Compilation RECORD/APESA).....	35
Figure II.13 : Hydrogénation du CO .....	35
Figure II.14 : Principe du procédé « Power to Gas » avec méthanation.....	36
Figure II.15 : Présentation des différentes voies de reformage du méthane. ....	37
Figure II.16 : Schéma de principe de l'électrolyse du CO <sub>2</sub> .....	38
Figure II.17 : Présentation de différentes installations solaires à concentration.....	38
Figure II.18 : Schéma du procédé de production et de valorisation des microalgues.....	39
Figure II.19 : Bassin "raceway". ....	40
Figure II.20 : Schéma de fonctionnement d'un photobioréacteur pour la culture de microalgue	40
Figure II.21 : Schéma simplifié de la conversion du CO <sub>2</sub> par biocatalyse.....	41
Figure II.22 : Quantités de CO <sub>2</sub> actuellement valorisées et estimations en 2050 pour différentes voies .....	42
Figure III.1 : Localisation d'In Salah gaz .....	45
Figure III.2 : Différents sites d'In Salah Gas.....	48

Figure III.3 : Concept de développement.....	49
Figure III.4 : Diagramme en bloc de installation de Krechba.....	51
Figure III.5 : Projet de compression de Krechba. ....	51
Figure III.6 : Projet de Krechba 2ème étage de Compression.....	52
Figure IV.1 : Schéma fonctionnel .....	61
Figure IV.2 : Schéma simplifié du process .....	70
Figure IV : Localisation des puits injecteurs du projet In Salah gaz.....	74
Figure IV.4 : schéma simplifié du process .....	76
Figure IV.5 : Déformations à partir de données satellites InSAR observées autours des puits injecteurs entre le 04/09/2004 et le 31/05/2008 .....	77
Figure IV.6 : les différentes méthodes de valorisation de CO <sub>2</sub> récupéré au Krechba.....	79
Figure IV.6 : Classification simplifiée des méthodes EOR .....	81
Figure IV.6 : Principe de Récupération d'hydrocarbures par injection de CO .....	82
Figure IV : L'augmentation de la production de pétrole de Weyburn .....	87

## Liste des Tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Principales caractéristiques physico-chimiques du CO <sub>2</sub> .....	6
<b>Tableau IV.1</b> : Production projetée de EOR avec CO <sub>2</sub> .....	86
<b>Tableau IV.2</b> : Cout d'investissement de projet de captage et stockage .....	88
<b>Tableau IV.3</b> : tableau récapitulatif des résultats des calculs de la rentabilité .....	89

## Liste des abréviations

AGRU : unité d'élimination des gaz acides  
AIE : Agence internationale de l'énergie  
BCF : milliards de pieds cubes  
C : Carbonifère  
CB : Filtre à charbon  
CCS : Carbon Capture and Storage  
CH<sub>4</sub> : Méthane  
CNDG : Centre National de Dispatching de Gaz  
CO : Monoxyde de carbone  
CO<sub>2</sub> : Dioxyde de carbone  
CPF : Installation centrale de production  
CSC : Captage et Stockage du carbone  
D : Dévonien  
 $\Delta G$  : variation de l'énergie libre de Gibbs  
ECBMR : Enhanced Coal Bed Methane Recovery  
EGHR : Enhanced Gas Hydrate Recovery  
EGR : Enhanced Gas Recovery  
EGS : Enhanced Geothermal System  
EOR : Enhanced Oil Recovery  
GES : Gaz à effet de serre  
GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat  
H<sub>2</sub> : Dihydrogène  
H<sub>2</sub>O : Eau  
H<sub>2</sub>S : Hydrogène sulfuré  
HC : échangeur thermique  
HI : Unité d'échange thermique  
ISG : In Salah Gas  
KJ : Kilojoule  
Km : Kilomètre  
KB : Puits Krechba

M : mètre  
M<sup>3</sup>/h : mètre cube par heure  
MD : Millidarcy (une unité de perméabilité)  
MD : MilliDarcy (une unité de perméabilité, souvent utilisée en géologie pétrolière)  
MEA : Monoéthanolamine  
Mmscfd : million de pieds cubes standards par jour  
Mole % : Pourcentage molaire  
MPa : Mégapascal  
NH<sub>3</sub> : Ammoniac  
NO-SE : Nord-Ouest / Sud-Est  
NO<sub>x</sub> : Oxydes d'azote  
O<sub>2</sub> : Oxygène  
PA : Assemblage de pompe  
Ppm : Parties par million  
PSV : soupape de sécurité de pression  
R'Mel : Hassi R'Mel  
RAH : Récupération assistée des hydrocarbures  
R<sub>3</sub>N : Amine  
SI : Système international (d'unités)  
SO<sub>x</sub> : Oxydes de soufre  
T : Température  
T/T : tangente à tangente  
TH : Titre hydrotimétrique  
VD : tambour vertical  
VE : Équipement vertical  
XR : Ensemble d'injection antimousse

## Résumé

Ce mémoire analyse les technologies de captage, de stockage et de valorisation du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) afin de répondre aux défis environnementaux liés aux émissions de gaz à effet de serre. L'étude évalue l'efficacité, les avantages et les limitations de diverses technologies de CSC (Captage et Stockage du carbone) et de valorisation, en mettant un accent particulier sur leur faisabilité économique en Algérie. Le projet d'In Salah Gas en Algérie est étudié comme un exemple concret démontrant la viabilité de ces technologies à grande échelle. Les résultats indiquent que les technologies de CSC sont non seulement techniquement viables, mais également économiquement avantageuses lorsqu'elles sont bien intégrées dans les projets industriels. Les perspectives futures incluent des recommandations pour améliorer l'efficacité et promouvoir l'adoption de ces technologies, ainsi que des suggestions pour de nouvelles recherches et collaborations internationales.

Mots clés (CO<sub>2</sub>, Captage, Stockage, Valorisation, Gaz à effet de serre, Projet d'In Salah Gas)

### الملخص

يقوم هذا البحث بتحليل تقنيات التقاط وتخزين واستغلال ثاني أكسيد الكربون (CO<sub>2</sub>) بهدف مواجهة التحديات البيئية المتعلقة بانبعاثات الغازات الدفيئة. تُقيّم الدراسة فعالية وفوائد وقيود مختلف تقنيات التقاط وتخزين الكربون (CSC) واستغلاله، مع التركيز بشكل خاص على جدواها الاقتصادية في الجزائر. يُعتبر مشروع "غاز عين صالح" في الجزائر مثالاً عملياً يوضح جدوى تطبيق هذه التقنيات على نطاق واسع. تُظهر النتائج أن تقنيات التقاط وتخزين الكربون ليست فقط قابلة للتطبيق من الناحية التقنية، بل إنها أيضاً ذات جدوى اقتصادية عندما يتم دمجها بشكل جيد في المشاريع الصناعية. تشمل التطلعات المستقبلية توصيات لتحسين الكفاءة وتشجيع تبني هذه التقنيات، بالإضافة إلى اقتراحات لأبحاث جديدة وتعاون دولي. كلمات مفتاحية (ثاني أكسيد الكربون، التقاط، تخزين، استغلال، مشروع غاز الاحتباس الحراري، غاز عين صالح)

### Abstract

This thesis examines the technologies for carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) capture, storage, and utilization to address the environmental challenges posed by greenhouse gas emissions. The study evaluates the efficiency, benefits, and limitations of various CCS (Carbon Capture and Storage) and utilization technologies, with a particular focus on their economic feasibility in Algeria. The In Salah Gas project in Algeria serves as a practical case study demonstrating the viability of large-scale implementation of these technologies. The results show that CCS technologies are not only technically feasible but also economically advantageous when well integrated into industrial projects. Future perspectives include recommendations for improving efficiency, promoting the adoption of these technologies, and suggestions for further research and international collaborations.

Key words (CO<sub>2</sub>, Capture, Storage, Utilization, Greenhouse gases, In Salah Gas project)

# **INTRODUCTION**

## **GENERALE**

Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) est l'un des principaux gaz à effet de serre, joue un rôle central dans les défis actuels liés au changement climatique. Dans un contexte où les émissions de CO<sub>2</sub> continuent d'augmenter en raison de l'industrialisation et de l'utilisation massive des combustibles fossiles, il est impératif de développer des solutions durables pour réduire l'empreinte carbone. La gestion du CO<sub>2</sub>, notamment par le biais de son captage, de son stockage et de sa valorisation, est devenue une priorité pour atténuer les impacts environnementaux négatifs. Ce mémoire vise à explorer les diverses stratégies de gestion du CO<sub>2</sub>, avec un accent particulier sur les technologies émergentes et les pratiques innovantes. Les accords internationaux comme le Protocole de Kyoto et l'Accord de Paris soulignent l'urgence d'agir à l'échelle globale pour stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre.

De nombreuses études ont été menées sur le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>. Ces recherches ont permis de développer des technologies de captage en postcombustion, précombustion et par oxycombustion. Les initiatives comme le projet In Salah en Algérie, ce qui en fait l'un des premiers projets au monde, sont des exemples de la mise en œuvre de ces technologies à grande échelle. Cette recherche est motivée par la nécessité de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> pour limiter le réchauffement climatique et d'explorer la valorisation du CO<sub>2</sub> capté.

Les questions de recherche portent sur les technologies actuelles de captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub>, leurs défis, et la faisabilité économique et technique de ces solutions en Algérie.

Les hypothèses suggèrent que les technologies de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> sont techniquement viables, mais nécessitent des améliorations pour être économiquement compétitives, et que la valorisation du CO<sub>2</sub> capté pourrait offrir des avantages économiques, notamment en Algérie, grâce à ses ressources naturelles et ses politiques environnementales.

L'objectif principal est de fournir une analyse approfondie des technologies de captage, de stockage et de valorisation du CO<sub>2</sub> pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> rejetées par l'industrie dans l'atmosphère.

La réalisation de ce travail de recherche repose sur une méthodologie structurée en quatre chapitres principaux :

Chapitre I : Les concepts relatifs au dioxyde de carbone, incluant sa définition, ses caractéristiques, ses sources d'émissions et son impact environnemental.

Chapitre II : Gestion intégrée du CO<sub>2</sub>, couvrant le captage, le stockage et les techniques de valorisation.

Chapitre III : Présentation du projet d'In Salah Gas et du champ de Krechba, illustrant un cas pratique de mise en œuvre des technologies de CSC.

Chapitre IV : le processus d'extraction et de réinjection du CO<sub>2</sub> du projet In Saleh, la solution proposée pour améliorer l'efficacité de ce projet en utilisant la méthode (EOR) par CO<sub>2</sub> , ou la commercialisation.

Enfin, on achève ce travail par une conclusion

**CHAPITRE I :**  
**Les concepts relatifs au**  
**dioxyde de carbone**

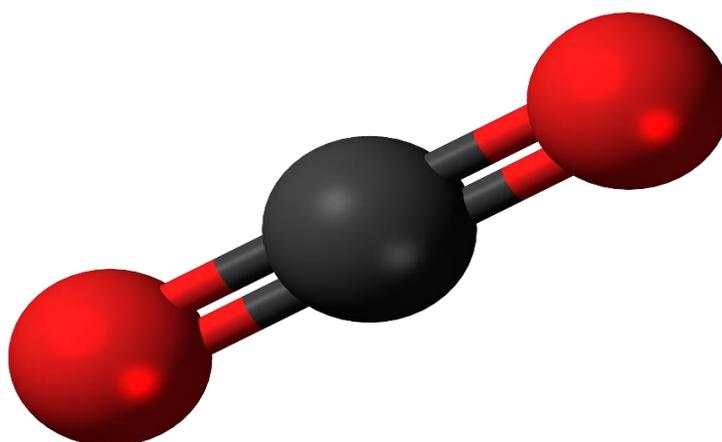
## I.1 Introduction

Il est clair que le CO<sub>2</sub> joue un rôle central dans les défis actuels liés au changement climatique. Dans ce chapitre nous allons appréhender les concepts relatifs au dioxyde de carbone. Cela devra permettre ensuite d'étudier sa structure moléculaire. Ses caractéristiques physico-chimiques, ses diverses utilisations, ses principales sources d'émissions, ainsi que son impact sur l'environnement et la santé humaine. En outre, nous explorons les différentes stratégies pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et les réglementations nationales et internationales visant à limiter ces émissions.

## I.2 Le dioxyde de carbone

### I.2.1 Définition

Le dioxyde de carbone (ou gaz carbonique) est un composé chimique constitué d'un Atome de



carbone et de deux atomes d'oxygène. Sa formule brute est : CO<sub>2</sub>. (Figure I.1).

C'est une molécule linéaire dont la formule développée selon Lewis est : O=C=O.

*Figure I.1 : Représentation 3D de dioxyde de carbone*

Dans les conditions normales de température et de pression, le dioxyde de carbone est un gaz incolore, inodore et à la saveur piquante communément appelé gaz carbonique ou encore anhydride carbonique.

Il est présent dans l'atmosphère dans une proportion approximativement égale à 0,0375 % en volume, dans cette décennie (années 2000), soit 375 ppmv (parties par million en volume). Cette proportion augmente rapidement (environ 2 ppmv/an) à cause des activités humaines en consommation de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz, etc.).

Le dioxyde de carbone est un gaz à effet de serre important. La combustion de combustibles carbonés, depuis la Révolution industrielle, a rapidement augmenté sa concentration dans l'atmosphère, ce qui a conduit au réchauffement climatique. C'est aussi la principale cause de l'acidification des océans, car il se dissout dans l'eau d'une solubilité (1,45 kg.m<sup>-3</sup>) pour former de l'acide carbonique. L'augmentation de la teneur atmosphérique en CO<sub>2</sub> depuis 150 ans, principalement en raison de l'usage de combustibles fossiles, est considérée comme étant l'une des responsables de l'effet de serre avec un rôle majeur dans les gaz à effet de serre.[1]

## I.2.2 Caractéristiques de dioxyde de carbone

### I.2.2.1 Caractéristiques physicochimiques

Le dioxyde de carbone, un gaz inodore et incolore, est caractérisé par sa stabilité chimique, son inflammabilité et sa densité plus élevée que celle de l'air (densité = 1,5). Sous une pression de 58 bars, il peut être liquéfié et stocké. Lorsque ce liquide se détend, il se transforme en neige carbonique, un processus fortement endothermique. La carboglace est obtenue en comprimant cette neige carbonique, qui sublime directement en gaz à partir de -78,5 °C.

À des températures supérieures à 111 °C et sous une pression de 73 bars, le CO<sub>2</sub> se transforme en fluide supercritique, capable de dissoudre de nombreuses molécules organiques. À des températures dépassant 900 °C, il se décompose en monoxyde de carbone (CO). De plus, le CO<sub>2</sub> est soluble dans l'eau et réagit pour former de l'acide carbonique, un acide faible qui se dissocie partiellement en protons et ions bicarbonates. Voir le tableau ci-dessous :

**Tableau I.1** : Principales caractéristiques physico-chimiques du CO<sub>2</sub>. [2]

Dioxyde de carbone, Gaz carbonique, Anhydride carbonique	CO <sub>2</sub> O = C = O
Numéro CAS	124-38-9
Etat a pression et a température ordinaire	Gaz incolore et inodore
Masse molaire (g.mol <sup>-1</sup> )	44,01
Dimension moléculaire (nm)	0,350-0,510
Masse volumique sous 1 atm à :	
0 °C (kg.m <sup>-3</sup> )	1,977
20 °C (kg.m <sup>-3</sup> )	1,870
Viscosité à 78 C (Pa.s)	7.10 <sup>-5</sup>
Température de sublimation (C)	- 78,5
Température de fusion (C)	- 55
Chaleur latente de fusion (kJ.kg <sup>-1</sup> )	196,33
Température critique (C)	31,06
Pression critique (MPa)-(atm)	7,4-72,9
Température au point triple (C)	- 56,6
Pression au point triple (bar)	5,185
Solubilité dans l'eau a` 25 C (g.L <sup>-1</sup> )	1,45
Solubilité dans l'éthanol a` 20 C (g.L <sup>-1</sup> )	2,964

Constante de Henry à 25 C (atm)	1,51.10 <sup>2</sup>
Saveur	Piquante

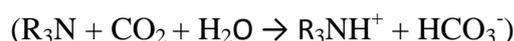
### I.2.2.2 Autres caractéristiques

#### 1. Réactivité

L'électronégativité des atomes d'oxygène rend le carbone central très électrophile, De très nombreux nucléophiles peuvent donc réagir avec le dioxyde de carbone, mais le produit de la réaction n'est pas forcément stable. En général, on place de la carboglace dans un récipient ferme muni d'un tuyau : la carboglace se sublime et on fait buller le dioxyde de carbone gazeux dans le milieu réactionnel.

Quelques exemples de réaction :

- Avec une amine : on appelle cette réaction une carbonatation.
- Le produit est un hydrogénocarbonate d'ammonium :



- Avec des cations : on forme un acide carboxylique après hydrolyse ;
- Avec l'eau :  $CO_2 + H_2O \rightarrow HCO_3^- + H^+$  [3]

#### 2. Toxicité

Chez l'homme, le CO<sub>2</sub> tue par asphyxie à partir d'un certain seuil et d'une certaine durée d'exposition.

Ses propriétés chimiques le rendent capable de rapidement traverser de nombreux types de démembrements biologiques (il est environ 20 fois plus soluble dans les liquides biologiques de l'organisme humain que l'oxygène).

C'est pourquoi il produit de rapides effets sur le système nerveux central, car l'air contient aujourd'hui environ 0,04 % de CO<sub>2</sub>, La valeur limite d'exposition est de 3 % sur une durée. De 15 minutes. Cette valeur ne doit jamais être dépassée. Au-delà, les effets sur la santé sont d'autant plus graves que la teneur en CO<sub>2</sub> augmente. Ainsi, à 2 % de CO<sub>2</sub> dans l'air, l'amplitude respiratoire augmente. À 4 %, la fréquence respiratoire s'accélère, à 10 %, peuvent apparaître des troubles visuels, des tremblements et des sueurs. À 15 %, c'est la perte de connaissance brutale et à 25%, un arrêt respiratoire entraîne le décès. [3]

La toxicité du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) chez les animaux dépend de divers facteurs tels que la concentration de CO<sub>2</sub>, la durée d'exposition et la sensibilité de l'espèce animale concernée. À des concentrations élevées, le CO<sub>2</sub> peut provoquer des troubles neurologiques, une acidification du

sang due à une accumulation excessive de CO<sub>2</sub>, ce qui peut entraîner des problèmes de santé graves, voire la mort.

### **I.2.3 Utilisations de dioxyde de carbone**

#### **I.2.3.1 Sous forme gazeuse**

Le CO<sub>2</sub> a beaucoup d'utilisations, dont :

- L'extinction des feux : beaucoup de datacenters (salles de serveurs d'ordinateurs) ou de salles des archives sont équipées d'un système qui, en cas d'incendie, remplit la salle de CO<sub>2</sub> ce qui a pour effet d'éteindre le feu.
- Composant pétillant dans les boissons gazeuses.
- En aquariophilie et culture sous serre pour une meilleure croissance des plantes
- En emballages à atmosphère contrôlée comme élément neutralisant
- En distribution d'eau potable, associé au carbonate, pour relever la dureté de l'eau (TH) des eaux trop agressives.
- Solubilisation du calcaire dans les eaux dures (TH > 25 °F)
- Les pompes à bière : en étant en contact avec la surface de la bière, il évite son oxydation et prolonge sa conservation, contrairement à un compresseur utilisant de l'air (ambient).
- On se sert aussi parfois du CO<sub>2</sub> dans les grands abattoirs de porcs afin de les insensibiliser avant de les saigner ; il a été utilisé pour la conservation de la viande. [4]

#### **I.2.3.2 Sous forme liquide**

Sous forme liquide, il est utilisé comme :

- Réfrigérant pour congeler certains aliments.
- Réfrigérant dans l'industrie électronique.
- Agent d'extinction dans les extincteurs dits « au dioxyde de carbone », on parle parfois de neige carbonique parce que le CO<sub>2</sub> liquide se solidifie.

Immédiatement à la sortie de l'extincteur en produisant une poudre Blanche.

- Agent propulseur (et parfois également carbonatant) pour les boissons Servies à la pression.

Quand il est utilisé comme fluide frigorigène, le CO<sub>2</sub> porte la dénomination R744 à pression Atmosphérique, le dioxyde de carbone n'est jamais sous forme liquide, il passe directement de

La forme solide à la forme gazeuse (sublimation). [4]

**I.2.3.3 Sous forme solide**

Le dioxyde de carbone sous forme solide a de nombreuses appellations :

« Glace carbonique », « neige carbonique », « carboglace », « glace sèche ». Il est issu de la solidification du CO<sub>2</sub> liquide. On obtient de la neige carbonique qui est ensuite comprimée pour obtenir de la glace carbonique.

Cette glace carbonique se sublime en ne laissant aucun résidu et consomme une grande quantité de chaleur (150 cal/kg, soit 628 J/kg, à - 78,5 °C). On lui a donc rapidement trouvé de multiples utilisations en tant que réfrigérant.

Il est commercialisé sous différentes présentations selon son usage :

- En granules (de la taille d'un grain de riz de 3 mm de diamètre) essentiellement pour le nettoyage et le décapage cryogénique
- En bâtonnets (d'une longueur d'environ 16 mm) : pour la conservation, le transport.
- Des produits sous température dirigée (produits pharmaceutiques, transport de surgelés, transport d'échantillons, etc.).
- Pour la recherche fondamentale ou appliquée
- Pour la vinification : il ralentit la fermentation et évite l'oxydation.
- En plaquette ou en blocs : pour le ravitaillement aérien (cat ring), les traiteurs, les pompes funèbres, etc. [4]

**I.2.3.4 En phase supercritique**

Au-delà de son point critique, le dioxyde de carbone entre dans une phase appelée supercritique. La courbe d'équilibre liquide-gaz est interrompue au niveau du point critique, assurant à la phase supercritique un continuum des propriétés physicochimiques sans changement de phase. C'est une phase aussi dense qu'un liquide, mais assurant des propriétés de transport (viscosité, diffusion) proches de celles d'un gaz. Le dioxyde de carbone supercritique est utilisé comme solvant vert, les extraits étant exempts de trace de solvant.

Sous cette forme, il sert :

- À la décaféinisation du café ;
- À l'extraction de composés chimiques ou biologiques ;
- À la purification de composés chimiques (phase mobile en chromatographie) ;
- Pour le transport et le stockage lors de la séquestration géologique du dioxyde de carbone (dans de rares applications industrielles).

Le gaz carbonique est utilisé dans la zone industrielle d'ARZEW comme matière première dans la synthèse de :

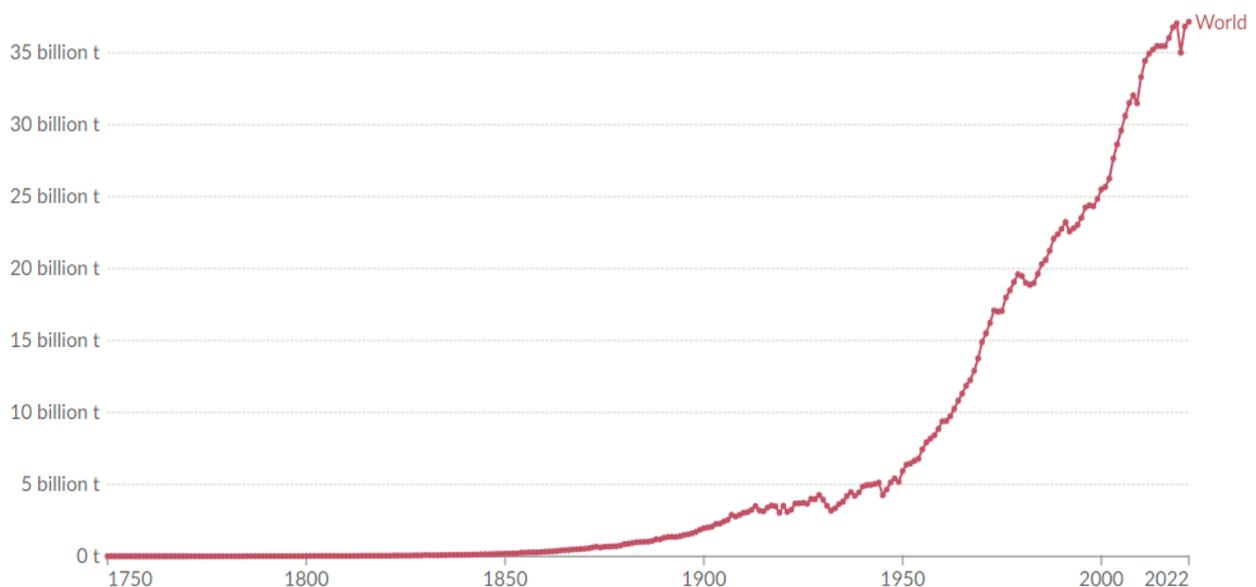
- L'urée ( $\text{CH}_4 \text{N}_2\text{O}$ ) (qui est utilisée dans l'agriculture pour la fertilisation de la terre)
- Dans la synthèse du méthanol (Complexe CP1/Z). Et aussi, on peut le renvoyer à l'entreprise nationale des gaz industriels (LINDE ex ENGI) pour le commercialiser. [3]

### **I.3 Emissions du CO<sub>2</sub>**

#### **1. Les émissions de CO<sub>2</sub> au monde**

Dans ce graphique, nous observons la croissance des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> du milieu du XVIIIe siècle jusqu'à aujourd'hui.

Avant la Révolution industrielle, les émissions étaient très faibles. La croissance des émissions est restée relativement lente jusqu'au milieu du XXe siècle. En 1950, le monde émettait 6 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub>. En 1990, ce chiffre avait presque quadruplé, atteignant plus de 20 milliards de tonnes. Les émissions ont continué à croître rapidement et nous émettons désormais plus de 35 milliards de tonnes chaque année. La croissance des émissions a ralenti ces dernières années, mais elles n'ont pas encore atteint leur pic. Dans ce graphique, nous observons la croissance des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> du milieu du XVIIIe siècle jusqu'à aujourd'hui. (Voir figure I-2). [5]



*Figure I.2 : Les Emissions Annuelle De CO<sub>2</sub> Au Monde [5]*

#### **2. Les émissions de CO<sub>2</sub> en Algérie**

Ce graphique illustre l'évolution des émissions annuelles de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) en Algérie, provenant des combustibles fossiles et des processus industriels, de 1916 à 2022.

Les données révèlent une augmentation significative des émissions au fil du temps, particulièrement marquée à partir des années 1960. À l'origine très faibles, les émissions ont commencé à croître rapidement au milieu du XXe siècle, avec une accélération notable à partir des années 1980. Cette tendance reflète l'industrialisation et l'urbanisation croissantes de l'Algérie, ainsi que sa dépendance accrue aux combustibles fossiles pour la production d'énergie et les activités industrielles. En 2022, les émissions de CO<sub>2</sub> de l'Algérie ont atteint environ 180 millions de tonnes. Le graphique, basé sur les données du Global Carbon Budget 2023, met en lumière l'impact considérable des activités humaines sur l'environnement et souligne l'importance de mettre en place des mesures efficaces pour gérer et réduire ces émissions à l'avenir. [5]

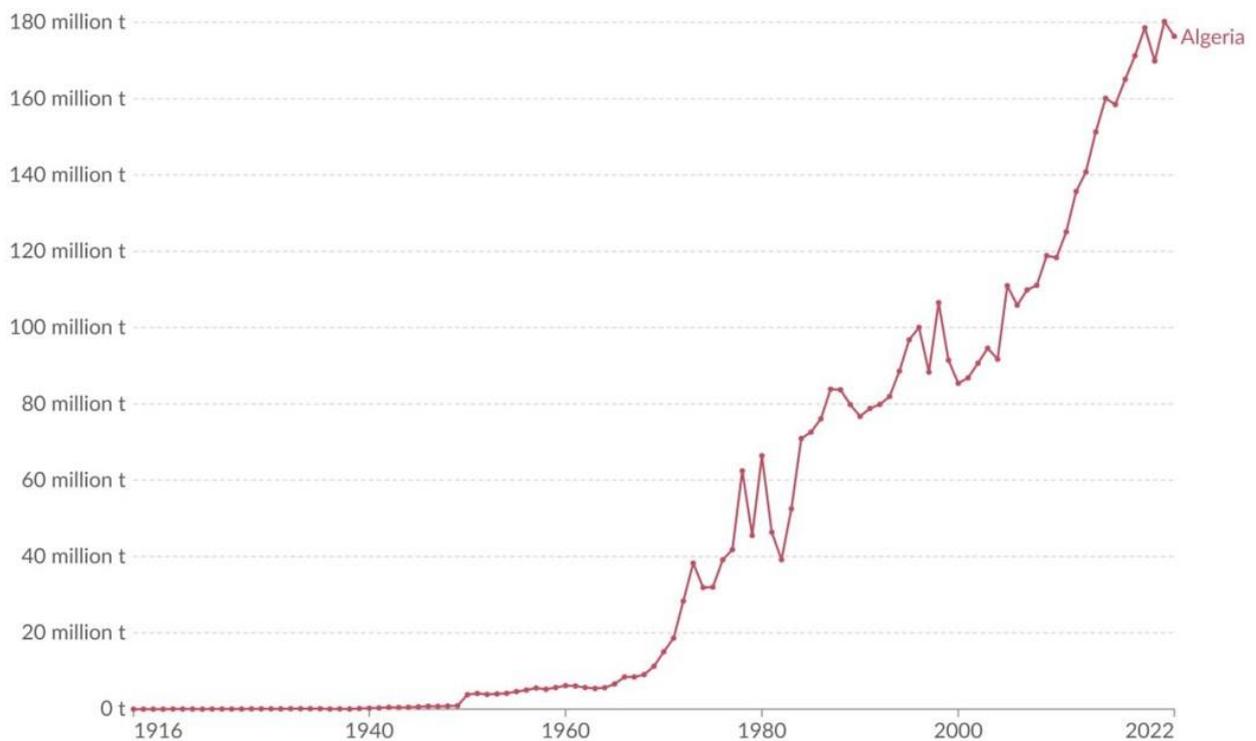


Figure I.3 : Les Emissions Annuelle De CO<sub>2</sub> Algérie [5]

### I.3.1 Les sources d'émissions du CO<sub>2</sub>

Les émissions de dioxyde de carbone représentent un déversement dans l'atmosphère, qu'il provienne de sources naturelles ou anthropiques, c'est-à-dire liées aux activités humaines. Cette dernière catégorie connaît une augmentation significative depuis plusieurs décennies. En 2012, la concentration moyenne de CO<sub>2</sub> dans l'air a atteint 393 parties par million (ppm), puis a franchi la barre des 400 ppm en avril 2014 dans l'hémisphère nord.

### I.3.1.1 Sources des émissions d'origine humaine

Depuis la Révolution industrielle, les sources humaines d'émissions de dioxyde de carbone se sont multipliées. Selon la figure (I.3), près de 87 % des émissions de dioxyde de carbone sont attribuables à l'homme et proviennent de la combustion de combustibles fossiles, tels que le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Le reste provient du défrichage des forêts et d'autres changements dans l'utilisation des sols (9 %), ainsi que de certains procédés industriels, comme la fabrication de ciment (4 %).

Le charbon est responsable de 43 % des émissions de dioxyde de carbone provenant de sa combustion comme combustible, 36 % sont produites par le pétrole et 20 % proviennent du gaz naturel. [1]

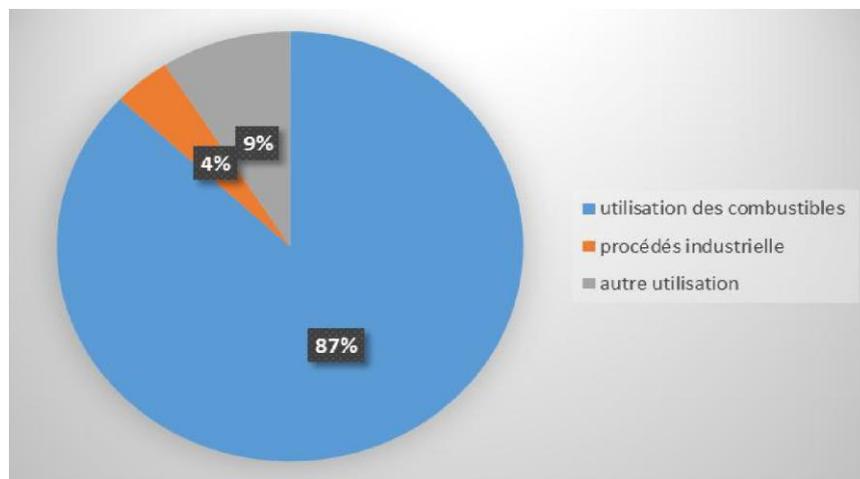


Figure I.4 : Les sources anthropiques du CO<sub>2</sub> [1]

### I.3.1.2 Source des émissions d'origine naturelle

La quantité de dioxyde de carbone produite par les sources naturelles existe depuis des milliers d'années. Avant l'influence de l'homme, le taux de dioxyde de carbone était équilibré en raison de l'équilibre calco-carbonique d'une part et de l'autoépuration de l'environnement.

En plus d'être produit par les activités humaines, le dioxyde de carbone est également libéré dans l'atmosphère par des processus naturels. Les océans, les sols, les plantes, les animaux et les volcans sont tous des sources naturelles d'émissions de dioxyde de carbone.

De toutes les émissions de dioxyde de carbone produites naturellement, 42,84 % proviennent de l'échange entre l'océan et l'atmosphère. D'autres sources naturelles d'origine végétale et animale importantes, incluent la respiration (28,56 %), ainsi que la respiration du sol et la décomposition (28,56 %). Une faible part est également issue des éruptions volcaniques (0,03 %), voir la figure ci-dessous : [1]

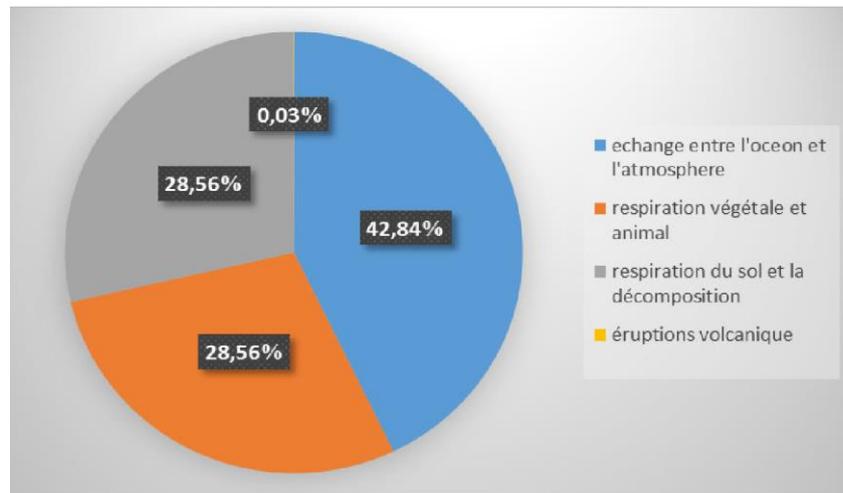


Figure I.5 : les sources naturelles du CO<sub>2</sub>. [1]

### I.3.2 Impact des émissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> ont un impact nocif sur l'environnement, contribuant au réchauffement climatique et à la dégradation des écosystèmes. De plus, elles affectent directement la santé humaine en causant des problèmes respiratoires et cardiovasculaires.

#### I.3.2.1 Sur L'environnement

Étant donné que le CO<sub>2</sub> est naturellement présent dans l'air, il n'est pas nocif pour les organismes vivants. Mais ce CO<sub>2</sub> est aussi accompagné d'émissions de suies, de métaux lourds, de différents polluants qui provoquent des effets néfastes sur les organismes vivants.

Ces derniers sont donc sensibles aux variations de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

Ainsi, différentes conséquences peuvent avoir lieu sur la faune et la flore.

##### 1. Chez les oiseaux et mammifères

Le CO<sub>2</sub> peut tuer par asphyxie à partir d'un certain seuil et d'une durée d'exposition. Ses propriétés chimiques, supérieures à celle de l'oxygène, le rendent capable de rapidement traverser de nombreux types de membranes biologiques (dont le système nerveux central).

##### 2. Dans les océans

La circulation des océans est aussi affectée par les émissions de CO<sub>2</sub>, tout comme la migration de nombreuses espèces de poissons. La température de l'eau augmente avec le réchauffement climatique (car les océans absorbent un tiers des émissions humaines de CO<sub>2</sub>, ce qui les rend aussi les océans plus acides), ainsi de nombreux poissons remontent vers les pôles où la température de l'eau change moins rapidement. Quant aux courants marins, ils pourraient ralentir voire s'arrêter. Le CO<sub>2</sub> absorbé pourrait être relâché et aggraver le changement climatique.

**3. Sur la flore**

À faible dose, Le CO<sub>2</sub> permet la croissance de nombreuses espèces végétales.

Après des expériences, ce fait s'avère vrai jusqu'à un certain seuil, au-delà duquel, La croissance des végétaux se stabilise voire diminue. Il est pour le moment difficile de savoir le niveau de ce seuil, car il varie en fonction des espèces. On parle alors d'acidification environnementale. [6]

**4. Sur le climat**

- **L'effet de serre**

L'effet de serre est un phénomène avant tout naturel de piégeage par l'atmosphère du rayonnement de chaleur émis par la terre sous l'effet des rayons solaires. Il permet une température sur Terre bien supérieure à celle qui régènerait en son absence (+ 15 °C environ au lieu de -18 °C en son absence).

Le groupe de gaz responsable de ce phénomène est présent dans l'atmosphère à l'état de traces : il s'agit pour l'essentiel, du gaz carbonique (CO<sub>2</sub>), du méthane (CH<sub>4</sub>) et du protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O), de la vapeur d'eau.

C'est parce que les teneurs atmosphériques de ces gaz sont naturellement très faibles que les émissions dues aux activités humaines sont en mesure de les modifier sensiblement, entraînant un renforcement de l'effet de serre, et par suite, des modifications possibles du climat.

Le fonctionnement de l'effet de serre est déséquilibré par les activités humaines. L'utilisation des énergies fossiles telles que le pétrole, le charbon ou le gaz provoque une augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. C'est pourquoi la transition énergétique constitue un enjeu majeur dans la lutte du réchauffement climatique. Ce déséquilibre dans l'atmosphère provoque un réchauffement planétaire. La longue durée de vie dans l'atmosphère des gaz à effet de serre entraîne des impacts à long terme. [7]

- **Changement climatique**

Le changement climatique est défini par la variation de l'état du climat, que l'on peut déceler (par exemple au moyen de tests statistiques) par des modifications de la moyenne et de la variabilité de ses propriétés et qui persiste pendant une longue période, généralement pendant des décennies ou plus. Il correspond à une modification durable du climat au niveau planétaire due à une augmentation des concentrations de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub> mais aussi méthane, par exemple) dans l'atmosphère. [8]

**I.3.2.2 Sur L'être humain**

Les émissions de CO<sub>2</sub> s'accompagnent généralement d'émissions de suies, de fumées, de métaux lourds et d'autres polluants ayant des effets sur la plupart des organismes vivants. Contrairement au monoxyde de carbone, le CO<sub>2</sub> n'est pas un toxique à faible dose, mais il tue par asphyxie à partir d'un certain seuil et d'une certaine durée d'exposition. Ses propriétés chimiques le rendent capable de rapidement traverser de nombreux types de membranes biologiques (il est environ 20 fois plus soluble dans les liquides biologiques de l'organisme humain que l'oxygène), c'est pourquoi il produit de rapides effets sur le système nerveux central.

- À partir de 0,1 % (1000 ppm), le CO<sub>2</sub> devient un des facteurs d'asthme ou du syndrome des bâtiments. Cette concentration constitue la valeur maximale admise pour le dimensionnement des systèmes de conditionnement de l'air, à l'intérieur des bâtiments et des maisons d'habitation.
- Au-dessus de 0,5 % (5000 ppm), la valeur maximale d'exposition professionnelle retenue dans la plupart des pays, et la valeur maximale admise pour le dimensionnement des appareillages d'air conditionné dans les avions sont dépassées.
- 1,5 % ou 15 000 ppm est la valeur maximale d'exposition professionnelle sur une durée maximale de 10 minutes.
- À partir de 4 % de CO<sub>2</sub> dans l'air (40 000 ppm), le seuil des effets irréversibles sur la santé est atteint (c'est le seuil qui justifie une évacuation immédiate de locaux).
- À partir de 10 % et d'une exposition dépassant 10 minutes, sans une action médicale de réanimation, c'est la mort.

Notre système respiratoire et circulatoire est très sensible au CO<sub>2</sub> : une augmentation minime de la concentration en CO<sub>2</sub> de l'air inspiré accélère quasi-immédiatement le débit respiratoire qui est normalement de 7 litres / minute (sous 0,03 % de CO<sub>2</sub> dans l'air inspiré), et qui passe à 26 litres / minute (pour 5 % de CO<sub>2</sub> dans l'air inspiré). [9]

**I.3.3 Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>**

Nous avons constaté que l'utilisation des combustibles fossiles est responsable de l'émission importante de CO<sub>2</sub> . Actuellement, l'industrie dépend largement des combustibles fossiles, ce qui nécessite des solutions à court et à long terme pour réduire ces émissions. Ces solutions incluent

- Réduire notre consommation d'énergies fossiles grâce à des comportements plus responsables des utilisateurs.
- Remplacer les énergies fossiles par des alternatives à faible émission de CO<sub>2</sub> , telles que l'hydroélectricité, les biocarburants, l'éolien et le solaire.

- Prévenir les émissions de CO<sub>2</sub> en capturant ce gaz dès sa source et en le stockant dans le sous-sol, empêchant ainsi sa contribution au réchauffement climatique.

Cette technologie pourrait être déployée dans les secteurs à forte émission de CO<sub>2</sub>, notamment la production d'électricité et les industries lourdes comme les cimenteries et les aciéries.

## **I.4 Cadre réglementaire Agissant au CO<sub>2</sub>**

La prise de conscience par rapport aux risques a permis l'établissement d'un cadre législatif, pour la prévention des risques et des plans de gestion de crise. Nous citerons la législation qui nous concerne dans cette étude.

### **I.4.1 Cadre international**

- **Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)**

En 1994, la convention cadre des Nations unies est entrée en vigueur et fait partie, avec la Convention internationale sur la diversité biologique (CDB), des deux conventions qui ont été signées par la communauté internationale à l'occasion du Sommet de la Terre de Rio en 1992.

En vue de considérer ce qui pouvait être fait pour réduire le réchauffement global et faire face à toute hausse inévitable des températures. Avec 197 parties, la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) jouit d'une adhésion presque universelle. La CCNUCC met en place un cadre global de l'effort intergouvernemental pour faire face au défi posé par les changements climatiques.

L'objectif principal de la présente convention et de tous les instruments juridiques connexes que la Conférence des parties pourrait adopter est de stabiliser, conformément aux dispositions pertinentes de la convention, les concentrations des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. [10]

- **Le Protocole de Kyoto**

Le protocole de Kyoto (entré en vigueur en 2005) est un accord international prolongeant la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Premier traité international sur le changement climatique visant à éviter les impacts anthropiques dangereux pour le climat en réduisant les émissions de gaz à effet de serre.

Fut adopté au Japon le 11 décembre 1997. Le Protocole de Kyoto pose une limite aux grandes économies mondiales sur le rejet total des émissions de gaz à effet de serre (GES). Une première période d'engagements allait de 2008 à 2012. La seconde période d'engagement a démarré le 1er janvier 2013 et s'est terminée en 2020. Le Protocole compte 192 Parties.

Le Protocole de Kyoto prévoit une limitation des émissions de six gaz à effet de serre :

- Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).
  - Le Méthane (CH<sub>4</sub>).
  - L'oxyde nitrique (N<sub>2</sub>O).
  - Les hydrofluorocarbures (HFC).
  - Les hydrocarbures perfluorés (PFC).
  - L'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>). [10]
- **L'accord de Paris (COP21)**

L'accord de Paris est un traité international juridiquement contraignant sur les changements

Climatiques. Il a été adopté par 196 parties lors de la COP21 à Paris le 12 Décembre 2015, et est entré en vigueur le 4 Novembre 2016. C'est un accord universel qui représente une avancée par rapport au protocole de Kyoto qui n'avait pas associé les grands émetteurs mondiaux (USA-Chine).

Parmi ces objectifs est de :

- Limiter le réchauffement climatique à un niveau bien inférieur à 2 °C, de préférence à 1,5°C, par rapport au niveau préindustriel.

Atténuation des émissions de gaz à effet de serre à long terme.

L'Accord de Paris parle de la vision d'une réalisation complète du développement et du transfert de technologies pour améliorer la résilience au changement climatique et réduire les émissions de GES. Il établit un cadre technologique pour fournir une orientation générale au mécanisme technologique qui fonctionne bien.

Ce dernier réaffirme que les pays développés doivent prendre l'initiative d'apporter une aide financière aux pays moins bien dotés et plus vulnérables, tout en encourageant pour la première fois les contributions volontaires des autres parties. Le financement du climat est nécessaire pour les mesures d'atténuation. [11]

- **Pacte de Glasgow pour le climat (COP26)**

La conférence des Nations unies sur les changements climatiques qui s'est tenue à Glasgow du 1er au 13 novembre 2021 constitue un compromis, et cela, c'est le fruit de négociations intenses entre près de 200 pays au cours de deux semaines. Cette série de décisions consolide l'accord mondial visant à accélérer l'action sur le climat au cours de cette décennie, L'accord prévoit des délais plus stricts pour que les gouvernements mettent à jour leurs plans de réductions des émissions.

Les points approuvés par la COP26 :

- Réduction progressive de l'électricité produite à partir du charbon et suppression progressive des subventions inefficaces aux combustibles fossiles.
- Les émissions de dioxyde de carbone doivent être impérativement réduites de 45 % pour atteindre l'objectif de zéro émission nette vers le milieu du siècle.
- Augmenter considérablement les financements destinés à protéger les vies et les moyens de subsistance, qui ne représentent jusqu'à présent qu'environ 25 % de l'ensemble des financements en faveur de l'action climatique (75 % étant consacrés aux technologies vertes visant à atténuer les émissions de gaz à effet de serre).
- Compléter le règlement de l'accord de Paris. [11]

- **Taxe carbone**

Une taxe carbone est une taxe prélevée sur le prix de vente d'un produit ou d'un service en fonction de la quantité de gaz à effet de serre tels que le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>, dioxyde de carbone) émis lors de l'utilisation du produit ou du service. Elle est calculée à partir du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> fixé par le gouvernement. Cette taxe est prélevée sur les particuliers, les petites entreprises et des artisans. Le but de la taxe carbone est de détourner les consommateurs des produits ou services à fort impact écologique. En effet, plus un produit ou service émet des émissions de gaz à effet de serre (GES), plus il sera taxé. La taxe carbone est dite pigouvienne du nom de l'économiste Arthur Cécile Pigou, premier économiste à proposer une taxation correctrice des externalités en 1920. La taxe carbone correspond au principe du pollueur-payeur. Elle encourage à quantifier le coût des externalités négatives des produits et services créés. [12]

- **La norme ISO 14064**

Cette norme comprend un ensemble de normes pour la quantification, la vérification et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre (GES), y compris le CO<sub>2</sub>. Elle fournit des directives pour l'établissement de systèmes de gestion des GES, l'évaluation des émissions et des réductions, ainsi que la vérification indépendante des rapports. Ses objectifs sont : améliorer la gestion de leur empreinte carbone ; contribuer à l'effort collectif de réduction des émissions de GES qui a débuté en 1997 avec le Protocole de Kyoto ; et mettre en place une stratégie de décarbonation efficace en vue de tendre vers la neutralité carbone. [13]

#### **I.4.2 Cadre national**

L'Algérie a adhéré à toutes les conventions, protocoles et accords internationaux, pour faire face aux changements climatiques et les a traduits, à l'échelle nationale, par un arsenal de textes

législatifs et réglementaires pour honorer ses engagements à réduire de façon significative les émissions de gaz à effet de serre.

Ci-joint un recueil des textes législatifs et réglementaires adoptés par l'Algérie :

- **Décret présidentiel n°93-99 du 10 avril 1993**

Portant ratification de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques adoptée par Assemblée générale des Nations unies, le 9 mai 1992. (JO n° 24 du 21/04/1993)

- **Décret présidentiel n°04-144 du 28 avril 2004**

Portant ratification du protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, fait à Kyoto, le 11 décembre 1997. (JO n° 29 du 09/05/2004, p. 04 à 15)

- **Le décret exécutif n° 06-02 du 07 janvier 2006**

Définit les valeurs limites, les seuils d'alerte et les objectifs de qualité de l'air en cas de pollution atmosphérique. (JO n° 01 du 07/01/0/2006)

- **Décret exécutif n°06-138 du 15/04/2006**

Réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs, particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle. (JO n° 24 du 16/04/2006, p. 11 à 15).

- **Décret présidentiel n°16-262 du 13 octobre 2016**

Portant ratification de l'accord de Paris sur les changements climatiques, adopté à Paris le 12 décembre 2015. (JO n°60 du 13 octobre 2016, p. 03 à 13)

- **Loi n° 03-10 du 19 juillet 2003**

Abrogeant la précédente loi 83-03 du 5 février 1983 relative à la protection de l'environnement et à la prévention de la pollution industrielle dans le cadre du développement durable. (JO n°43 du 20/07/2003). [14]

## **I.5 Conclusion**

Une étude bibliographique sur le dioxyde de carbone a été réalisée dans ce chapitre, donc notre compréhension approfondie du CO<sub>2</sub> et des actions concertées peuvent jouer un rôle crucial dans la préservation de notre planète pour les générations futures.

Dans le prochain chapitre, nous allons approfondir notre étude sur les différentes méthodes de captage, de stockage et de valorisation de CO<sub>2</sub>.

**CHAPITRE II :**  
**Gestion intégrée du CO<sub>2</sub> :**  
**captage, stockage et**  
**valorisation**

## II.1 Introduction

Dans un contexte où les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) continuent d'augmenter et d'exercer une pression sur le climat mondial, les concepts de captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub> émergent comme des solutions importantes pour atténuer l'impact du changement climatique. Le captage consiste à extraire le CO<sub>2</sub> des émissions industrielles, le stockage à le stocker de manière sécurisée, tandis que la valorisation cherche à en faire une ressource utile. Dans ce chapitre, nous explorerons en détail les différentes méthodes de captage, les risques associés à cette pratique, ainsi que les méthodes de stockage, leur capacité et les risques qui y sont liés. Nous aborderons également les défis et les limites du captage et du stockage du CO<sub>2</sub>, ainsi que les méthodes de valorisation et leur potentiel en 2050.

## II.2 Captage de CO<sub>2</sub>

Le procédé de capture (parfois appelé captage) du CO<sub>2</sub> (CSC, le terme anglophone CCS pour Carbon Capture and Storage étant plus utilisé) consiste à piéger les molécules de CO<sub>2</sub> avant, pendant ou après l'étape de combustion afin d'éviter sa libération dans l'atmosphère (gaz à effet de serre). Trois familles de procédés de capture sont ainsi envisagées :

- Précombustion
- Postcombustion
- Oxycombustion

Le CO<sub>2</sub> extrait est obtenu sous forme gazeuse ou liquide, généralement mélangé à d'autres espèces gazeuses minoritaires.

### II.2.1 Techniques de captage de CO<sub>2</sub> [15]

#### II.2.1.1 Captage de CO<sub>2</sub> en postcombustion

Selon la figure (I.1), ce procédé consiste à intervenir en aval de l'étape de combustion et à traiter les gaz de combustion pour en extraire le CO<sub>2</sub>. Les gaz de combustion contiennent majoritairement du N<sub>2</sub>, provenant de l'air entrant, mais également du CO<sub>2</sub>, de l'O<sub>2</sub>, de l'eau, des NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub> (oxydes d'azote et de soufre) et d'autres produits (combustion incomplète, espèces minoritaires de l'air entrant).

Le procédé le plus commun est la capture par un solvant présentant une affinité pour les molécules de CO<sub>2</sub> (c'est-à-dire capable de se lier avec des molécules de CO<sub>2</sub> dans certaines conditions, notamment de pression et de température). La capture se fait en deux temps :

- **Charge du solvant** : les gaz de combustion sont mis en contact avec le solvant, qui se lie aux molécules de CO<sub>2</sub>
- **Régénération** : le solvant est « régénéré » dans un autre compartiment pour libérer les molécules de CO<sub>2</sub> qui s'y étaient fixées.

Le reste du gaz de combustion, appauvri en CO<sub>2</sub>, est libéré dans l'atmosphère. La réussite de la capture repose sur le choix du solvant et des procédés choisis pour la mise en contact. Les solvants aux amines, notamment la MEA (monoéthanolamine), sont les plus utilisés. D'autres solvants sont à l'étude visant à limiter notamment les coûts, l'énergie de régénération (énergie nécessaire pour effectuer le cycle charge-régénération) et les impacts socio-environnementaux.

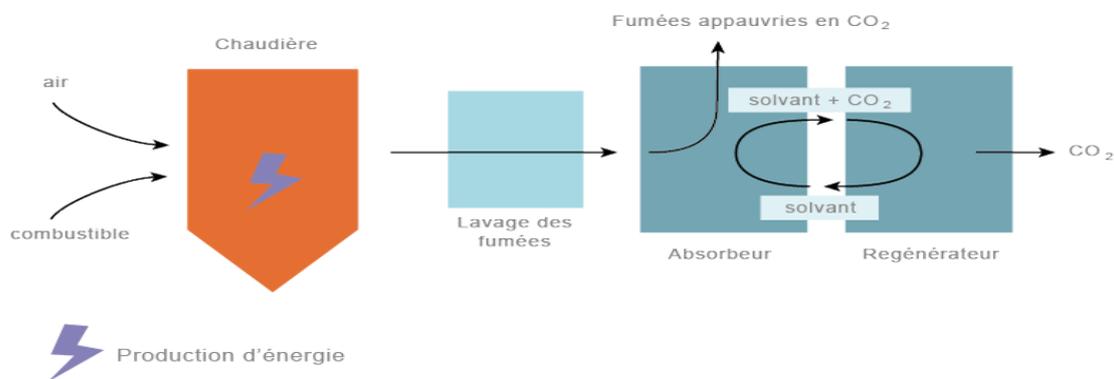


Figure II.1 : Le captage de CO<sub>2</sub> par postcombustion [15]

D'autres procédés existent, notamment la capture par cryogénie en refroidissant les gaz de combustion jusqu'à -120°C/-80°C pour congeler le CO<sub>2</sub>.

### II.2.1.2 Captage de CO<sub>2</sub> par Oxycombustion

D'après la figure (I.2), l'oxycombustion consiste à injecter de l'oxygène pur (et non pas de l'air) au cours de la combustion. Cela évite d'introduire du N<sub>2</sub> dans le foyer de combustion et de le retrouver dans les gaz de combustion. Des étapes de lavage et de déshydratation des fumées sont suffisantes pour isoler le CO<sub>2</sub>.

Cette technologie nécessite la production de grandes quantités d'oxygène très pur. L'oxygène est obtenu par séparation de l'oxygène de l'air, par exemple par cryogénie. D'autres procédés sont à l'étude (ex : membranes sélectives).

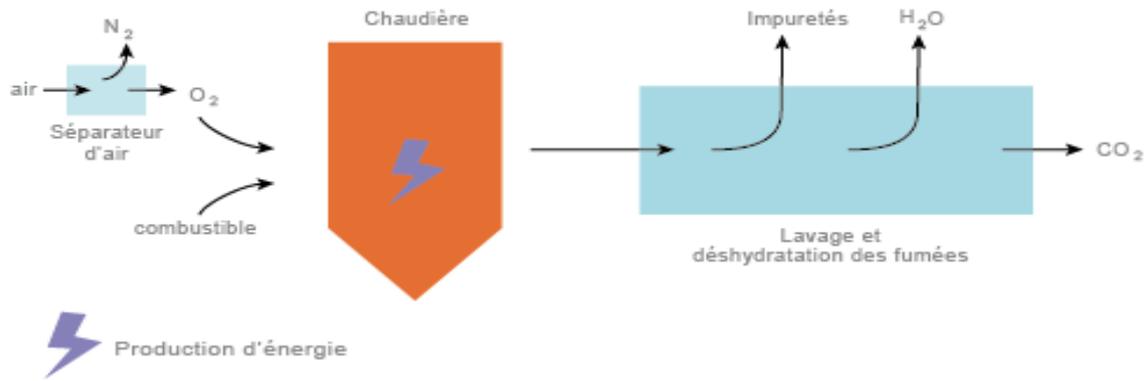


Figure II.2 : Le captage de CO<sub>2</sub> par Oxycombustion [15]

### II.2.1.3 Captage de CO<sub>2</sub> en précombustion

La technologie de capture en précombustion nécessite de modifier l'ensemble du procédé de combustion. Les principales étapes sont :

- Gazéification du combustible, pour obtenir un mélange de CO + H<sub>2</sub>O
- Transformation chimique permettant d'obtenir un mélange CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>
- Extraction du CO<sub>2</sub> par solvant (typiquement du méthanol) ;
- Production d'énergie grâce à l'hydrogène (turbines).

Cette technologie ne peut s'appliquer que sur des unités neuves.

Ces différents procédés permettent d'atteindre des taux de capture du CO<sub>2</sub> généralement de l'ordre de 80 à 95 %. La capture en oxycombustion peut même permettre de dépasser 95 %, voire 99 % de taux de capture, voir la figure (I.3).

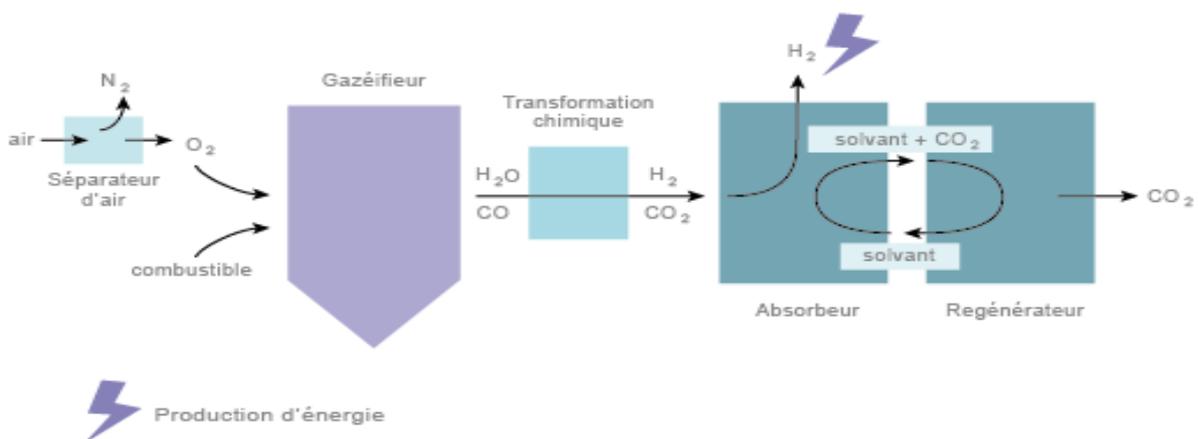


Figure II.3 : Le captage de CO<sub>2</sub> par précombustion [15]

## II.2.2 Risques liés aux captages de CO<sub>2</sub>

Les risques liés au CSC sont à la fois locaux (atteintes à l'environnement sur les sites de captage, de transport et de stockage) et globaux (conséquences de la libération non voulue dans l'atmosphère du CO<sub>2</sub> stocké). L'induction de risques locaux par le stockage géologique est à comparer avec la diminution des risques globaux grâce à ce même stockage.

Un des facteurs de risque liés au CSC est la présence de « substances annexes ». Ce sont des impuretés retrouvées ou produites dans le flux de CO<sub>2</sub> lors du CSC et potentiellement toxiques, car pouvant provoquer des effets sanitaires indésirables. Elles se forment à toutes les étapes du CSC, particulièrement lors du captage et du transport. Cela peut faire suite à des réactions chimiques non contrôlées ou résulter du fait des températures et pressions inhérentes aux processus ou bien encore, elles peuvent être des résidus de matériaux en contact avec le flux de gaz ou des résidus de solvants utilisés pour la séparation du CO<sub>2</sub> des fumées de combustion. Leur composition diffère qualitativement et quantitativement en fonction du procédé de captage ou du combustible. Sont identifiés comme substances annexes :

- des gaz annexes : diazote N<sub>2</sub>, dioxygène O<sub>2</sub>, vapeur d'eau H<sub>2</sub>O, monoxyde de carbone CO, oxydes de soufre et d'azote (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>), hydrogène sulfuré H<sub>2</sub>S, parmi lesquels se trouvent des gaz incondensables à l'état dense qui provoquent des hétérogénéités de phase dans la canalisation de transport du flux de CO<sub>2</sub>
- des matières particulaires, résidus de combustion, résidus de solvant (amine), ammoniac NH<sub>3</sub>, acide chlorhydrique HCl, acide fluorhydrique HF, éléments.
- traces métalliques (métaux à caractère toxique pour la santé et l'environnement : arsenic, mercure, cuivre, cadmium, plomb.)

Par ailleurs, en cas de dysfonctionnement durant le captage et le transport du flux, une fuite accidentelle risquerait de contaminer les milieux alentours (sol, air, eau) et d'exposer les populations locales. [16]

## II.3 Stockage de CO<sub>2</sub>

Avant d'être stocké, le CO<sub>2</sub> subit une étape de transport où il est souvent comprimé à plusieurs dizaines de bar pour réduire son volume. À ce stade, il atteint un état supercritique, ressemblant à la fois à un liquide et à un gaz. Le CO<sub>2</sub> peut être transporté sur de longues distances, que ce soit par pipeline, par bateau ou par camion pour de plus petites quantités. Une fois extrait, le CO<sub>2</sub> est stocké dans des formations géologiques souterraines pour une séquestration à long terme, pouvant durer plusieurs siècles.

### II.3.1 Techniques de stockage de CO<sub>2</sub>

#### II.3.1.1 Stockage géologique

- **Sélection du site de stockage**

Définir et caractériser les sites adaptés au stockage géologique de CO<sub>2</sub> dans le bassin sédimentaire le plus proche de la source captée, disposant de réservoirs adéquats et stables sur le plan géologique. La sélection d'un site repose sur différents critères :

- **Environnementaux** : protection des ressources en eau (contamination des nappes)
- **Géologiques** : capacité de stockage et confinement suffisants, organisation et qualité des réservoirs pour l'injection.
- **Economiques** : conditions du réservoir (température, pression) déterminant la puissance à fournir pour l'injection, nombre de puits à prévoir, puits à surveiller dans le périmètre du stockage.
- **Sociétaux** : absence de menace pour la santé, l'environnement et les biens, possibilités de monitoring et de surveillance. [17]

#### 1. Stockage dans des réservoirs de pétrole ou de gaz naturel en fin de vie

Ce type de stockage présente plusieurs avantages parmi lesquels, le plus important est d'être mieux connu et étanche. Ces gisements naturels ont en effet démontré leurs capacités à contenir des hydrocarbures pendant plusieurs millions d'années. Par ailleurs, le stockage de CO<sub>2</sub> dans ce type de gisements est une pratique qui, bien que non généralisée, est connue de l'industrie pétrolière et gazière. En effet, les pétroliers injectent du CO<sub>2</sub> pour réduire la viscosité du pétrole, améliorer sa mobilité et donc augmenter son taux de récupération. Cette technique est connue sous le nom d'EOR (Enhanced Oil Recovery ou récupération assistée de pétrole). Enfin, une partie des infrastructures en place pour l'exploration et l'exploitation du pétrole (canalisations et puits, par exemple) peut servir au stockage du CO<sub>2</sub> et ainsi contribuer à réduire les coûts. En revanche, ces réservoirs ne sont pas toujours situés à proximité des sources de CO<sub>2</sub> et le volume global disponible pour le stockage peut se révéler insuffisant par rapport aux besoins. [18]

#### 2. Le stockage dans certaines veines de charbon trop profondes pour être exploitées

Dans ce cas, la veine de charbon n'est pas utilisée comme réservoir, mais le stockage du CO<sub>2</sub> repose sur son absorption par le charbon et permettrait, à condition que la veine de charbon soit bien recouverte de couches étanches, à la fois de stocker du CO<sub>2</sub> et de récupérer du méthane (ECBMR : Enhanced Coal Bed Methane Recovery). Cependant, ce type de stockage demande encore à être mieux appréhendé. [18]

### 3. Le stockage dans les aquifères salins

Localisés dans les bassins sédimentaires, ces aquifères sont nombreux et peuvent avoir des superficies de plusieurs milliers de km<sup>2</sup>. Ils peuvent être situés en mer ou à terre. Constitués de roches poreuses et perméables souvent gorgées d'eau salée impropre à la consommation, ces aquifères, lorsqu'ils sont suffisamment profonds (> 800 mètres) et recouverts de couches imperméables, pourraient être utilisés pour stocker d'importantes quantités de CO<sub>2</sub>. Mais de nombreux travaux doivent encore être menés pour mieux connaître ces aquifères, voir la figure ci-dessous. [18]

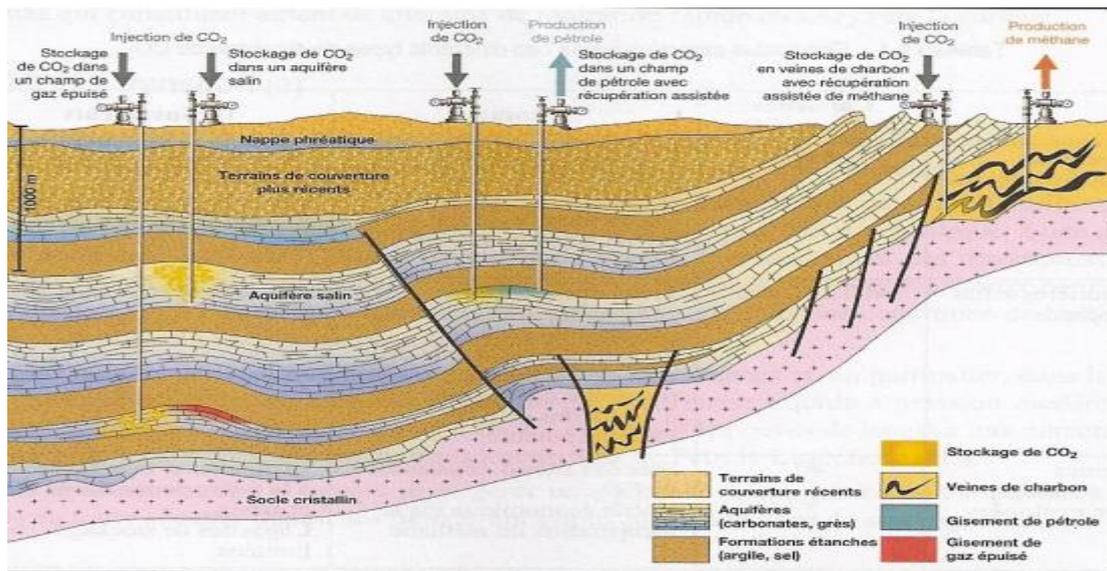


Figure II.4 : présentation schématique des trois modes de stockage envisagés en formations géologiques sédimentaires. [19]

#### II.3.1.2 Enfouissement océanique [20]

Trois techniques sont possibles pour l'enfouissement océanique :

##### 1. L'injection à des profondeurs intermédiaires (1500 – 2000 m)

Dispersion à partir de navires de surface ou par pipelines immergés transportant le CO<sub>2</sub> sous forme liquéfiée depuis la côte.

Cette technique est également appelée « Droplet plume » (ou « panache ascendant de gouttelettes »). Elle repose sur le fait que le dioxyde de carbone liquide est moins dense que l'eau de mer aux profondeurs intermédiaires et que l'eau de mer enrichie en CO<sub>2</sub> dissous est plus dense que l'eau de mer normale.

##### 2. L'injection à grande profondeur (>3000 m)

Injection de CO<sub>2</sub> liquéfié dans des fosses océaniques avec comme objectif la formation de lacs de CO<sub>2</sub> stables. Cette technique est également appelée « dense plume » ou « panache de densité

descendant » lorsque l'injection ne s'effectue pas directement depuis une plate-forme off-shore mais depuis un carبودuc acheminant un mélange d'eau de mer et de CO<sub>2</sub> comprimé. Cette technique repose sur le fait que l'eau de mer chargée en CO<sub>2</sub> dissous est plus dense que l'eau de mer normale et qu'en dessous de 3 000 m de profondeur, le CO<sub>2</sub> liquide est plus dense que l'eau de mer. Lorsque la concentration en CO<sub>2</sub> est forte, il se crée un courant de densité qui plonge vers les fonds océaniques. Le CO<sub>2</sub> s'accumule alors sur les fonds marins sous la forme de lac de CO<sub>2</sub> liquide et d'hydrate de CO<sub>2</sub> solide (clathrate). La formation des hydrates ralentit la dissolution du CO<sub>2</sub>.

### 3. Le largage de blocs de CO<sub>2</sub> solides

Le dernier procédé consiste à larguer depuis des bateaux des blocs de CO<sub>2</sub> solides (glace carbonique). Avec une densité de 1,5 t/m<sup>3</sup> (supérieure à celle de l'eau de mer), ces blocs devraient rapidement se décomposer sur les fonds océaniques et pourraient même être partiellement enfouis dans les sédiments, voir la figure (II.5).

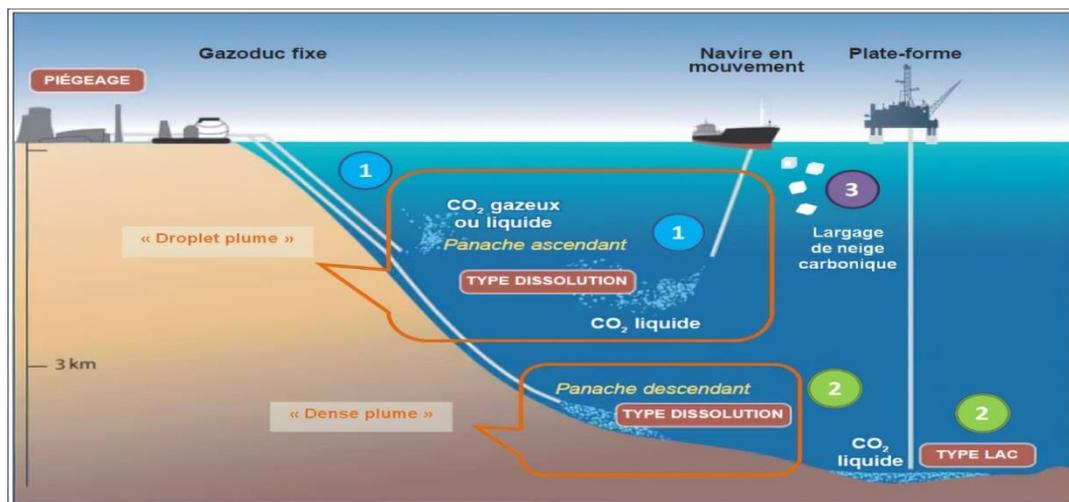


Figure II.5 : Techniques d'enfouissement océaniques. [20]

#### II.3.1.3 Stockage minéral de CO<sub>2</sub>

Selon la figure ci-dessous, il est possible de fixer le CO<sub>2</sub> avec des oxydes d'alcalins ou d'alcalino-terreux (par exemple les oxydes de magnésium ou de calcium) qui se trouvent à l'état naturel dans des roches silicatées (comme la serpentine ou l'olivine). La réaction chimique donne du carbonate de magnésium ou du carbonate de calcium. Les quantités d'oxydes métalliques présents dans la croûte terrestre sont supérieures aux quantités nécessaires pour fixer tout le CO<sub>2</sub> anthropique. Ce procédé offre la possibilité de stocker le CO<sub>2</sub> quasi définitivement et en sécurité. (Allen et Brent, 2010). Mais il s'agit d'un processus très lent qui doit être accéléré pour qu'il soit considéré comme une méthode de stockage de CO<sub>2</sub>. [21]

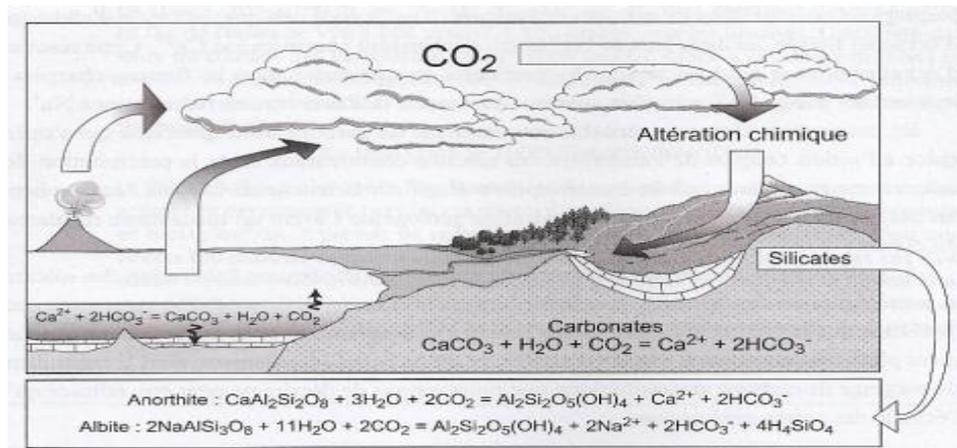


Figure II.6 : cycle de l'altération des silicates et de la précipitation des carbonates. [22]

### II.3.2 Les capacités de stockage

D'après le rapport spécial sur le captage, l'utilisation et le stockage du CO<sub>2</sub> publié par l'AIE en 2020, la capacité mondiale de stockage de CO<sub>2</sub> serait comprise entre 8 000 et 55 000 gigatonnes. Ainsi, même le chiffre le plus bas (8 000 Gt) dépasse de très loin les 100 Gt de CO<sub>2</sub> qui devraient être stockées d'ici 2055 dans le scénario « développement durable ».

Toujours selon l'AIE, le potentiel terrestre est plus important que le potentiel marin. En effet, la capacité de stockage terrestre est estimée entre 6 000 Gt et 42 000 Gt, tandis que, la capacité offshore serait comprise entre 2 000 Gt et 13 000 Gt, en ne considérant que les sites situés à moins de 300 kilomètres de la côte, à des profondeurs d'eau inférieures à 300 mètres et en dehors de l'Arctique et de l'Antarctique. [23]

### II.3.3 Les Risques liés aux stockages de CO<sub>2</sub>

Les risques de fuite encourus ne sont pas négligeables. Ils sont bien connus et mal maîtrisés :

- Les risques de fuites locales
- Acidification des nappes phréatiques et des sols.

La fuite progressive en raison d'une faille, d'une fracture ou d'un puits non détecté Une libération lente et continue du CO, entraînerait simplement une dissémination lente dans l'atmosphère. Au passage, les sols et les nappes phréatiques auront été pollués et acidifiés.

La fuite soudaine par défaillance du puits d'injection ou par remontée dans un puits abandonné Une libération soudaine et importante de CO, entraînerait des risques immédiats pour la vie et la santé si des êtres humains étaient exposés à des concentrations de CO, dans l'air supérieures à 7 à 10 % par volume. Un dégazage soudain aurait un impact important. En petite quantité, le CO<sub>2</sub> ne présente aucun danger. Au contraire, une libération rapide et soudaine peut être mortelle. Les conséquences d'une concentration élevée de CO<sub>2</sub> dans le sous-sol peu profond peuvent être des

effets mortels pour les plantes et les animaux du sous-sol et la contamination des eaux souterraines. Des flux importants associés à des conditions atmosphériques stables peuvent entraîner des concentrations locales élevées de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère qui risquent de nuire aux animaux et à l'homme. L'élévation de la pression due à l'injection de CO<sub>2</sub> pourrait provoquer de petits phénomènes sismiques. [24]

## II.4 Défis et limites du captage et du stockage du carbone

Le captage et le stockage du carbone (CSC) sont une technologie prometteuse qui vise à atténuer les effets néfastes des émissions de carbone sur notre planète. Cependant, cela n'est pas sans défis et limites. Dans cette section, nous explorerons certains des obstacles les plus importants qui doivent être surmontés pour que le CSC devienne une solution viable pour réduire les émissions de carbone, voir la figure (II.7).

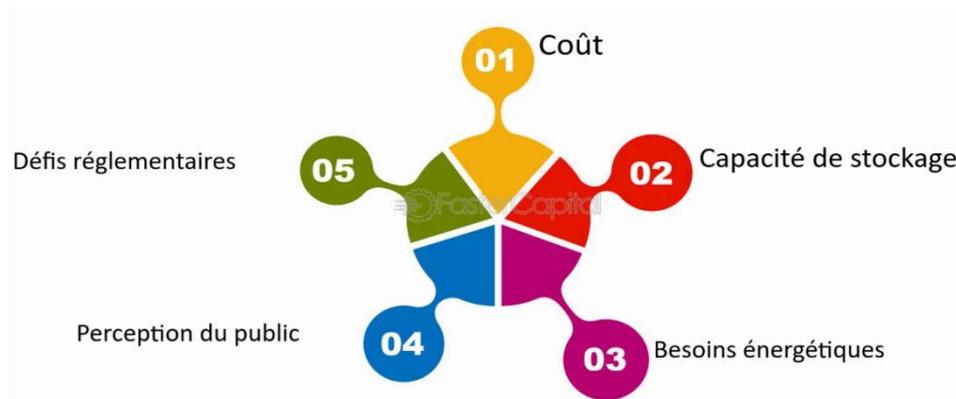


Figure II.7 : Les défis du captage et du stockage du CO<sub>2</sub>. [25]

### 1. Coût

Le coût élevé du CSC constitue l'un des défis les plus importants à relever. La technologie en est encore à ses premiers stades de développement et les coûts qui y sont associés sont encore relativement élevés. Par exemple, le coût de construction d'une usine de CSC peut varier entre 60 et 100 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> capturée. Il s'agit d'un investissement important, et il n'est peut-être pas réalisable pour de nombreuses entreprises de réaliser un investissement aussi important.

### 2. Capacité de stockage

Une autre limite majeure du CSC est la capacité limitée de stockage du dioxyde de carbone capturé. La quantité de CO<sub>2</sub> pouvant être stockée dans une formation géologique donnée est limitée, et il n'est pas clair quelle quantité de dioxyde de carbone peut être stockée en toute sécurité sans causer de dommages environnementaux. En outre, la capacité de stockage du CSC

n'est pas uniforme dans toutes les régions, et certaines zones peuvent avoir une capacité de stockage limitée, ce qui rend plus difficile la mise en œuvre du CSC dans ces zones.

### **3. Besoins énergétiques**

Le CSC nécessite une quantité importante d'énergie pour fonctionner, ce qui peut entraîner une augmentation des émissions si l'énergie utilisée provient de combustibles fossiles. De plus, les besoins énergétiques du CSC peuvent varier en fonction de la technologie de capture utilisée, et certaines technologies peuvent nécessiter plus d'énergie que d'autres.

### **4. Perception du public**

La perception du public à l'égard du CSC constitue un autre défi important qui doit être surmonté. De nombreuses personnes considèrent le CSC comme une technologie risquée et non testée, et le public manque de sensibilisation à ses avantages potentiels. Ce manque d'acceptation du public peut rendre difficile la mise en œuvre de projets de CSC, car les entreprises peuvent se heurter à l'opposition des communautés locales.

### **5. Défis réglementaires**

Il existe également des défis réglementaires associés au CSC. Par exemple, il y a un manque de directives claires sur la manière de réglementer les projets de CSC, et il y a un manque de cohérence dans les réglementations entre les différentes régions. Cela peut rendre difficile pour les entreprises de s'orienter dans le paysage réglementaire et entraîner des retards dans la mise en œuvre des projets de CSC.

Malgré ces défis et limites, le CSC reste une technologie prometteuse pour atténuer les émissions de carbone. Pour surmonter ces défis, il est essentiel d'investir dans la recherche et le développement pour améliorer l'efficacité du CSC et réduire ses coûts. En outre, les décideurs politiques doivent créer un environnement réglementaire qui encourage le développement de projets de CSC tout en garantissant qu'ils sont sûrs et durables sur le plan environnemental.

Même si la mise en œuvre du CSC présente des défis et des limites, il s'agit d'une technologie très prometteuse en matière de réduction des émissions de carbone. En relevant ces défis, nous pouvons développer un avenir plus durable pour notre planète et réduire les effets néfastes du changement climatique. [25]

## **II.5 Valorisation de CO<sub>2</sub>**

L'idée de la valorisation du CO<sub>2</sub> vise à exploiter son potentiel commercial en le réutilisant comme matière première. Plutôt que de simplement le capturer et le stocker sous terre, on le récupère des fumées industrielles pour l'utiliser dans de nouvelles applications chimiques,

industrielles ou biologiques. La valorisation ne remplace pas le stockage du CO<sub>2</sub>, car selon les cas, il pourrait éventuellement être rejeté dans l'atmosphère après usage. L'avantage principal de cette approche est d'éviter de produire du CO<sub>2</sub> spécifiquement pour les activités nécessitant son utilisation, en utilisant plutôt celui déjà capturé.

## II.5.1 Voies de valorisation [26]

### II.5.1.1 Valorisation sans transformation

#### 1. Récupération assistée des hydrocarbures

D'après la figure (II.8), la récupération assistée des hydrocarbures ou RAH consiste à injecter du CO<sub>2</sub> à l'état supercritique dans les réservoirs de pétrole ou de gaz pour améliorer leur extraction. On estime que la RAH permet d'augmenter la récupération d'hydrocarbures de 7 à 23 %, ce qui en fait une opération rentable. La RAH comprend la récupération de pétrole (EOR en anglais pour Enhanced Oil Recovery), de gaz (EGR) et de méthane dans les veines de charbon (ECBM) ou dans les hydrates sédimentaires (EGHR).

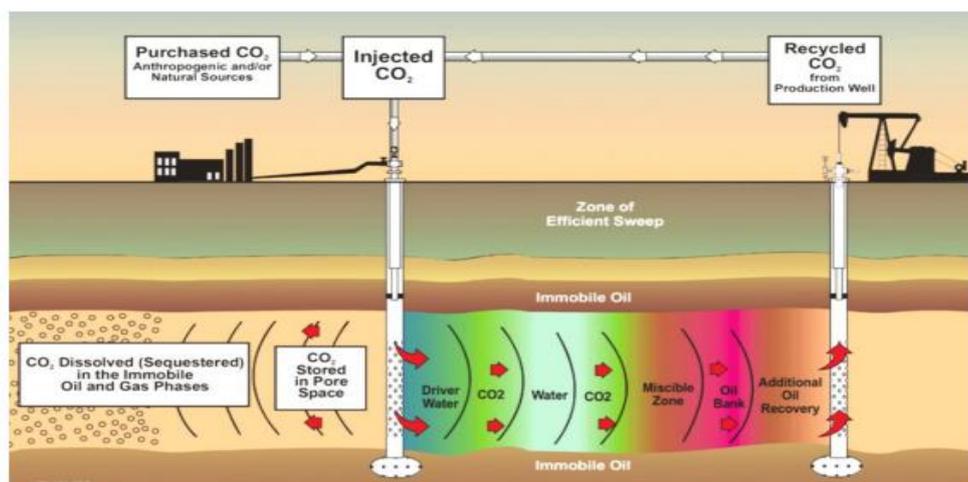


Figure II.8 : Principe d'injection de CO<sub>2</sub> en EOR.[26]

#### 2. Géothermie profonde

La chaleur contenue dans le sous-sol de la Terre permet une production peu carbonée de chaleur et/ou d'électricité.

La récupération assistée de la chaleur géothermique en géothermie profonde ( $T > 150$  °C) est la technologie connue sous le nom d'EGS (Enhanced Geothermal System).

La technologie EGS consiste à réactiver la circulation souterraine par des techniques de stimulation du sous-sol, comme l'injection d'eau froide à haute pression dans la formation géologique afin d'assurer une sorte de détartrage des failles qui permet à l'eau de retrouver de nouveaux chemins.

Selon la figure (II.9), l'utilisation du CO<sub>2</sub> comme fluide de travail en remplacement de l'eau pour une opération d'EGS a été proposée pour la première fois par Brown D. Le CO<sub>2</sub> injecté est généralement capté en sortie de cheminées d'usines industrielles ou de production d'énergie (centrales à charbon par exemple). Dans ces formations, le CO<sub>2</sub> supercritique déplace le fluide dans le réservoir d'origine. Ensuite, une partie du CO<sub>2</sub> chauffé dans le sous-sol est canalisée vers la surface et sert pour la production d'électricité ou pour l'utilisation directe de la chaleur avant d'être réinjecté dans le sous-sol. Le CO<sub>2</sub> qui ne remonte pas à la surface est stocké dans la structure poreuse de la formation géologique.

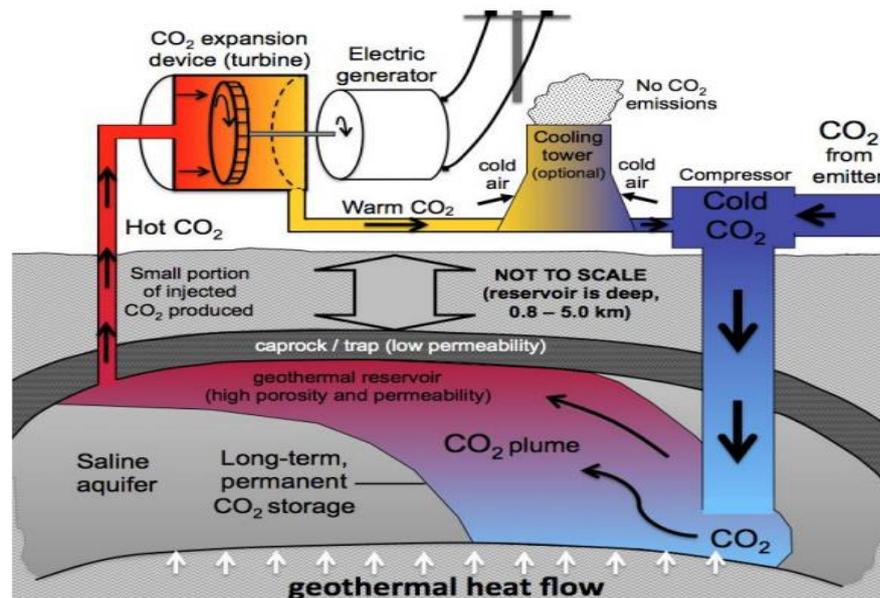
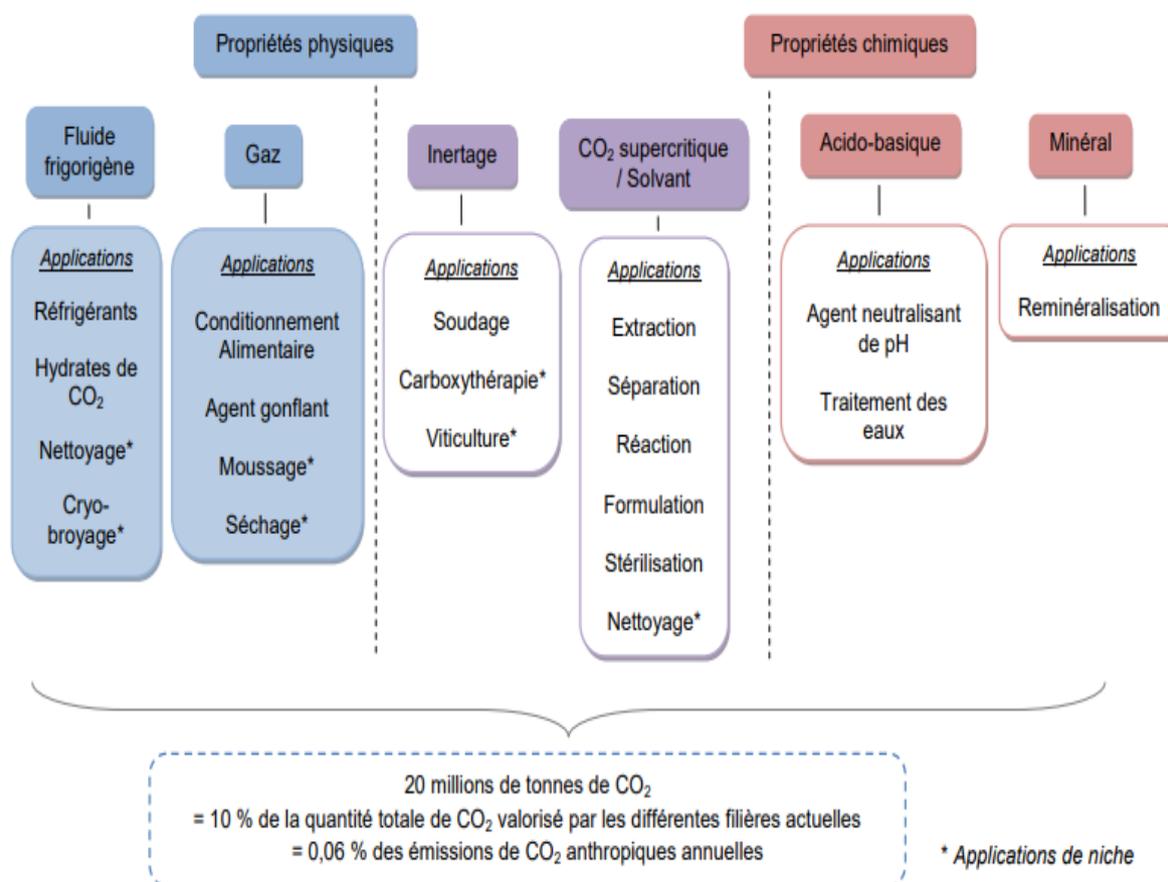


Figure II.9 : Principe de la récupération géothermique de chaleur avec du CO<sub>2</sub> [26]

### 3. Utilisation industrielle

Les techniques de valorisation et les applications du CO<sub>2</sub> lorsqu'il n'est pas utilisé comme réactif. En effet, le CO<sub>2</sub> peut être exploité pour ses propriétés physiques (ex : à l'état supercritique) ou pour ses propriétés chimiques (ex : composé jouant le rôle d'acide). On parle alors de « CO<sub>2</sub> marchand ». Il est vendu par les acteurs des gaz industriels et il provient principalement des usines de fabrication d'ammoniac ou de gisements naturels de CO<sub>2</sub>, (voir la figure II.10).



Remarque : les applications du CO<sub>2</sub> comme intermédiaire réactionnel chimique sont traitées dans les paragraphes correspondant : synthèse organique, électrolyse, thermochimie, etc....

Figure II.10 : Classification des applications du CO<sub>2</sub> selon ses propriétés (Compilation RECORD / APESA) [26]

### II.5.1.2 Valorisation avec transformation chimique

#### 1. Synthèse organique

Selon la figure (II.11), le CO<sub>2</sub> utilisé en tant que matière première dans les synthèses en chimie organique peut remplacer les ressources fossiles et rentrer dans la composition de nouveaux matériaux tels que certains polymères. La synthèse chimique utilisant du CO<sub>2</sub> présente deux types de réactions : celles de réduction et celles de carboxylation.

Les utilisations du CO<sub>2</sub> envisagées dans la synthèse organique à l'heure actuelle sont nombreuses et leur stade de développement varie entre la recherche fondamentale et la commercialisation pour certains produits tels que l'urée ou l'acide salicylique.

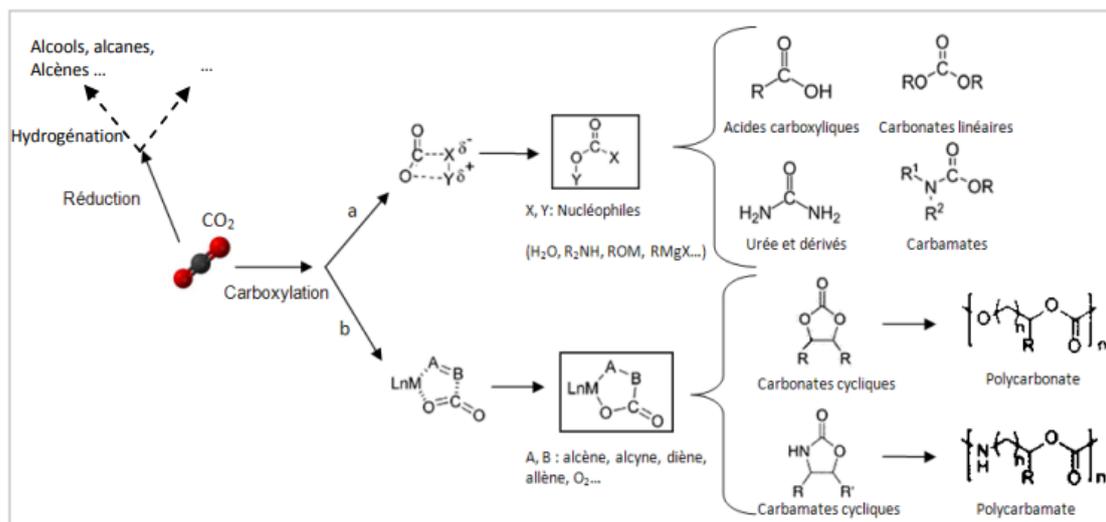


Figure II.11 : Principales transformations du CO<sub>2</sub> par synthèse organique. [26]

## 2. Minéralisation ex-situ

Selon la figure (II.12), la minéralisation du CO<sub>2</sub> consiste en une réaction entre le CO<sub>2</sub> et des oxydes de magnésium ou de calcium pour produire des carbonates (MCO<sub>3</sub>). La minéralisation se produit hors-sol dans une usine de transformation dédiée, où le CO<sub>2</sub> réagit avec la roche porteuse de cations métalliques comme le Mg ou le Ca. La cinétique de la réaction de minéralisation dépend de la surface de contact entre la roche et la phase aqueuse, si bien qu'il est nécessaire de broyer le minerai finement pour accélérer le processus. Cette étape de préparation des réactifs solides représente un coût économique. Cependant, les produits obtenus peuvent être valorisés. La minéralisation ex-situ peut ainsi être considérée comme une voie de valorisation du CO<sub>2</sub>.

Remarque, le deuxième procédé de minéralisation est la minéralisation in-situ : Le CO<sub>2</sub> est injecté dans des formations géologiques riches en silicates ou dans des aquifères alcalins : la minéralisation se produit alors dans le sous-sol. La minéralisation in-situ est plus une méthode de stockage que de valorisation du CO<sub>2</sub>. En effet, la minéralisation in-situ s'apparente à une opération similaire au stockage géologique classique.

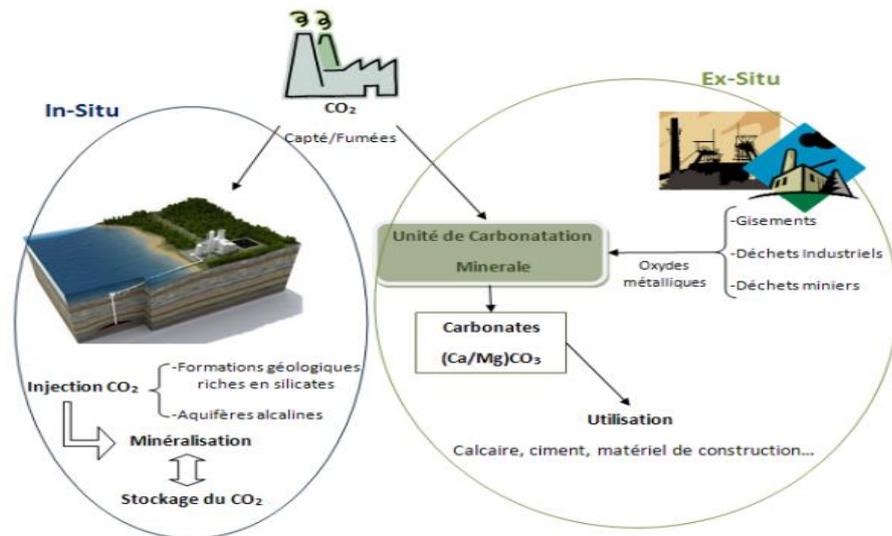


Figure II.12 : Principales différences entre les minéralisations in-situ et ex-situ (Compilation RECORD/APESA) [26]

### 3. Hydrogénation

L'hydrogénation du CO<sub>2</sub> est le procédé le plus étudié. Il consiste en l'addition d'une molécule de dihydrogène à une molécule de CO<sub>2</sub>. Ce procédé a besoin d'une quantité d'énergie suffisante afin de « casser » les liaisons stables de la molécule de CO<sub>2</sub>, et de produire le réactif H<sub>2</sub> de la réaction, Voir la figure ci-dessous.

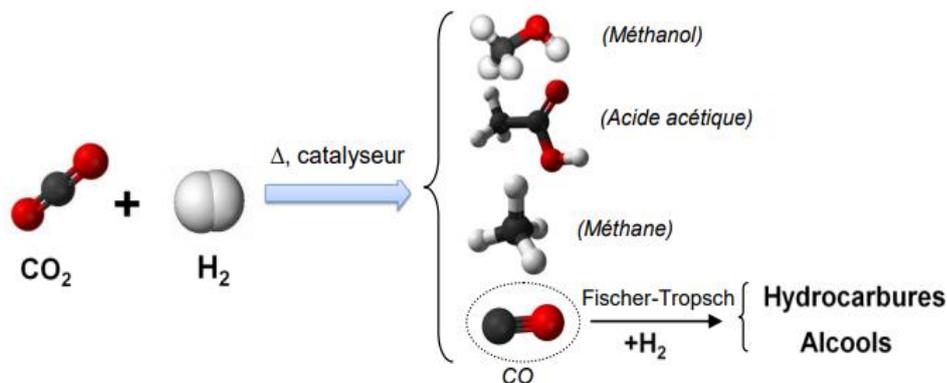


Figure II.13 : Hydrogénation du CO<sub>2</sub> [26]

### 4. Méthanation

Les réactions de méthanation, consistant à générer du méthane à partir de CO<sub>2</sub> ou de CO ont été découvertes en 1902 par Sabatier et Senderens. Elles ont connu un regain d'intérêt à partir des années 1980, et plus récemment avec la hausse du prix des hydrocarbures et la préoccupation croissante de limiter les émissions de CO<sub>2</sub>.

Le procédé Power to Gas comprenant la méthanation est un procédé basé sur l'intégration de trois technologies :

- L'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène ( $H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2$ )
- Le captage de CO<sub>2</sub> issu de procédés industriels (cimenterie, aciérie, ...) ou de centrales thermiques ou d'unités de méthanisation.
- La méthanation catalytique de l'hydrogène et du dioxyde de carbone par la réaction de Sabatier ( $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$ ). Voir la figure (II.14).

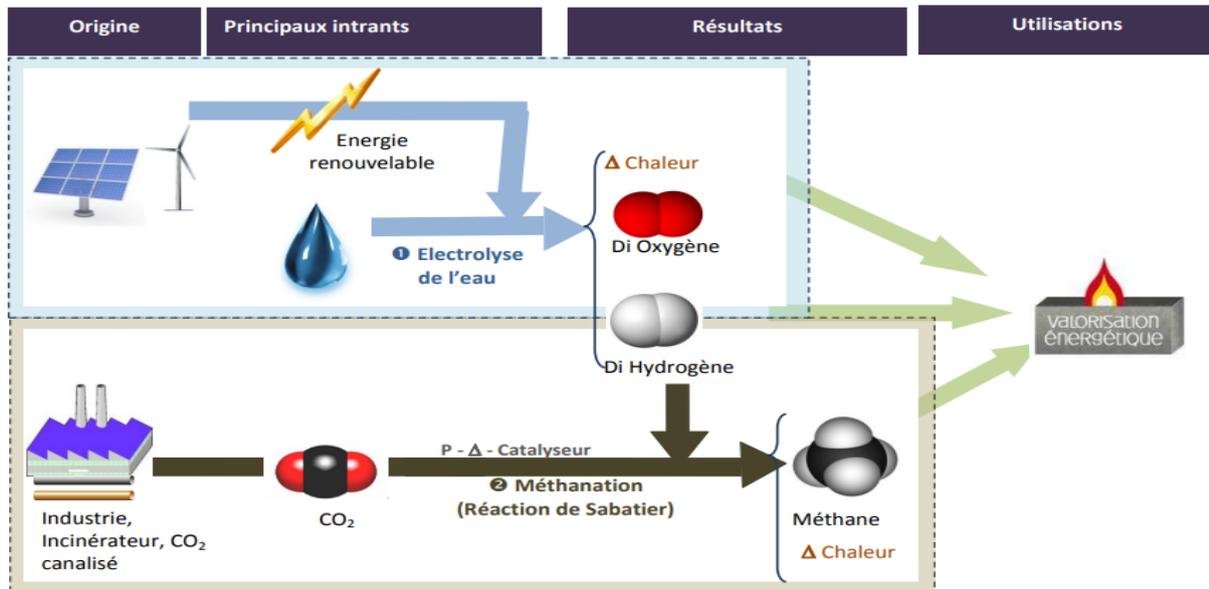


Figure II.14 : Principe du procédé « Power to Gas » avec méthanation. [26]

## 5. Reformage Sec

Le reformage du méthane est un **procédé qui permet l'obtention de gaz de synthèse**. Le gaz de synthèse est un mélange de dihydrogène (H<sub>2</sub>) et de monoxyde de carbone (CO).

Les principales voies de reformage du méthane et le ratio H<sub>2</sub>/CO correspondant. Ces voies sont le vaporeformage ou reformage humide (réaction avec vapeur d'eau), l'oxydation partielle (réaction avec de l'oxygène) et le reformage sec.

Il existe d'autres possibilités de reformage de méthane avec du CO<sub>2</sub>, qui sont des combinaisons des différents types de reformage :

Vaporeformage ou Reformage sec : Reformage avec de l'eau et du CO<sub>2</sub>

Le **reformage sec** consiste en la réaction du méthane et du CO<sub>2</sub>. Ce procédé est très intéressant du point de vue environnemental puisqu'il utilise **deux gaz responsables de l'effet serre**.

Le tri-reformage est un type de reformage mixte pour lequel un mélange d'eau, d'oxygène et de CO<sub>2</sub> permet la production de gaz de synthèse, Voir la figure ci-dessous.

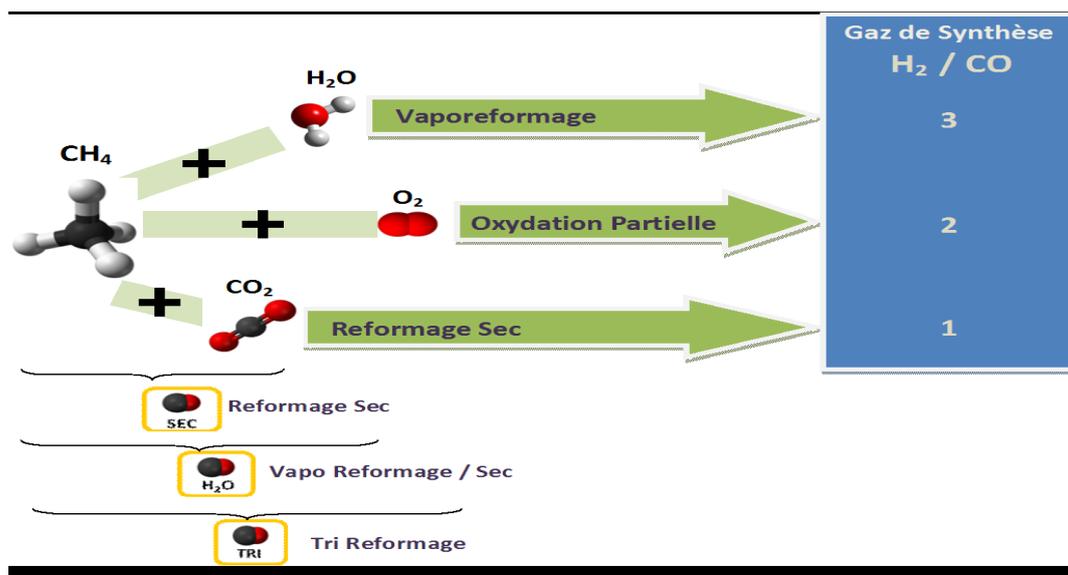


Figure II.15 : Présentation des différentes voies de reformage du méthane. [26]

## 6. Electrolyse

La valorisation du CO<sub>2</sub> par électrolyse correspond à la réduction électrochimique du CO<sub>2</sub>. Cette technique consiste à faire réagir le CO<sub>2</sub> avec des électrons et des protons afin de produire des hydrocarbures de synthèse et des composés oxygénés.

D'après la figure (II.16), on distingue trois technologies correspondant à la valorisation du CO<sub>2</sub> par électrolyse :

**L'électrolyse à haute température** : Co-électrolyse du CO<sub>2</sub> et de l'eau

Dans ce cas d'électrolyse, l'eau et le CO<sub>2</sub> sont tous deux électrolysés à haute température (**500 – 800 °C**) afin de produire du syngaz (**CO + H<sub>2</sub>**). Ce syngaz permet ensuite, par réaction catalytique, la formation d'hydrocarbures ou d'alcools. Produits principaux obtenus H<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, O<sub>2</sub>

**L'électrocatalyse (électrolyse à température ambiante) : les cellules électrocatalytiques**

D'une manière simplifiée, l'ambiance se réalise donc en présence de protons, d'électrons, de catalyseurs et avec un apport d'électricité au sein d'une solution (aqueuse ou non aqueuse).

L'électrocatalyse se définit par la réaction :  $\text{CO}_2 + 8\text{H}^+ + 8\text{e}^- \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ . Produits principaux obtenus CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>O, alcools, acide formique, HC, CO, acide oxalique et CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>, O<sub>2</sub>

**La photoélectrocatalyse** : Dans le cadre de la photoélectrocatalyse, l'énergie solaire est utilisée afin de réaliser la photodissociation de l'eau et de libérer ainsi des protons et des électrons. Cette réaction mise en jeu implique l'intervention d'un photocatalyseur. La réaction impliquée est celle-ci (pour rappel) :  $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$ . Produits principaux obtenus Hydrocarbures et O<sub>2</sub>

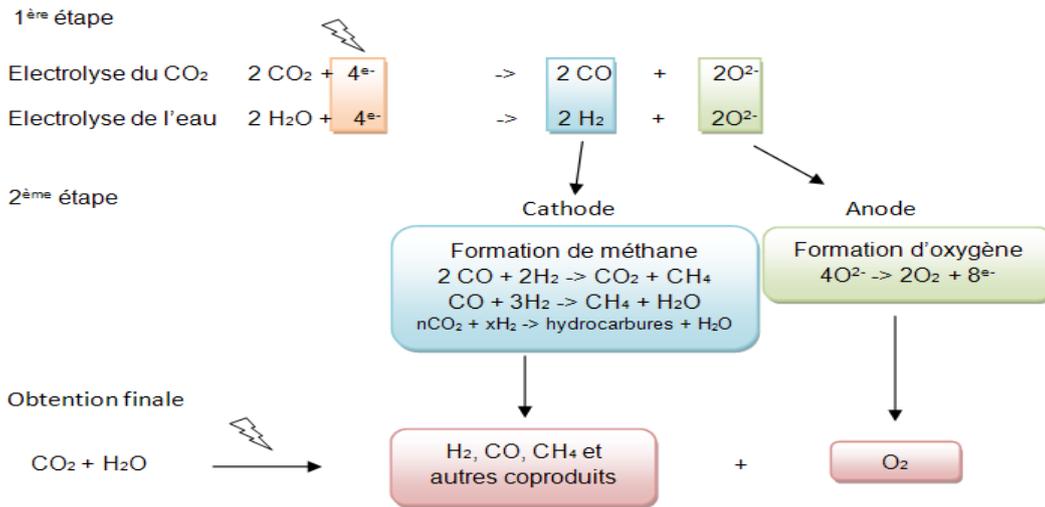


Figure II.16 : Schéma de principe de l'électrolyse du CO<sub>2</sub> [26]

### 7. Thermochimie

La thermolyse directe du CO<sub>2</sub> consiste en la décomposition de la molécule par la chaleur, selon la réaction suivante :  $\text{CO}_2 \rightarrow \text{CO} + \frac{1}{2} \text{O}_2$  avec  $\Delta G = 0$  à 3350 K.

La thermochimie consiste à concentrer le rayonnement solaire direct grâce à des miroirs réfléchissants pour fournir l'énergie nécessaire aux réactions chimiques. Les procédés thermochimiques utilisant la chaleur solaire à haute température visent à substituer l'apport de chaleur issue de la combustion d'hydrocarbures dans les procédés conventionnels et à éliminer les émissions de gaz à effet de serre.

Les installations solaires à concentration possible pour réaliser la décomposition du CO<sub>2</sub> sont les fours solaires, les paraboles et les centrales à tour. Quant aux systèmes cylindro paraboliques ou Fresnel, les températures obtenues ne sont pas assez élevées pour permettre la thermolyse du CO<sub>2</sub>, selon la figure II.17.

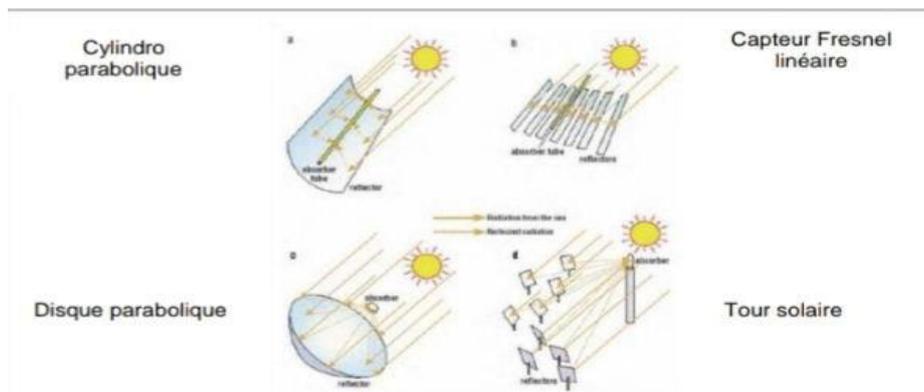


Figure II.17 : Présentation de différentes installations solaires à concentration. [26]

### II.5.1.3 Valorisation avec transformation biologique

#### 1. Culture de microalgues

Les algues et microalgues sont des organismes qui réalisent la **photosynthèse** pour leur croissance. Les processus mis en jeu lors de la photosynthèse et en présence de lumière se résument via l'équation suivante :  $6 \text{ CO}_2 + 6 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow \text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6 \text{ O}_2$

Grâce à leur activité photosynthétique, les algues peuvent être utilisées dans le but de capter et valoriser le CO<sub>2</sub>. La biomasse générée par ce processus est de grand intérêt pour les filières (alimentaire, pharmaceutique...), Voir la figure II.18

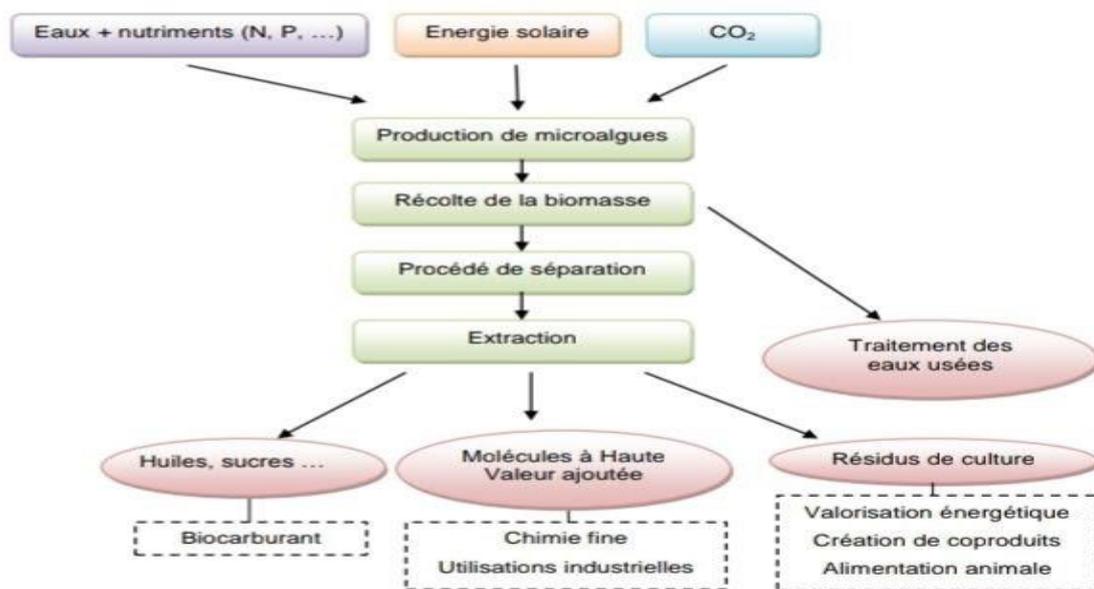


Figure II.18 : Schéma du procédé de production et de valorisation des microalgues. [26]

#### 2. Microalgues en bassins ouverts

Pour cultiver les microalgues, deux systèmes existent : les systèmes de bassins ouverts

« Raceway ». Et les systèmes fermés appelés les photobioréacteurs.

Les systèmes ouverts « raceway », en forme d'hippodrome, sont qualifiés de **systèmes à productivité moyenne**. Les bassins ont une profondeur moyenne de 0,3 m et la culture d'algues est réalisée via une circulation en boucle. Un système d'agitation, un apport de nutriments et une sortie pour la récolte sont des installations mises en place afin d'optimiser la production.

Les bassins ouverts semblent être la technique privilégiée dans le cas du traitement des eaux usées en comparaison avec les systèmes fermés. Dans ce cas, l'objectif est de capter par les microalgues, les nutriments inorganiques voire organiques présents dans ces effluents. La biomasse ainsi produite peut ensuite être valorisée, Voir la figure ci-dessous.



Figure II.19 : Bassin "raceway".[26]

### 3. Culture d'algues En photobioréacteurs

Selon la figure (II.20), les photobioréacteurs sont des réacteurs fermés dans lesquels a lieu la croissance d'une souche de microalgues, sélectionnée et exposée à des conditions opératoires optimales (température, pH, et intensité lumineuse). Il existe plusieurs types de réacteurs qui se différencient par leur source de lumière (naturelle ou artificielle) et par leur conception (géométrie, taille, technologies). Pour un développement à grande échelle, les techniques utilisant la lumière naturelle sont les seules techniques envisageables. En effet, la biomasse doit être produite grâce aux radiations solaires afin de limiter les coûts d'exploitation. Les variations (saisonnnières et journalières) de l'intensité de la lumière solaire doivent être prises en compte lors de la mise en place de photobioréacteurs.

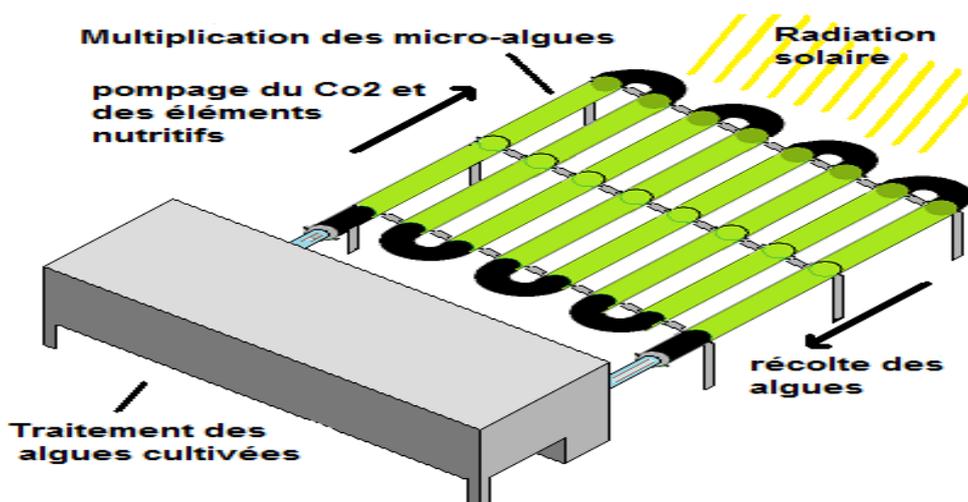


Figure II.20 : Schéma de fonctionnement d'un photobioréacteur pour la culture de microalgues.  
[26]

#### 4. Biocatalyse

D'après la figure (II.21), la biocatalyse se définit comme étant l'utilisation de biocatalyseurs afin de stimuler les réactions chimiques, en imitant les processus naturels. Les biocatalyseurs sont des enzymes isolées ou maintenues au sein du microorganisme d'origine. La biocatalyse est une technique déjà développée pour plusieurs applications telles que la chimie fine, le secteur de la santé ou encore l'agroalimentaire. En biocatalyse, le CO<sub>2</sub> peut servir de réactif et être transformé en molécules organiques d'intérêt pour la production d'énergie, de biocarburants ou encore de substances pharmaceutiques. Dans cette technologie, des enzymes synthétiques, similaires à celles naturelles, sont aussi utilisées.

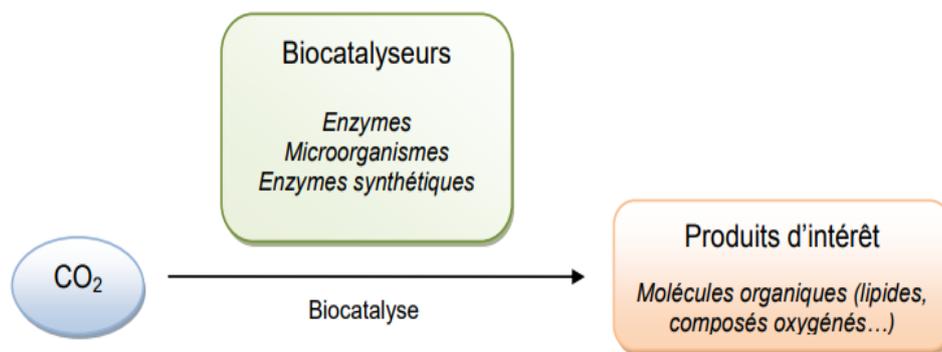


Figure II.21 : Schéma simplifié de la conversion du CO<sub>2</sub> par biocatalyse. [26]

#### II.6 Potentiels de valorisation du CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050

La figure (II.22) représente la valorisation actuelle du CO<sub>2</sub> et le potentiel en 2050 estimé par les experts d'après les ressources disponibles et le développement de la technologie. Les données et estimations ne sont disponibles que pour huit voies.

Concernant l'hydrogénation et la méthanation, les experts estiment que le potentiel de valorisation du CO<sub>2</sub> par ces voies est supérieur à 300 Mt/an (représentation en dégradé bleu). Pour la récupération assistée de pétrole (EOR), les experts estiment une capacité maximale de 300 Mt/an en 2050. Ces trois dernières voies citées ainsi que la culture de microalgues et la synthèse organique de polymères semblent être celles les plus susceptibles de se développer. [26]

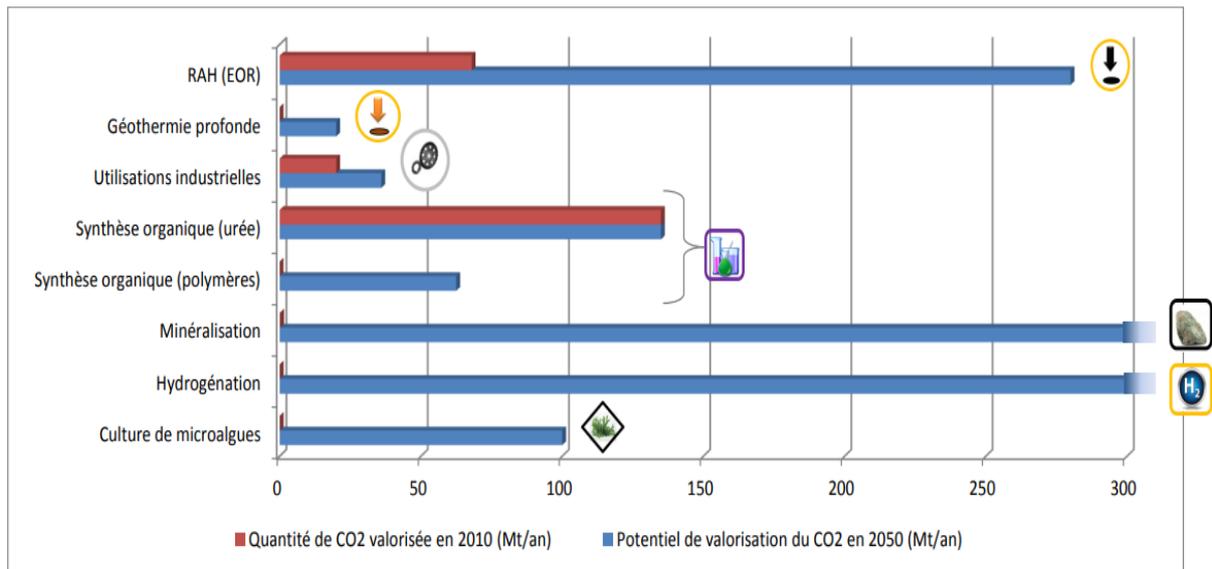


Figure II.22 : Quantités de CO<sub>2</sub> actuellement valorisées et estimations en 2050 pour différentes voies. [26]

## II.7 Conclusion

En conclusion, le captage, le stockage et la valorisation du CO<sub>2</sub> représentent des outils essentiels dans la lutte contre le changement climatique. Bien que ces technologies offrent des opportunités prometteuses pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et la transition vers une économie plus durable, elles présentent également des défis et des risques, notamment en termes de coûts, de sécurité et d'acceptabilité sociale. Elles nécessitent une approche intégrée et une coopération mondiale pour être pleinement efficaces. En investissant dans la recherche, le développement et le déploiement de ces technologies, nous pouvons espérer créer un avenir plus propre, plus sûr et plus durable pour les générations futures.

**CHAPITRE III :**  
**Présentation de projet d'In**  
**Saleh Gas et le champ du**  
**Krechba**

### **III.1 Introduction**

Sonatrach est le groupement pétrolier algérien chargé de la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures. Elle a été classée 1<sup>re</sup> société en Afrique 12<sup>e</sup> plus grand groupe pétrolier au monde par le Petroleum Intelligence Weekly.

Sonatrach, British Pétroleum (BP) et Statoil ont formé un contrat d'association présenté dans Le projet d'In Salah Gaz pour développer et commercialiser le gaz District 3 dans la région centrale algérienne du Sahara.

### **III.2 Présentation du projet d'In Salah Gaz**

Le projet In Salah Gaz est pionnier dans l'industrie gazière en matière de CSC (Carbone Capture et stockage). Le projet d'ISG se caractérise comme étant l'un des premiers projets au monde de capture et de stockage de dioxyde de carbone (CSC) à l'échelle commerciale, initialement prévu pour stocker jusqu'à 17 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (340 milliards de pieds cubes (BFC) de 2004 à 2027. En service depuis 2004, plus de 3,7 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> ont déjà été injectées dans une formation saline profonde à près de deux (02) kilomètres sous le niveau de surface de la Terre. Le projet In Saleh Gas est basé sur le développement de sept champs de gaz principaux, appelés Krechba, REG, TEG, Gour Mahmoud, In Saleh, Hassi Moumène et Garet El Benifat. Les champs Krechba, TEG et REG sont appelés gisements de gaz nord et le groupe Gour Mahmoud, In Saleh, Hassi Moumène, et Garet El-Benifat est appelé gisements de gaz sud. Le gisement de gaz Nord est déjà développé et la production de gaz a commencé en 2004. Selon ce plan de développement, dans la première phase, le gaz déshydraté provenant de REG et TEG est acheminé vers une installation centrale de traitement (Central Production Facility ou CPF) à Krechba. Le gaz collecté du champ gazier de Krechba, après séparation sur le terrain, séchage et conditionnement, est combiné avec le gaz des champs REG et TEG. Ici, à la CPF de Krechba, le gaz combiné est traité pour l'élimination du CO<sub>2</sub>, puis il est exporté vers Hassi R'Mel. Hassi R'Mel est à 456,3 km de la CPF de Krechba. À Hassi R'Mel, le gaz est recomprimé et exporté vers le collecteur du "Centre national de distribution du gaz" (CNDG). Les systèmes de support de processus et les utilités nécessaires sont fournis à la CPF de Krechba.

#### **III.2.1 Situation géographique**

Le projet d'ISG se situe dans la région centrale du sud de l'Algérie, connue sous le nom de District 3 (voir Figure III-1). Le District 3 se localise dans les wilayas d'Adrar, Tamanrasset et Ghardaïa. Les champs du nord (Teg, REG et Krechba) qui font partie de la Phase I du projet d'ISG se situent dans les wilayas de Tamanrasset et Ghardaïa. Les champs du sud (In Salah Gour

Mahmoud, Hassi Moumène et Garet el Befinat) sont tous localisés dans la Wilaya de Tamanrasset.

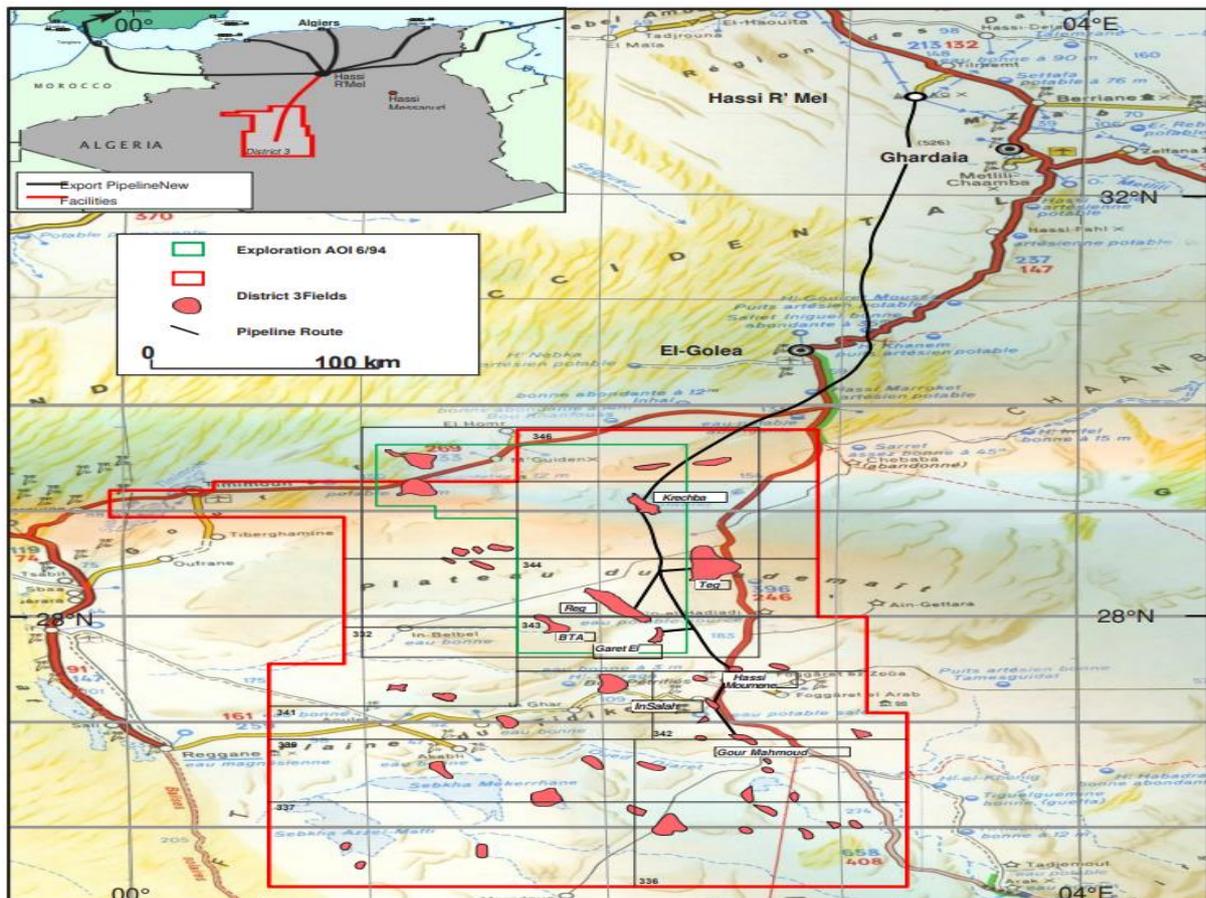


Figure III.1 : Localisation d'In Salah gaz [27]

### III.2.2 Sites d'ISG

Le projet In Salah Gaz est basé sur le développement de sept champs de gaz tels que décrits plus haut. Les champs Krechba, Teg et Reg sont appelés gisements de gaz nord, alors que les champs de Gour Mahmoud, In Salah, Hassi Moumène, et Garet El-Befinat sont appelés gisements de gaz sud. (Voir la figure III.2)

#### 1. Krechba

Le champ de Krechba est situé dans la partie nord du District 3, à environ 70 km au nord du champ de Teguentour. Depuis sa découverte en 1958, 09 puits y ont été forés, dont 02 puits d'évaluation forés par l'Organisme des opérations conjointes (JOC) en 1998. Le gisement de Krechba se présente comme une grande structure fermée, structurellement simple. Les productions de gaz de ce gisement proviennent des réservoirs de grès du Carbonifère C10-2 (Tournaisien) et du Dévonien (Siegiénien et Gédinnien).

Les grès carbonifères se trouvent à une profondeur de 1700 m, ils ont été déposés dans un environnement de paléo-vallées (probablement des dépôts estuariens). Les grès sont bien développés (jusqu'à 24 m d'épaisseur totale) sur une grande partie du gisement, mais ils sont absents dans certaines parties de l'ouest et du sud du gisement. Les grès carbonifères sont de bonne qualité, avec des porosités allant jusqu'à 22 % et une perméabilité atteignant 200 md. La nappe d'eau libre au niveau du Carbonifère se trouve à la cote absolue de -1330 m, ce qui donne une surface fermée de 130 km<sup>2</sup> avec une amplitude verticale de 70 m. [28]

## **2. Teguentour**

Le gisement de Teguentour apparaît comme une grande structure fermée, structurellement simple, avec peu de failles significatives. Il y a quatre (4) séquences réservoirs dans le Dévonien D20, D30, D40 et D55, et un réservoir d'expansion limitée dans le Tournaisien, séquence C10.2. Au niveau des réservoirs dévoniens, le gisement couvre des surfaces allant de 150 km<sup>2</sup> au niveau du D30 jusqu'à 500 km<sup>2</sup> au niveau du D55 (ces surfaces sont délimitées par les nappes d'eau reconnues dans chacun des réservoirs). La qualité pétrophysique dans les séquences des principaux réservoirs, D40 inférieur, D55 et D30, est bonne, avec des porosités atteignant 27 % et une perméabilité allant jusqu'à 150 md. Les saturations en eau dans tous les réservoirs sont de l'ordre de 5 à 25 %.

Le gaz des réservoirs dévoniens contient en moyenne 90 % de méthane, 8 à 12 % de CO<sub>2</sub> et 5 à 7 ppm de H<sub>2</sub>S. La séquence carbonifère C10.2 se compose de grès marins peu profonds rencontrés à une profondeur d'environ 1500 m (équivalent à 900 m). Ce réservoir peu profond (généralement < 5 m) présente seulement des zones isolées de réservoirs plus épais et de meilleure qualité. [29]

## **3. Reg**

Le gisement de Reg correspond à une grande structure anticlinale, allongée dans une direction NO-SE et couvrant une superficie allant jusqu'à 350 km<sup>2</sup>. Il se caractérise par sa structure très faillée. Les réservoirs de grès du Dévonien sont saturés de gaz entre des profondeurs de 1490 m et 2030 m (équivalent à - 860 m à - 1400 m). Les principales séquences de réservoirs sont D30, D40 et D55. Il existe de petites quantités supplémentaires de gaz dans les séquences D10 et D20. L'épaisseur totale du Dévonien inférieur dépasse 500 m et présente plusieurs niveaux de grès constituant les réservoirs. Ces niveaux s'étendent latéralement sur tout le gisement et ont été déposés dans un environnement fluvial à marin peu profond ou estuarien. Le gaz est contenu dans de multiples intervalles poreux (jusqu'à 15 niveaux) variant en épaisseur de 1 à 5m. Les

meilleures qualités de réservoir se trouvent dans les séquences D55 et D30, avec des porosités moyennes allant jusqu'à 13 % et une perméabilité atteignant 150 md.

Le grand réseau de failles observé au niveau de la structure de Reg ne semble pas avoir compartimenté le gisement, mais doit avoir un impact sur la productivité. Cet impact peut être positif en favorisant la connectivité ou négatif en formant des barrières au flux latéral. Cela devrait faire l'objet d'une étude détaillée lors de la phase de développement. Le gaz des réservoirs dévoniens de Reg est sec (94 % de méthane) et contient en moyenne 2 à 4 % de CO<sub>2</sub> et 1 à 2 ppm de H<sub>2</sub>S. [29]

#### **4. Garet El Befinat**

Le champ de Garet El Befinat (GBF) est une accumulation de gaz relativement petite située à 5 km au sud-est de Reg. Il se présente comme une structure d'inversion anticlinale, faillée et complexe, couvrant une superficie de 32 km<sup>2</sup>. Le sommet de la structure se trouve à une profondeur de 1730 m (équivalent à - 1300 m). La structure semble s'étendre vers le Nord et le Sud, mais cela reste à confirmer. Le principal réservoir correspond aux grès marins peu profonds de l'Émsien (D55) qui sont continus sur tout le champ avec une épaisseur totale d'environ 25 m. La porosité moyenne est de 12,8 %. Il existe des variations significatives dans la qualité du réservoir D55 à travers le champ (les porosités moyennes varient de moins de 5 % à 17 %). La perméabilité des roches de porosité moyenne est généralement d'environ 10 md. [29]

#### **5. Hassi Moumène**

La structure de Hassi Moumène (HMN) se présente comme une grande structure fermée et simple, avec de petites failles inversées uniquement sur la charnière. Le principal réservoir correspond à la séquence D55 du Dévonien rencontrée par forage à des profondeurs variant de 1130 à 1330 m (côte de - 718 m à - 918 m). La qualité du réservoir dans ses grès est très bonne, avec des porosités moyennes atteignant 16 % et une perméabilité allant jusqu'à 1000 md. Par analogie avec les champs voisins, on suppose que le gaz du réservoir D55 contient environ 94 % de méthane et moins de 4 % de CO<sub>2</sub>. [29]

#### **6. In Salah**

Le gisement d'In Salah est constitué d'une structure anticlinale pincée de 3 km de large et 30 km de long. Il a deux directions d'axe, la première orientée NNO-SSE dans la moitié nord de la structure et la seconde orientée NNE-SSO dans la moitié sud. La structure, qui couvre une superficie de 90 km<sup>2</sup>, n'est pas affectée par des failles significatives au niveau du réservoir. Les principaux réservoirs sont constitués des séquences D10 et D55, mais il y a aussi une petite

quantité supplémentaire de gaz dans les séquences D20 et D30. L'intervalle total a une épaisseur d'environ 330 m, et les réservoirs se situent dans l'intervalle entre 1830 et 2220 m de profondeur (côtes absolues -1530 et -1920 m).

La qualité du réservoir est mieux développée dans la séquence D10, avec des porosités moyennes atteignant 22 % et une perméabilité des carottes atteignant 200 md. Les données sur la composition du gaz pour le champ d'In Salah sont très limitées ; cependant, elles indiquent que le gaz contient environ 94 % de méthane et moins de 4 % de CO<sub>2</sub>. [29]

**7. Gour Mahmoud**

Le gisement de Gour Mahmoud est constitué d'une grande structure fermée, structurellement simple, avec une grande faille limitant la structure à l'ouest. Cette structure orientée NO-SE couvre une superficie de 130 km<sup>2</sup> et présente une fermeture de 140 m. Il y a 05 séquences de réservoirs dans le Dévonien : D10, D20, D30, D40 et D55, qui ont été déposées dans un environnement fluvial à marin peu profond. Les réservoirs s'étendent latéralement sur l'ensemble du gisement, à l'exception du D55 qui est uniquement bien développé au nord-ouest de la structure. Les réservoirs sont rencontrés dans l'intervalle entre les profondeurs de 1700 à 2000 m (équivalent à - 1400 m à - 1700 m). Les qualités des principaux réservoirs, D10, D30 et D55, sont bonnes, avec des porosités moyennes dépassant 15 % et une perméabilité moyenne généralement supérieure à 10 md. Par analogie avec les champs voisins, on suppose que le gaz du champ GMD contient principalement du méthane avec une concentration de CO<sub>2</sub> pouvant atteindre 4 % et une concentration négligeable de H<sub>2</sub>S. [29]

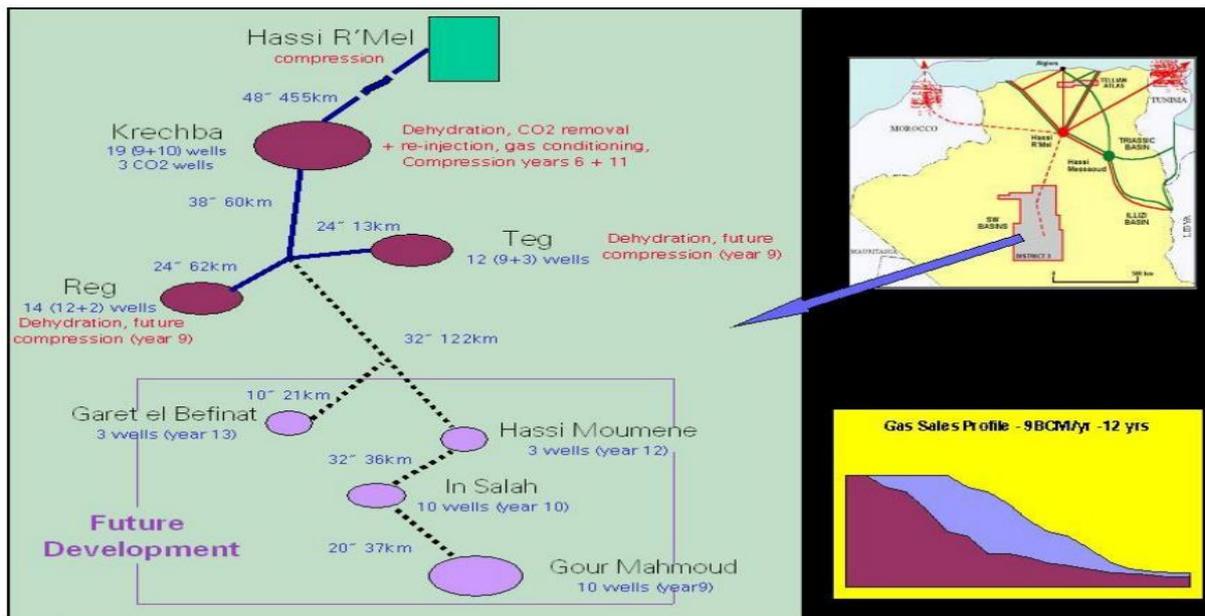


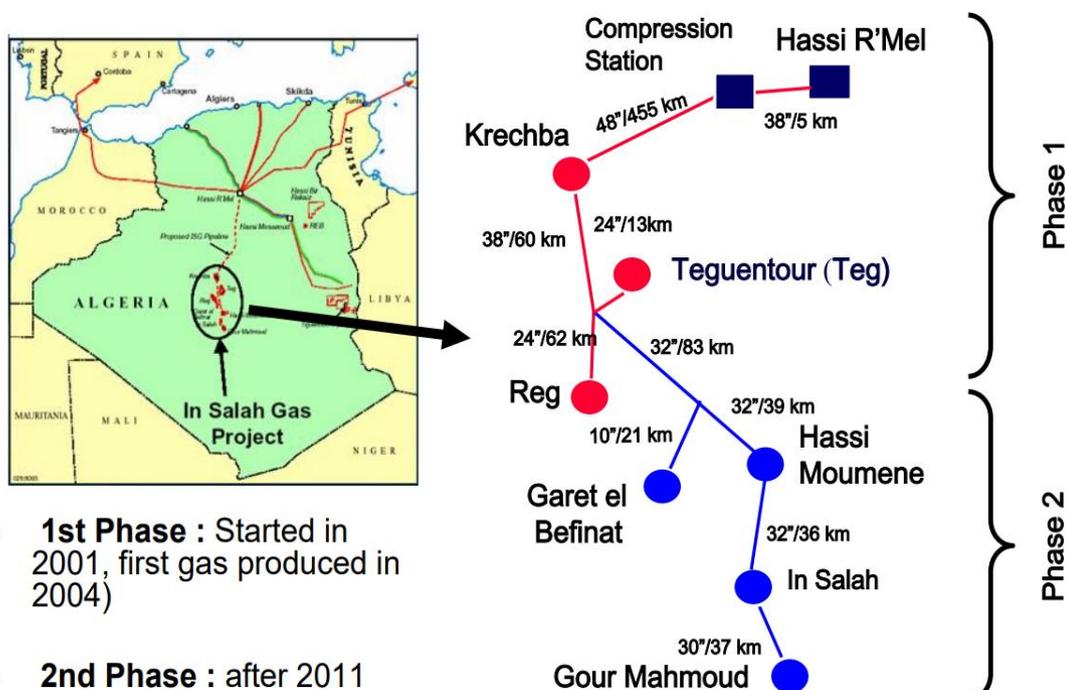
Figure III.2 : Différents sites d'In Salah Gas. [29]

### III.3 Développement du projet ISG

Le projet d'ISG est le plus grand projet de gaz sec en Algérie. Il comprend le développement d'un groupe de blocs de gaz dans la région centrale du sud de l'Algérie, connue sous le nom de District 3, et l'exportation de gaz vers l'Europe du sud. Selon la figure III.3, les principaux éléments du projet d'ISG incluent :

- **La Phase I** du projet d'ISG qui couvre le développement des champs gaziers de Teguentour (Teg), REG et Krechba et le gazoduc d'exportation qui relie ces champs à une station de compression à Hassi R'Mel au Nord. Depuis Hassi R'Mel, le gaz est transporté au Centre National de Dispatching de Gaz (CNDG). Les trois blocs Teg, REG et Krechba sont connus comme étant les champs du Nord et sont en service depuis juillet 2004. Cette phase inclut également les installations de réinjection et d'élimination de CO<sub>2</sub>. Cette phase fait l'objet de la présente mise à jour.

- **La Phase II** du projet d'ISG qui couvre le développement des champs gaziers du sud (In Salah, Gour Mahmoud, Hassi Moumène et Garet el Befinat) ainsi que le réaménagement de certaines installations existantes situées à REG. La production de gaz pour son exportation aux champs gaziers du Sud a commencé en mars 2016. [27]



- **1st Phase :** Started in 2001, first gas produced in 2004)
- **2nd Phase :** after 2011

Figure III.3 : Concept de développement. [27]

### III.4 Présentation du champ de Krechba

Le champ de Krechba est contenu dans le centre du bloc 345 ; couvrant une superficie d'environ 840 km<sup>2</sup>. Ce champ consiste en une importante structure anticlinale fermée d'orientation NW-SE, simple d'un point de vue structural. Il y a deux séquences réservoirs : grès du Carbonifère (Tournaisien) et grès du Dévonien inférieur (Siegénien, Gédinnien et l'Emsien). Le gaz exploité à In Salah est chargé en CO<sub>2</sub> (5 à 10 %). Une fois

« Purifié » sur place, il est acheminé par pipeline vers Hassi R'Mel à 450 km au nord, d'où il sera commercialisé. Après avoir été comprimé à 180 bars, le CO<sub>2</sub> est quant à lui envoyé dans une réserve d'eau souterraine à 2 km de profondeur, située à la périphérie de la zone d'extraction du gaz du gisement d'In Salah, à Krechba. Trois puits horizontaux (KB-501, KB-502 et KB-503) y assurent l'injection du CO<sub>2</sub>. Leur longueur horizontale est de 1800 m, la formation de stockage est à 1950 m sous le sol avec 20 m d'épaisseur, 13 % de porosité et 10 mD (D : Darcy) de perméabilité. La réserve est surmontée par 900 m de couche imperméable.

### III.5 Evolution du champ gazier de Krechba

La production de gaz provenant de Reg, Teg et de Krechba a démarré en juillet 2004, et l'évolution de ces champs a passé par plusieurs phases, qui sont :

**A- phase I :** Durant la première année, la pression d'alimentation était maintenue entre 83 et 85 bars afin d'arriver à une capacité de gaz de vente d'environ 9 billions m<sup>3</sup> /an. Cependant, il a été constaté au bout de quelques années que la pression des puits commençait à décliner drastiquement. Cette situation a requis la compression du gaz pour soutenir la production. Les installations de traitement se composent d'un système de déshydratation à glycol assurant l'ajustement du point de rosée et d'une unité de séparation et de refroidissement du gaz via le dispositif turboexpandeur. Les flux de gaz en provenance de Krechba, Reg et Teg sont mélangés dans le CPF de Krechba. Le CO<sub>2</sub> est alors extrait du courant gazeux par un processus d'absorption à la solution d'amine. Le gaz traité à Krechba est ensuite transporté à Hassi R'Mel à travers le pipeline de diamètre 48'' le long des 456 km. [30]. Voir la figure ci-dessous :

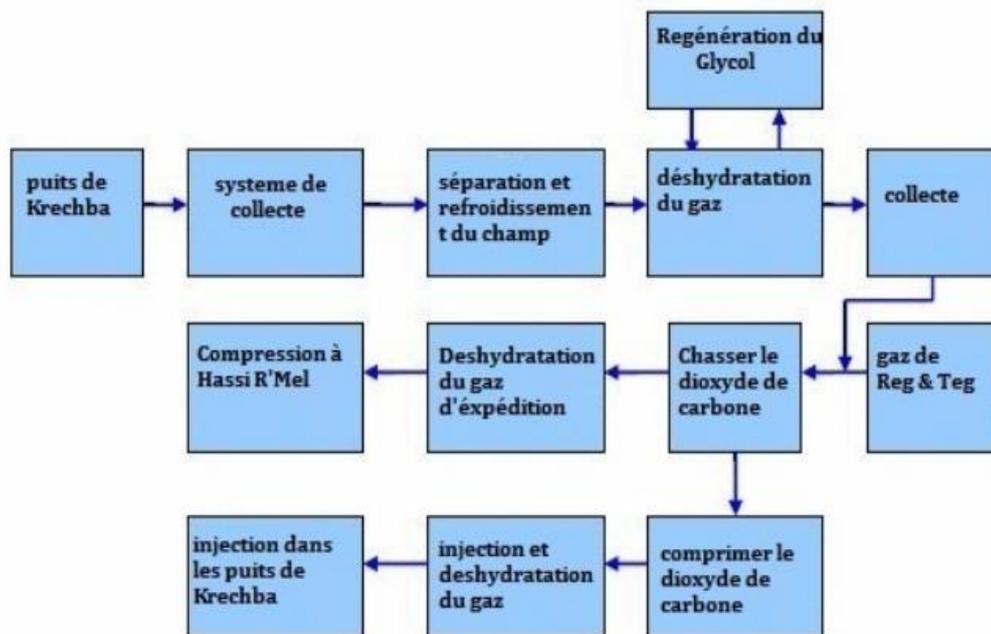


Figure III.4 : Diagramme en bloc des installations de Krechba. [31]

**B- Phase II :** Projet de compression d’ISG : Les pressions d’écoulement en tête de puits du champ de Krechba ne cessent de décroître durant ces dernières années. Afin de maintenir une production de gaz stable et continue pour une longue période à partir du champ de Krechba, il est préconisé de réduire la pression d’écoulement par des boosters de stations de compression qui seront installés au niveau du site de Krechba. La mise en place de ces installations de compression facilitera la réduction de pression en tête de puits des réservoirs existants de 25 à 50 bars (Figure III.5). Le projet doit satisfaire les pics de production sur des périodes prolongées, correspondent à un débit horaire maximum de  $10,35 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  par an. [32]

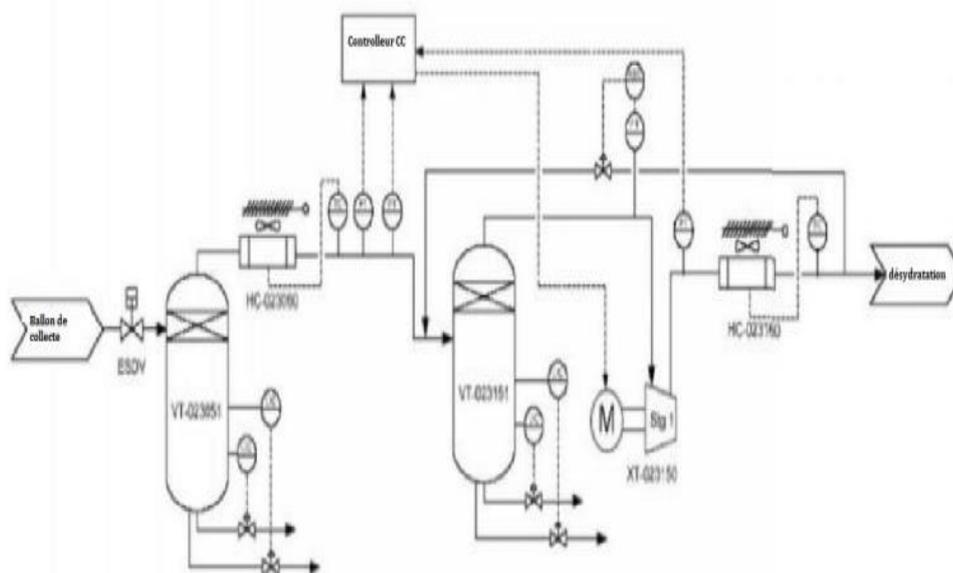


Figure III.5 : Projet de compression de Krechba. [33]

Cette installation est dotée d'équipements du train de compression tels que l'épurateur, le refroidisseur et la boucle de recyclage. Elle se compose d'un seul train de compression entraîné par un moteur électrique VSD. Les besoins additionnels d'électricité associés à ce compresseur seront fournis par le nouveau turbogénérateur de Krechba. [34]

### C- Phase III Compression 2ème étage

Avec l'installation du compresseur, la pression des puits a décliné. Cette situation a requis la mise en place le 2ème étage de la compression pour soutenir la pression de service.

Un croisement inter-étage est installé actuellement entre compresseur 1er étage et compresseur 2ème étage dans chacun des trains permettant l'utilisation du système de compression comme un seul étage.

Utilisant le 2ème étage de compression nécessite le retrait du cavalier, la modification du carter du compresseur existant, la modification de moteur électrique VSD et le scrubber d'aspiration. [35]

Voir la figure ci-dessous :

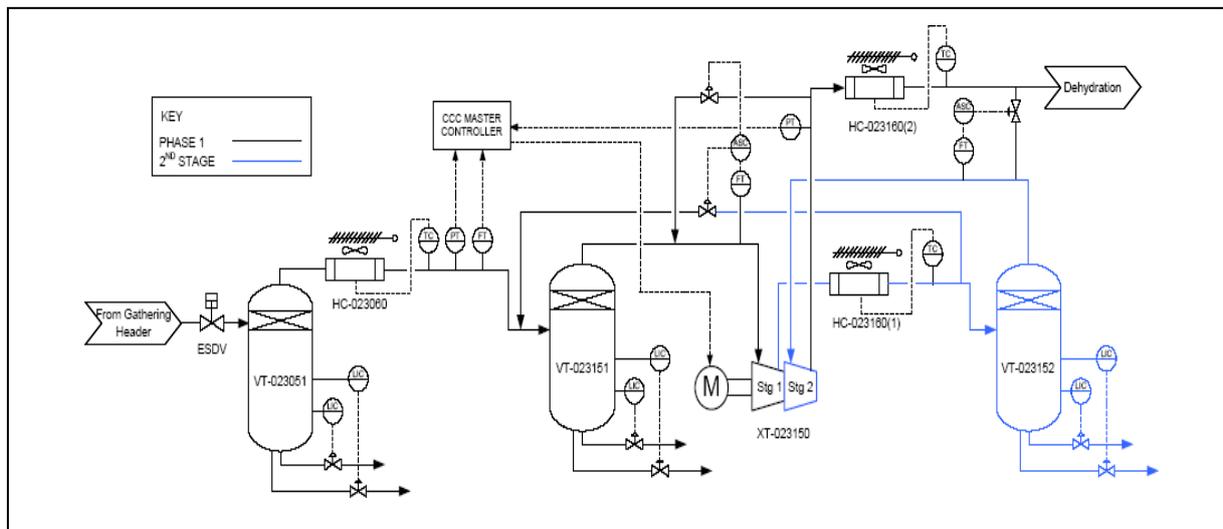


Figure III.6 : Projet de Krechba 2ème étage de compression. [36]

### III.6 Description des opérations de traitement de Krechba [37]

D'une façon générale, le traitement des gaz naturels consiste à retirer spécifiquement certains constituants présents dans les gaz « bruts » en sortie des puits de production pour rendre le gaz compatible avec les spécifications requises pour son transport et/ou pour le rendre compatible avec des spécifications de qualité commerciales (contractuelles) et réglementaires.

Les installations de gaz visent à fabriquer. L'objectif d'ISG est de produire quatre produits principaux :

- Du gaz destiné à l'exportation
- Condensats stabilisés
- Dioxyde de carbone pour réinjection
- Eau de rejet.

Les installations de production et de traitement de Krechba comprennent :

- **Le système 13 – Puits**

La production du champ de Krechba est réalisée à partir de quatre puits horizontaux dans le réservoir carbonifère et de trois injecteurs de CO<sub>2</sub> horizontaux vers la zone d'eau du réservoir carbonifère. En plus de cela, un puits dévonien de Krechba est également prévu.

- **Le système 34 – Collecte de gaz**

Le système se compose de lignes de production de puits individuels reliées directement aux collecteurs qui dirigent le gaz des puits éloignés vers la CPF. Il y a deux collecteurs qui traversent le champ dans une direction nord/sud.

- **Le système 20 – Séparation sur champ et refroidissement de production**

Le fluide des puits du système de collecte est dirigé vers le système 20 qui se compose du séparateur d'entrée et du refroidisseur de gaz de production.

- **Le système 24 – Séchage du gaz**

Le système se compose d'un train de déshydratation de gaz de champ (1 x 100 %), de trains de déshydratation de gaz d'exportation (2 x 50 %), de trains de déshydratation de gaz de réinjection de CO<sub>2</sub> (2x50%) et de trains de régénération de glycol (2 x 50%) pour toutes les installations de Krechba.

- **Le système 25 – Conditionnement du gaz**

Le système se compose d'un turboexpandeur (1 x 100 %) avec une vanne JT pour le point de rosée du gaz de champ de Krechba.

- **Le système 26 – Compression et réinjection de CO<sub>2</sub>**

Le système se compose de la compression du gaz acide retiré des flux de gaz d'exportation combinés de REG, TEG & Krechba. Deux trains de compression de CO<sub>2</sub> à 50 % de devoir sont prévus. Pendant les arrêts des installations de compression de CO<sub>2</sub>, les gaz acides sont évacués dans l'atmosphère via le chalumeau de gaz acide.

- **Le système 28 – Extraction de gaz acide**

Deux trains de retrait de CO<sub>2</sub> à 50 % de devoir sont prévus pour traiter le flux de gaz d'exportation combiné. Un processus d'absorption en une seule étape à base de 'MDEA activée' est utilisé.

- **Le système 22 – Stabilisation des condensats.**

Seuls les fluides du puits 'C' de Krechba contiennent suffisamment de composants lourds d'hydrocarbures, donc la production maximale de condensat se produit pendant le mode de fonctionnement où seul le gaz 'C' de Krechba est exporté. Le condensat est stabilisé pour satisfaire une spécification de TVP permettant au condensat d'être stocké à pression atmosphérique. Le condensat produit est utilisé localement comme combustible pour le système d'eau chaude. Les flux d'alimentation principaux vers les installations de stabilisation du condensat de Krechba sont :

Condensat du séparateur d'entrée de Krechba et, en fin de vie du champ, les déshydrateurs d'aspiration des compresseurs de champ Condensat de l'installation de déshydratation et de conditionnement de gaz de Krechba.

Les installations de traitement de Krechba sont soutenues par les installations auxiliaires suivantes :

- **Le système 30 – Stockage des condensats**

Un réservoir de stockage de type à toit flottant d'une capacité de 300 m<sup>3</sup> est prévu pour le stockage de condensat stabilisé.

- **Le système 39 – Transfert des condensats**

Des pompes de transfert de condensat sont prévues pour pomper le condensat stabilisé du réservoir de stockage vers les réchauffeurs alimentés en milieu chauffant et les générateurs d'énergie à turbine à gaz ou vers des camions-citernes à des fins de chargement.

- **Le système 54 – Systèmes de stockage et de drainage de glycol**

Des installations de stockage et de drains de glycol sont prévues à l'CPF de Krechba. Le stockage de glycol est prévu pour compenser les pertes de glycol. Le drainage de glycol est prévu pour enlever et retenir l'inventaire de chaque contacteur de déshydratation de gaz et de son train de régénération de glycol associé.

- **Le système 58 – Systèmes de stockage et de drainage d'Amine**

Un réservoir de stockage d'amine commun est prévu pour préparer et stocker la solution d'amine pour les deux trains d'élimination de CO<sub>2</sub>. Des puisards de drainage d'amine dédiés et des pompes de puisard d'amine sont prévus pour chaque train.

- **Le système 41 – Eau chaude comme moyen de chauffage**

La chaleur requise pour les rebouilleurs du déshuileur de retrait de CO<sub>2</sub> et du rebouilleur de stabilisateur de condensat dans l'CPF de Krechba est fournie via un système d'eau chaude circulant. La source de chaleur principale pour le système d'eau chaude est la chaleur perdue disponible dans les gaz d'échappement des deux générateurs à turbine à gaz (GTGs). Cependant, la chaleur récupérée n'est pas suffisante pour fournir la charge de chaleur du processus de conception, et donc deux réchauffeurs à eau chaude à combustion sont prévus en plus du tirage supplémentaire des unités de récupération de chaleur (WHRU) pour suppléer la charge de chaleur récupérée.

- **Le système 43 – Torchères haute pression, Torchères basse pression et Event de gaz acide**

Le système de chalumeaux se compose de trois chalumeaux. Chalumeau HP et chalumeau LP pour la combustion des hydrocarbures et chalumeau de gaz acide pour la combustion/évacuation de CO<sub>2</sub>.

- **Le système 45 – Gaz combustible**

Le gaz de combustion est normalement fourni en aval des unités de retrait de gaz acide et des contacteurs de glycol de gaz d'exportation pour minimiser sa teneur en CO<sub>2</sub> et les émissions de CO<sub>2</sub> résultantes dans l'atmosphère après combustion. Deux systèmes de gaz de combustion, à savoir, HP & LP, sont prévus à l'CPF de Krechba.

- **Le système 52 – Eau d'usine, Eau propre et déminéralisée et 53 Eau**

Les systèmes d'eau suivants sont prévus à la CPF de Krechba :

- Eau de l'usine/service
- Eau douce
- Eau déminéralisée

L'eau potable est fournie en bouteilles. L'eau douce n'est pas destinée à la consommation humaine et n'est donc pas traitée pour la palatabilité.

- **Le système 62 – Système Gas-Oil**

Un système de stockage et d'approvisionnement en diesel est prévu à l'CPF de Krechba pour fournir du diesel au générateur de services essentiels, au générateur principal à turbine bicarburant et à la pompe incendie de secours entraînée par diesel.

- **Le système 63 – Air comprimé**

De l'air comprimé séché est fourni pour l'air d'instrument, l'air de l'usine et le groupe générateur de gaz inertes. Il y a 2 x 100 % de packages de compression d'air. Les compresseurs sont de type rotatif sans huile.

- **Le système 64 – Système des gaz inertes**

Un système de génération de gaz inerte est prévu à la CPF de Krechba pour fournir un gaz inerte avec un minimum de 97,0 % en volume d'azote aux différents consommateurs. Le système de génération de gaz inerte est de type membrane.

- **Le système 71 – Eau d'incendie**

Un système d'eau d'incendie est prévu à l'CPF de Krechba, composé d'un seul réservoir de stockage d'eau d'incendie et de deux ensembles de pompes d'eau d'incendie. Deux pompes d'eau d'incendie à 100 % (devoir/de secours) sont prévues, une électrique et l'autre entraînée par diesel. Deux pompes de surpression d'eau d'incendie à 100 % (devoir/de secours) électriques sont également prévues pour maintenir la pression de l'anneau principal d'eau d'incendie.

- **Le Système 80 – Production d'électricité pour les équipements techniques essentiels**

Deux générateurs de puissance principaux à 50 % de devoir sont prévus à l'CPF de Krechba pour satisfaire les charges électriques. De plus, un générateur de services essentiels unique est prévu à l'installation de Krechba en cas de défaillance des générateurs principaux.

- **Système 31 Séparateurs cycloniques d'entrée**

Deux séparateurs cycloniques d'entrée sont prévus pour gérer le débit d'arrivée de liquides à Krechba, résultant du raclage des pipelines interchamps (Teg/Reg-ICP-Krechba).

- **Système 101 Traitement des eaux usées et des eaux usées sanitaires**

Un système de drainage sanitaire et de traitement des eaux usées est prévu à Krechba pour évacuer les eaux usées et les eaux usées du site via un système d'égouts souterrains, de regards et de puisards où elles sont finalement pompées vers un package de traitement des eaux usées J-XF-101002. Une fois que les déchets ont été traités, l'eau est envoyée dans un champ de lixiviation ou un système d'irrigation et les solides (boues) seront retirés via un camion aspirateur.

### III.7 Système de protection de procédé à ISG-KRECHBA

#### III.7.1 Philosophie du système ESD d'ISG et niveaux d'urgence

Chacune des installations de REG, TEG, IS, Krechba et Hassi R'Mel est munie d'un Système d'Arrêt d'Urgence ESD.

##### Niveaux d'arrêt

- **ESD Niveau 1** (079-HS-001) Arrêt des installations et dépressurisation de l'unité ESD Niveau 1 est le niveau supérieur d'arrêt et il est déclenché manuellement de la salle de contrôle principale de chaque site.

- **Arrêt d'urgence niveau 2A** (079-HS-002) Zones Feu et Gaz et d'Arrêt de l'unité La détection du Feu et du Gaz engendre l'arrêt de niveau 2 A.

- **Arrêt d'urgence niveau 2B** (079-HS-003) Zones Feu et Gaz et Arrêt de l'unité Lorsque le niveau 2B est activé manuellement de la salle de contrôle principale ou par une basse pression de l'air d'instrument sur site et par confirmation feu ou gaz dans les zones feu, gaz/ballon de torche, (la perte de l'énergie électrique principale engendre aussi l'arrêt du niveau 2B).  
Note.

- **Arrêt-Niveau 3**

L'arrêt niveau 3 est initié par :

Déclenchement des installations de production par haut/bas (ex : haut niveau dans le séparateur d'entrée).

Bas niveau dans le ballon d'expansion d'eau chaude.

Signal du déclenchement du générateur principal.

Haute pression à l'entrée de l'unité. Ces déclenchements majeurs qui peuvent aboutir rapidement à un arrêt de production si aucune action n'est entreprise. [35]

#### III.7.2 Système de sécurité et de contrôle feu et gaz [35]

##### 1. Détecteurs de Feu

Les moyens de détection de feu suivants sont fournis aux installations d'ISG :

- Détecteurs de flamme (Infrarouge).
- Détecteurs de chaleur à taux de compensation.
- Détecteurs de fumée (Haute performance optique/Type Ionisation).
- Systèmes de détection de fumée VESDA.
- Détecteurs de lien fusible dans les puits (fournis par le vendeur).
-

### **Détecteurs de chaleur**

Les détecteurs de chaleur sont généralement peu sensibles comparés aux détecteurs de fumée mais ils sont utilisés lorsque les détecteurs de fumée sont considérés inappropriés du fait de la nature des matériaux dans la zone (exemple : les ateliers).

Les détecteurs de chaleur sont de type à taux de compensation, qui répondent à des fluctuations anormales importantes et rapides de la température.

### **Détecteurs de Flamme**

Les détecteurs de flamme sélectionnés pour le projet ISG sont résistants à des environnements sévères et à la radiation solaire.

Généralement, les détecteurs de flamme ont une faible disponibilité comparée aux détecteurs de chaleur et sont sujets aux activations intempestives. Cependant une configuration de vote sera utilisée lorsque des actions programmées sont requises.

### **Détecteurs de fumée**

Les détecteurs de fumée type point sont utilisés au CPF et aux chambres dans la base de vie et sont du type haute performance optique (HPO)/type ionisation. Ce type de détecteur est sensible à un large intervalle de taille de particules de fumée.

Les détecteurs de fumée devront être installés dans des zones fermées et dans des conduits d'admission HVAC dans la salle de contrôle uniquement, avec une application type a prélèvement d'air.

### **Systèmes de détection de fumée VESDA**

L'alarme de détection très tôt de fumée (VESDA) fonctionne selon le principe d'aspiration utilisant des détecteurs de fumée connectés au réseau de tubulures de prélèvement.

La salle de contrôle est occupée 24 h par conséquent, le temps de réponse très tôt à un feu détecté par un système VESDA va éliminer le besoin d'un système fixe d'extinction tels que les sprinklers ou les gaz d'extinction. Pour In Salah, le système VESDA est installé dans la salle de contrôle, les salles des UPS, les compresseurs de gaz LER, les générateurs à turbine à gaz.

## **2. Détecteurs de gaz inflammables**

Chaque zone dans l'unité a été évaluée pour le besoin de détection de gaz. Les cas de

Ces figures suivantes seront détectées et protégées :

- Les accumulations de gaz potentiellement dangereuses.
- La migration de gaz d'une zone à une autre.
- Une accumulation de gaz potentiellement dangereuse dans certaines zones non dangereuses telles que la salle de commutation et les générateurs.

### III.7.3 Techniques de surveillance de site d'injection de CO<sub>2</sub>

Depuis le début de l'injection et jusqu'à présent, à Krechba, des techniques ont été déployées pour maintenir une surveillance continue de l'injection du CO<sub>2</sub> .

Cette surveillance a pour but de vérifier :

- L'injection du panache général
- L'intégrité des puits injecteurs
- L'intégrité de la roche couverture
- Les mouvements de surface
- L'évolution de la pression dans l'aquifère salin (mort site de stockage).

Par :

- **Imagerie satellite**

Les images satellites obtenues avec InSAR, pour détecter et surveiller les changements des déformations au sol.

- **Surveillance des puits injecteurs**

Des techniques de surveillance sont mises en place à l'intérieur des puits injecteurs afin de mesurer la migration et le mouvement du CO<sub>2</sub> après injection.

- **Surveillance micro-sismique**

Réalisée à l'aide de géophones suspendus à l'intérieur des puits détectant les craquements des roches suite au changement de température et de pression résultant de la circulation du CO<sub>2</sub> .

- **Surveillance sismique**

Une sismique 3D dans le but de rechercher les contrastes de densité entre l'eau et le CO<sub>2</sub> dans l'aquifère salin, pour suivre et détecter le mouvement du CO<sub>2</sub> et pouvoir mettre en évidence son éventuelle répercussion sur les couches de subsurface. [38]

D'autres techniques de surveillance sont en cours ou prévues :

- Mises en place de puits d'observation
- Suivi de pression
- Surveillance de l'aquifère salin
- Modélisation géomécanique induite
- Meilleure mise en évidence du réseau de failles (à partir des diagraphies et de la sismique)
- Suivi des déformations de surface au sol par TiltMeter (pour affiner les observations par satellite). [39]

**III.8 Conclusion**

La plus grande source unique de gaz à effet de serre (GES) de l'ISG est le CO<sub>2</sub> extrait du gaz d'alimentation pour répondre aux spécifications du gaz de vente. L'approche standard de l'industrie consiste à évacuer le CO<sub>2</sub> du gaz d'alimentation. Cependant, lors de la phase de conception, l'ISG a choisi de minimiser cette source de CO<sub>2</sub> en appliquant des techniques novatrices de réinjection de CO<sub>2</sub> et de stockage géologique. Cette approche comprend deux trains de compression de 30 mmscfd pour la compression jusqu'à un maximum de 200 barg des installations de déshydratation et de réinjection pour permettre le stockage géologique du CO<sub>2</sub> dans le réservoir de gaz existant.

**CHAPITRE IV :**  
**CSC au sein de Krechba et**  
**méthode de valorisation**  
**proposée**

## IV.1 Introduction

La plus grande source unique de gaz à effet de serre (GES) de l'ISG est le CO<sub>2</sub> extrait du gaz d'alimentation pour répondre aux spécifications du gaz de vente. L'approche standard de l'industrie consiste à évacuer le CO<sub>2</sub> du gaz d'alimentation. Cependant, lors de la phase de conception, l'ISG a choisi de minimiser cette source de CO<sub>2</sub> en appliquant des techniques novatrices de réinjection de CO<sub>2</sub> et de stockage géologique. Cette approche comprend deux trains de compression de 30 mmscfd pour la compression jusqu'à un maximum de 200 barg, des installations de déshydratation et de réinjection pour permettre le stockage géologique du CO<sub>2</sub> dans le réservoir de gaz existant.

## IV.2 Vue générale de processus

- Le gaz déshydraté provenant des installations de Teg et Reg se combine en se mélangeant avec le gaz déshydraté & conditionné des installations de traitement propres au champ de Krechba.
- Le mélange de gaz résultant est ensuite dirigé vers les cyclones de séparation pour assurer une ultime décantation avant de passer à travers l'unité d'élimination de gaz acide (AGRU) où le CO<sub>2</sub> est éliminé du gaz d'exportation. Il est ensuite acheminé à l'unité de déshydratation.
- Le CO<sub>2</sub> éliminé est fortement compressé dans l'unité de compression pour assurer sa réinjection.
- Le CO<sub>2</sub> est aussi déshydraté entre le 3e et 4e étage de compression. En cas de capacité de réinjection insuffisante où d'indisponibilité des installations de compression CO<sub>2</sub>, le gaz acide est éventé à travers la torche de gaz acide.

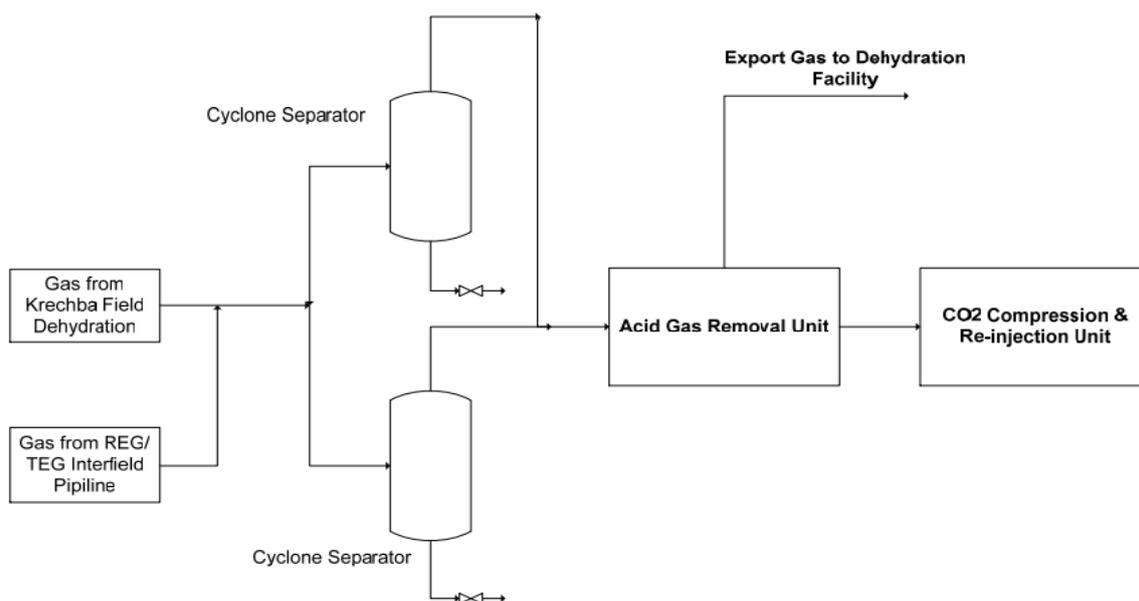


Figure IV.1 : Schéma fonctionnel

### IV.3 Système d'élimination de gaz acide

#### IV.3.1 Description des équipements

- **Feed Gas Preheater (HA-028101)**

Feed Gas Preheater HA-028101 est un échangeur type tube/ calandre ayant un diamètre intérieur de 1,04 m et une longueur de 7.89 m. Du côté de la calandre, l'échangeur a une pression nominale de 85 barg et une température nominale de  $-15\text{ °C}$  à  $90\text{ °C}$ . Du côté tube, l'échangeur a une pression nominale de 85 barg et une température nominale de  $-15\text{ °C}$  à  $85\text{ °C}$ .

- **Lean Solution Cooler (HC-028103)**

Lean Solution Cooler HC-028103 est un échangeur de type refroidisseur à air à une seule rangée muni d'un ventilateur entraîné par moteur électrique. Cet échangeur fonctionne à une pression nominale de 14 bar et une température nominale de  $-10\text{ °C}$  à  $125\text{ °C}$ .

- **CO<sub>2</sub> Absorber (VE-028101)**

CO<sub>2</sub> Absorber VE-028101 est un absorbeur vertical ayant un diamètre intérieur de 4 m et une hauteur de 18.3 m T/T (Tangente à Tangente). La colonne a un lit de garnissage structuré pour permettre un contact intime entre le gaz et l'agent d'absorption. Le garnissage pour cette colonne a été réalisé par Sulzer Mellapack, 125 Y. Un débrumiseur est utilisé à la sortie de gaz adouci pour empêcher le vapoentrainement d'amine avec le gaz. La solution d'amine pauvre est introduite dans la colonne d'absorption de CO<sub>2</sub>, par le biais d'un répartiteur de liquides et s'écoule à travers un plateau de redistribution de liquides, avant d'entrer en contact avec le gaz dans le lit à garnissage. La pression nominale de la colonne est de 85 bar et la température nominale est de  $-15\text{ °C}$  à  $113\text{ °C}$ .

- **High Pressure Flash Drum (VD-028102)**

VD-028102 est un séparateur instantané vertical muni d'un plateau de distribution de liquides et d'un lit de 3 m d'anneaux de type Pall métalliques, garnis aléatoirement. Pour réduire autant que possible le vapoentrainement de l'agent d'absorption avec le gaz distillé par détente, un débrumiseur est installé à la sortie de gaz de l'absorbeur. Le ballon a une pression nominale de 15.5 barg température nominale de  $-10\text{ °C}$  à  $113\text{ °C}$ .

La protection de l'absorbeur contre la surpression est assurée par la soupape de décharge PSV-119 réglée à 15.5 bar, la PSV-120 réglée à 16 bar et la PSV-121 réglée à 15.5 bar, toutes déchargeant vers un collecteur de torche Haute Pression ; High Pressure Flare Header. Le ballon a un diamètre intérieur de 2,8 m et une hauteur de 17,1 m T/T (Tangente à Tangente).

- **Low Pressure Flash Drum (VD028103)**

Low Pressure Flash Drum VD-028103 est un séparateur instantané vertical muni d'un plateau de distribution de liquides et d'un lit de 6 m d'anneaux de type Pall métalliques garnis aléatoirement. Pour réduire autant que possible le vapoentrainement de l'agent d'absorption avec le gaz distillé par détente, un débrumiseur est installé à la sortie de gaz du ballon. Le ballon Flash a une pression nominale de 8.0 bar et une température nominale de -10 °C à 175 °C. La protection de l'absorbeur contre la surpression est assurée par la soupape de décharge PSV-112 réglée à 7 bar, la PSV-113 réglée à 7,3 bar et la PSV-114 réglée à 7 bar, toutes déchargeant vers le Acid Gas Vent Header. Le ballon a un diamètre intérieur de 4,2 m et une hauteur de 17,7 m T/T (Tangente à Tangente).

- **Rich Amine Pumps (PA-028103A/B)**

Rich Amine Pumps PA-028103A/B sont des pompes centrifuges à moteur électrique avec une capacité de 1094,1 m<sup>3</sup>/h chacune et une puissance absorbée/nominale de 194/225 kW.

- **Lean/Rich Exchangers (HB-028102A/B/C)**

Lean/Rich Exchangers HB-028102A/B/C sont des échangeurs à cadres et à plateaux, avec l'amine régénérée chaude circulant dans le côté chaud et l'amine dégénérée moins chaude circulant dans le côté froid. Chacun de ces échangeurs à une hauteur de 3.1 m, une largeur de 1 m et une longueur de 4 m. Les conditions design pour le côté chaud sont : une pression nominale de 9 barg et une température -10 °C à 150 °C. Les conditions de design pour le côté froid sont : une pression de 14.5 barg et une température de -10 °C à 150 °C. La protection contre la surpression est assurée par la soupape de décharge Thermique PSV-129, réglée sur 14,5 bar.

- **CO<sub>2</sub> Stripper (VE-028104)**

CO<sub>2</sub> Stripper VE-028104 est une colonne de stripping verticale à deux lits, munie de trois plateaux de distribution de liquides et de lits de 2 x 5 m garnis aléatoirement d'anneaux Pall métalliques. La colonne a un diamètre intérieur de 4,3 m et une hauteur de 24,7 m T/T (Tangente à Tangente). La pression nominale de la colonne de stripping est de 8 barg et la température nominale varie de -10 °C à 175 °C.

- **CO<sub>2</sub> Stripper Reboilers (HI-028102A/B/C)**

CO<sub>2</sub> Stripper Reboilers HI-028102A/B/C sont des rebouilleurs du type chaudière utilisant l'eau chaude comme fluide caloporteur. Les échangeurs ont un diamètre intérieur de 11,44 m à l'extrémité du canal, qui s'élève à 2,04 m à l'autre extrémité du canal. La longueur globale de chaque échangeur est de 8,66 m T/T (Tangente à Tangente). Les conditions design pour le côté calandre sont : une pression de 8 bar et une température de -10 °C à 175 °C. Les conditions

design pour le côté du tube sont : une pression de 17,5 bar et une température de  $-10\text{ °C}$  à  $210\text{ °C}$ .

- **Lean Amine Booster Pumps (PA-028101A/B)**

Lean Amine Booster Pumps PA-028101A/B sont des pompes centrifuges à moteur avec une capacité de  $11\,063\text{ m}^3/\text{h}$  chacune. Ces pompes ont une puissance absorbée/nominale de  $186/225\text{ kW}$  chacune.

- **Anti-Foam Injection Package (XR-028101)**

Dans les systèmes d'absorption, le moussage de la colonne d'absorption peut être gênant et peut avoir des effets indésirables sur les spécifications du produit. Il est possible de corriger le moussage par l'injection d'un agent antimoussant adapté.

Une installation anti-mousse typique comprendra une cuve de stockage et de mixage avec un agitateur et une pompe doseuse.

- **Lean Solution Circulation Pumps (PA-028102A/B)**

Lean Solution Circulation Pumps PA-028102A/B sont des pompes centrifuges à moteur électrique ayant chacune une capacité de  $1042\text{ m}^3/\text{h}$ . Ces pompes ont une puissance absorbée/nominale de  $2503/2870\text{ kW}$  chacune.

- **Low Pressure Flash Condenser (HC-028104)**

Low Pressure Flash Condenser HC-028104 est un échangeur de type refroidisseur à air à quatre rangées, chaque rangée étant munie d'un ventilateur entraîné par moteur électrique. Le refroidisseur a une pression nominale de  $8\text{ barg}$  et une température nominale de  $-10\text{ °C}$  à  $175\text{ °C}$ .

- **Reflux Drum (VD-028105)**

Reflux Drum VD-028105 est un ballon de détente horizontal qui fournit une capacité de surpression pour le reflux. Ce réservoir est muni d'un débrumiseur pour empêcher le vapoentrainement de buée liquide par le gaz allant vers les trains de compression de  $\text{CO}_2$ . Le ballon de reflux a un diamètre intérieur de  $2,8\text{ m}$  et une hauteur de  $3,15\text{ m T/T}$  (Tangente à Tangente). La pression nominale du Reflux Drum est de  $8\text{ bar}$  et la température nominale varie entre  $10\text{ °C}$  et  $150\text{ °C}$ .

- **Reflux Pumps (PA-028104A/B)**

Reflux Pumps PA-028104A/B sont des pompes centrifuges à moteur électrique ayant chacune une capacité de  $13,8\text{ m}^3/\text{h}$ . Ces pompes ont une puissance absorbée/nominale de  $2,04/3,0\text{ kW}$  chacune.

- **Lean Amine Guard Filter (CB-028101A/B)**

Lean Amine Guard Filter CB-028101A/B est conçu pour éliminer les particules qui dépassent les  $3\text{ }\mu\text{m}$  afin de protéger le Lean Amine Activated Carbon Filter. Ce filtre a un diamètre extérieur

de 0.61 m et une hauteur de 1.9 m T/F (Tangente à flange ou bride). Le filtre fonctionne à une pression nominale de 14,5 barg et une température nominale de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  à  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

- **Lean Amine Activated Carbon Filter (CB-028102)**

Lean Amine Activated Carbon Filter CB-028102 est utilisé afin d'empêcher l'accumulation de produits de dégradation avec le temps. Ce filtre présente un diamètre extérieur de 2.95 m et une hauteur de 4.15 m T/F (Tangente à flange ou bride). Le filtre a une pression nominale de 14,5 bar et une température nominale de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  à  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

- **Lean Amine Mechanical Filter (CB028103A/B)**

Lean Amine Mechanical Filter CB028103A/B est conçu pour éliminer les particules fines produites dans le filtre à charbon actif. Ce filtre présente un diamètre extérieur de 0.61 m et une hauteur de 0.19 m T/F (Tangente à flange ou bride). Le filtre a une pression nominale de 14,5 barg et une température nominale de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  à  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

### IV.3.2 Description du système

L'Unité d'Élimination de Gaz Acide peut être considérée comme deux sections séparées ; une section d'absorption de  $\text{CO}_2$ , là où le gaz acide est éliminé du gaz d'alimentation par un procédé d'absorption utilisant de l'amine active comme agent d'absorption, et une section de régénération, là où l'agent d'absorption est régénéré pour être ré-utilisé.

#### 1. Section d'absorption de $\text{CO}_2$

Le gaz d'alimentation arrive aux deux trains d'extraction de  $\text{CO}_2$  à partir du collecteur d'admission des installations centrales de traitement de Krechba et des cyclones de séparation des compresseurs de gazoducs projetés, à une pression de 72,3 bar et une température qui varie de  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  à  $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Feed Gas Preheater HA-028101 est prévu dans le système pour augmenter la température du gaz d'alimentation jusqu'à environ  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$  en échangeant la chaleur avec la solution d'amine régénérée refroidie à l'air, avant que le gaz n'entre dans la  $\text{CO}_2$  Absorber Column VE-028101. L'augmentation de la température de sortie du gaz du préchauffeur jusqu'à la valeur maximale recommandée de  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ , entraîne généralement une amélioration de la cinétique de la réaction et une réduction du temps de contact dans l'absorbeur, et par conséquent la hauteur requise des lits à garnissage. Durant les mois d'été, il sera possible d'optimiser l'efficacité de l'Unité d'Absorption de Gaz Acide en refroidissant l'amine régénérée jusqu'à une température inférieure à  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$  afin d'augmenter la charge en  $\text{CO}_2$  de la solution d'amine en circulation. Ceci permettra la réduction de la vitesse de circulation et la réduction du fonctionnement du rebouilleur du régénérateur, bien que la consommation de chaleur spécifique (kW/tonne) augmente en raison de la température moins élevée des résidus. La réduction

éventuelle de la température de la solution d'amine régénérée durant l'hiver est limitée par la combinaison d'une cinétique de la réaction plus lente et de la hauteur de 8 m du lit à garnissage structuré.

Le gaz d'alimentation préchauffé est acheminé vers le bas de la CO<sub>2</sub> Absorber Column verticale où il est mis en contact avec un flux à contre-courant d'une solution d'amine Pauvre descendant à travers la colonne. La solution d'amine Riche entre dans le haut de la colonne à environ 55 °C via un distributeur de liquides. La colonne est munie d'un seul lit à garnissage structuré haut de 8 m qui permet un contact intime entre le courant de gaz et l'agent d'absorption.

La solution d'Amine Pauvre absorbe le CO<sub>2</sub> et le H<sub>2</sub>S se trouvant dans le gaz d'alimentation selon les spécifications requises. Le gaz traité quitte le haut de la CO<sub>2</sub> Absorber Column à une pression de 71,4 bar et une température d'environ 55 °C et passe aux installations de séchage de gaz d'exportation. Le gaz adouci qui quitte l'absorbeur est saturé en eau selon les variables opératoires régnantes, sa température étant déterminée par celle de la solution d'entrée de la solution d'amine pauvre. La température de cette dernière a, par conséquent, un rôle critique dans la détermination du bilan hydrique (les pertes) autour des unités d'élimination de gaz acide et la fonction des unités de séchage Glycol Contactors de gaz d'exportation situés en aval. Par le biais du Feed Gas Preheater sis en aval de l'aérefroidisseur de la solution d'amine régénérée, il est possible de refroidir la solution régénérée pour atteindre une température inférieure à celle réalisable avec l'air ambiant et, par voie de conséquence, de contrôler les pertes d'eau de l'unité d'élimination de gaz acide et les conditions d'appoint d'eau extérieur. Dans le but de réduire le vapoentraînement de la solution d'amine riche hors de l'absorbeur, un débrumiseur est installé au sommet de la colonne.

## **2. Section de régénération**

La pression de la solution d'amine riche provenant du fond CO<sub>2</sub> Absorber Column à une température de 83 °C est réduite à la pression de 6.0 bara dans le ballon High Pressure Flash Drum. Contrôleur High Pressure Flash Drum VD-028-102 : la chute de pression entre CO<sub>2</sub> Absorber Column et High Pressure Flash Drum entraîne la séparation instantanée du CO<sub>2</sub> de la solution et un écoulement biphasé.

La vapeur instantanée riche en CO<sub>2</sub> (~50 mol %) provenant des High Pressure Flash Drum est acheminée sous contrôle d'intervalle de pression vers soit le Stripper Reflux Drum VD-028105, pour réinjection avec le CO<sub>2</sub>, soit l'Acid Gas Vent. Jusqu'à la sixième année, approximativement, un surcroît de capacité existe dans le système de réinjection de CO<sub>2</sub>, et l'élimination normale des vapeurs du High Pressure Flash Drum se fera par cette voie. Le système d'Event de gaz acide ne sera utilisé que pour l'élimination des vapeurs en excès qui ne

peuvent être réinjectées. Quand la teneur en CO<sub>2</sub> du gaz d'alimentation atteint sa valeur nominale (6,48 mole %) à partir de l'An 6, et les températures ambiantes sont élevées, il est possible que la capacité du système de réinjection de CO<sub>2</sub> soit en phase d'être limitée.

Dans ces conditions, le système d'évent de gaz acide sera la voie principale pour l'élimination des vapeurs provenant du High Pressure Flash Drum via la PV-001 (SP-001) du système de compression de CO<sub>2</sub>. Le High Pressure Flash Drum est muni d'installations de distribution de liquides et d'un lit garni aléatoirement d'anneaux Pall métalliques sur une hauteur de 3 mètres, pour assister la libération du méthane dissous et du CO<sub>2</sub> de la solution d'amine dégénérée.

La solution d'amine dégénérée est ensuite passée sous le contrôle de niveau vers Low Pressure Flash Drum VD-028103, qui fonctionne à une pression de 1,7 bara. La chute de pression entre le High Pressure et Low Pressure Flash Drum entraîne la séparation d'un surcroît de CO<sub>2</sub> de la solution. Le Low Pressure Flash Drum est muni d'installations de distribution de liquides et d'un lit à garnissage aléatoire d'anneaux Pall métalliques d'une hauteur de 6 mètres. L'Amine circule vers le bas par-dessus le lit garni, où elle est mise en contact à contre-courant avec le courant de distillat de tête CO<sub>2</sub> venant de CO<sub>2</sub> Stripper. Ce distillat de tête, avec une température de 103 °C et une pression de 1,8 bar, alimentera le bas du Low Pressure Flash Drum où il fonctionne comme agent d'épuisement et améliore l'efficacité de séparation du CO<sub>2</sub>. Le courant de gaz acide de tête venant du Low Pressure Flash Drum, à une température d'environ 78°C, passe au Low Pressure Flash Condenser HC-028104, où il est refroidi jusqu'à 55°C.

La température du courant de gaz acide refroidi est réglée par l'utilisation combinée de ventilateurs à pas variable et la mise en marche/l'arrêt des moteurs des ventilateurs. Le courant de gaz acide refroidi passe ensuite vers le Reflux Drum VD-028105, où l'eau condensée est collectée et pompée vers le Séparateur instantané à basse pression par les Reflux Pumps PA-028104A/B sous contrôle de niveau. L'eau recyclée à partir des installations de compression de CO<sub>2</sub> rejoint le reflux se dirigeant vers Low Pressure Flash Drum. L'appoint d'eau déminéralisée est acheminé vers Reflux Drum.

Étant donné que les ions de chlorure en présence d'oxygène dissous peuvent causer la corrosion de l'acier inoxydable, le Low Pressure Flash Drum est utilisé pour désaérer l'appoint d'eau déminéralisée. En plus, la teneur en chlorure de l'eau déminéralisée est limitée à 0,5 millionnièmes (maximum garanti), pour réduire le risque potentiel de corrosion des parties en acier inoxydable de l'Unité d'élimination de gaz acide.

Le courant de gaz acide humide, à une pression de 1,5 bar et une température de 55 °C, passe ensuite vers les installations de compression de CO<sub>2</sub> pour réinjection. En cas d'indisponibilité de système de réinjection, le gaz est éventé à partir de l'Event de Gaz Acide.

La solution d'amine dégénérée venant de l'Low Pressure Flash Drum passe vers Rich Amine Pumps PA-028-103A/B (100% service/ attente) et voit sa pression augmenter d'environ 5 bar avant d'être préchauffée à 115 °C contre une solution d'amine riche dans le Lean/Rich Exchanger HB-028102A/B/C/D. Les pompes d'amine dégénérée sont munies d'un dispositif de démarrage automatique et le clapet de refoulement de chaque pompe est contourné par le biais d'un orifice de restriction afin de maintenir la pompe de secours chaude en permanence. La solution bi-phase d'amine dégénérée préchauffée, alimente par la suite le haut du CO<sub>2</sub> Stripper VE-028104, où le CO<sub>2</sub> est dégagé de la solution. Le Stripper est muni de dispositifs de distribution de liquides et de deux lits à garnissage aléatoire (en anneaux Pall métalliques PRM 50), chacun ayant une hauteur de lit de 5 mètres. Le Stripper fonctionne à une pression de 1,8 bar au sommet de la colonne, la chaleur de rebouillage étant fournie par des Stripper Reboilers HI-028105A/B/C en service à 3 x 33-1/3 %. Les Stripper Reboilers emploient l'eau chaude comme moyen de chauffage pour satisfaire les besoins en chaleur du processus de régénération.

Le courant de tête de vapeur de CO<sub>2</sub> venant de l'Stripper passe vers le Low Pressure Flash Drum. Une solution d'Amine régénérée chaude, ayant une température de 121 °C, quitte la base de l'épouseur et est refroidie à 89 °C contre une solution régénérée dans Lean/Rich Exchanger. La solution régénérée refroidie est augmentée en pression, d'environ 5 bar, par les Lean Amine Booster Pumps PA-028101A/B (100 % service/attente). Ces Lean Amine Booster Pumps sont munies d'un dispositif de démarrage automatique et le clapet de refoulement de chaque pompe est contourné par le biais d'un orifice de restriction afin de maintenir la pompe de secours chaude en permanence. La solution d'amine régénérée est ensuite refroidie à une température de 62 °C dans le Lean Solution Cooler HC-028103 qui est refroidi à l'air. La solution régénérée est par la suite refroidie à l'air jusqu'à 55 °C.

La solution régénérée refroidie est ensuite augmentée en pression par les Lean Solution Circulation Pumps PA-0-28102A/B (100 % service/ attente), à environ 75 bar et encore refroidie à 55°C contre du gaz d'alimentation dans le Feed Gas Preheater HA-028101 et puis envoyée vers le CO<sub>2</sub> absorber. En cas de déclenchement de la pompe de circulation, le démarrage de la pompe de secours a inhibé si une vitesse supérieure à 50 t/min est détectée. Ceci a pour but d'empêcher le démarrage avec la pompe fonctionnant en marche arrière.

Sur chaque train, un écoulement glissant de solution régénérée, équivalent à 15 % de l'inventaire de solution, passe du refoulement du Lean Solution Cooler vers un système de filtration de solution régénérée. Ce système est constitué d'un Lean Amine Guard Filter CB-028101A/B en amont, d'un Lean Amine Activated Carbon Filter CB-028102 et d'un Lean Amine Mechanical Filter CB-028103A/B, placés en aval du filtre à charbon. Le Guard Filter élimine toutes les

particules en suspension d'une taille supérieure à 3  $\mu\text{m}$  pour éviter un encrassement précoce du filtre à charbon. Le filtre mécanique a un filtre de 25  $\mu\text{m}$  pour retenir les fins produites dans le filtre à charbon. Le filtre de garde aussi bien que le filtre mécanique sont munis d'un filtre de rechange installé à 100%.

Lean Amine Activated Carbon Filter possède une conduite de dérivation (by pass) pour lui permettre d'être isolé quand l'antimousse est injecté ou pour l'entretien de la cuve. Etant donné qu'il est une suspension de silicium, l'agent antimousse demeurera efficace pour de plus longues périodes si le filtre à charbon est débranché. Puisque le filtre à charbon empêche l'accumulation avec le temps de produits de dégradation et d'hydrocarbures, il peut rester débranché pendant de courtes périodes sans causer des problèmes de fonctionnement. La solution régénérée filtrée est renvoyée à l'aspiration des Lean Solution Circulation Pumps. Un orifice de restriction est installé sur la conduite principale de la solution régénérée entre l'alimentation de filtration et les conduites de retour pour réaliser la chute de pression requise dans le système de filtration. La circulation à l'intérieur du système de filtration est contrôlée manuellement par le biais d'une vanne papillon et d'un indicateur d'écoulement dans les conduites de retour des filtres.

Rich Amine Pumps fonctionnent sur contrôle débit avec contournement du contrôle de niveau du Low Pressure Flash Drum. Les Lean Circulation Pumps fonctionnent sur contrôle de débit. Toutes les pompes, à l'exception des pompes de reflux, sont munies d'un contrôle de la circulation de débit minimum. Les pompes de reflux fonctionnent avec circulation continue vers le Reflux Drum via un orifice de restriction.

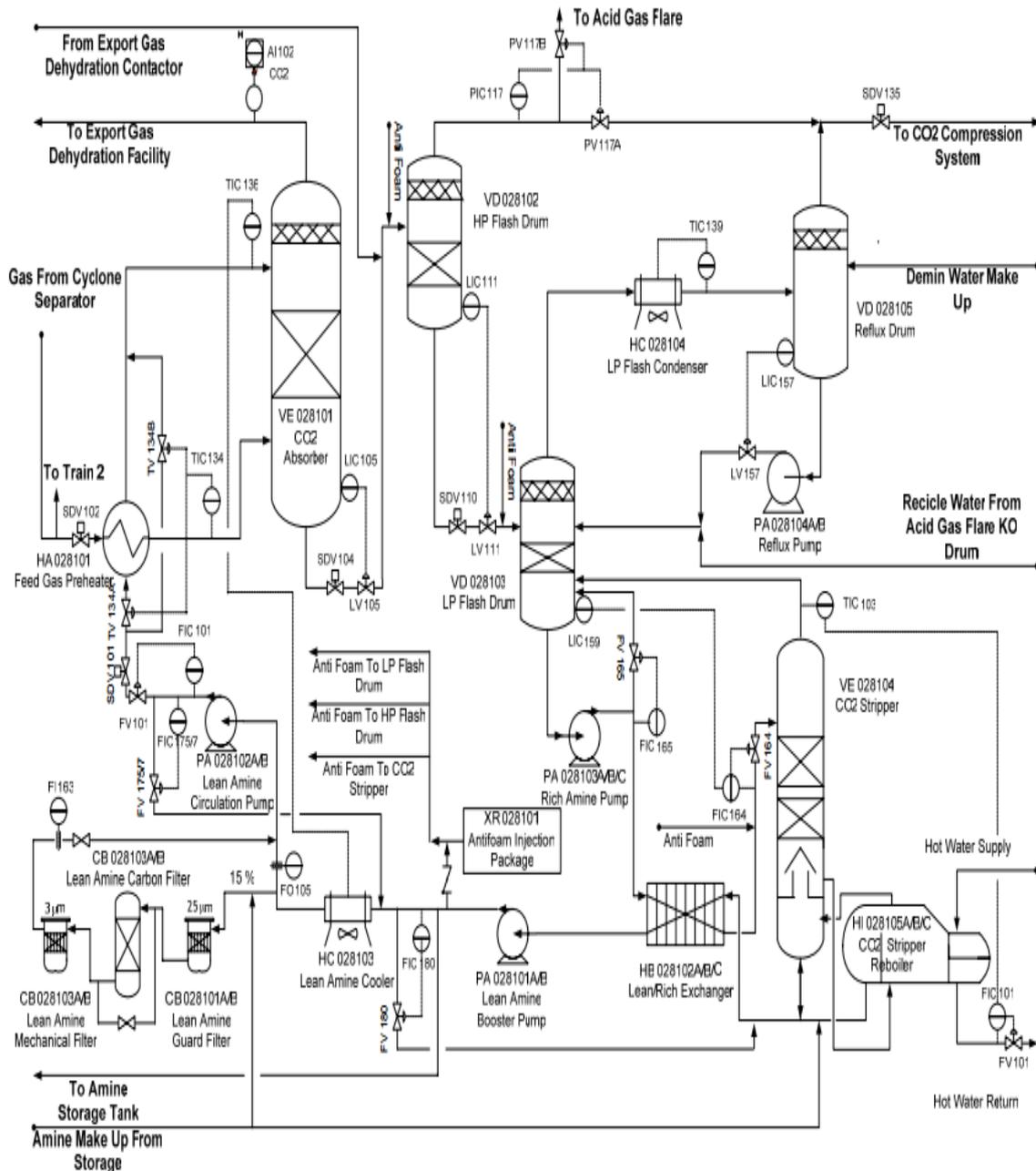


Figure IV.2 : Schéma simplifié du process

## IV.4 Système de compression et de réinjection

### IV.4.1 Description des équipements

- **CO<sub>2</sub> Compression Stage 1 Suction Scrubber (VG-026101)**

Stage 1 Suction Scrubber VG-026101 de compression de CO<sub>2</sub> est une cuve de séparation bi-phase qui est équipée d'un bloc de palettes à la sortie de gaz pour assister dans la dissociation gaz/liquide. Le laveur a un diamètre intérieur de 2,3 m et une hauteur de 4,8 m, tangent à

tangent. La pression nominale de la cuve est de 10 bar avec une température nominale de  $-10^{\circ}\text{C}$  à  $170^{\circ}\text{C}$ . La protection contre la surpression est assurée par PSV-102 (SS-102) réglée sur 10 bar et déchargeant vers le Acid Gas Vent Header.

- **CO<sub>2</sub> Compressor (KA-026106A)**

CO<sub>2</sub> compressor KA-026106A est un centre centrifuge électrique à quatre étages avec une puissance absorbée/ nominale de 11 485 à 12 500 kW.

Les pressions et températures nominales pour les quatre étages sont comme suit :

- Premier Etage 11.3 bar à la température de  $250^{\circ}\text{C}$
- Deuxième Etage 34.5 bar à la température de  $265^{\circ}\text{C}$
- Troisième Etage 82 bar à la température de  $235^{\circ}\text{C}$
- Quatrième Etage 222 bar à la température de  $225^{\circ}\text{C}$

- **CO<sub>2</sub> Compressor Stage 2 Suction Cooler (HC-026101)**

Stage 2 Suction Cooler HC-026101 du compresseur de CO<sub>2</sub> est un aérorefroidisseur à quatre rangées équipé de quatre ventilateurs à moteurs électriques. Le refroidisseur a une pression nominale de 11,3 bar et une température nominale de  $-10^{\circ}\text{C}$  à  $265^{\circ}\text{C}$ .

- **CO<sub>2</sub> Compressor Stage 2 Suction Scrubber (VG-026102)**

Le Stage 2 Suction Scrubber VG-026102 du compresseur de CO<sub>2</sub> est une cuve de séparation bi-phase équipée de blocs palettes à la sortie de gaz pour aider la séparation gaz/liquide. Le laveur a un diamètre intérieur de 1,64 m et une hauteur de 4,4 m, tangent à tangent. La pression nominale de la cuve est de 11,3 bar avec une température nominale de  $-10^{\circ}\text{C}$  à  $175^{\circ}\text{C}$ . La protection contre la surpression est assurée par la PSV-109 (SS-109) réglée à 111,3 bar et déchargeant vers le Acid Gas Vent Header.

- **CO<sub>2</sub> Compressor Stage 3 Suction Cooler (HC-026102)**

Stage 3 Suction Cooler HC-026102 du Compresseur de CO<sub>2</sub> est un aérorefroidisseur à deux rangées équipé de deux ventilateurs à moteurs électriques. Le refroidisseur a une pression nominale de 78 bar et une température nominale de  $-46^{\circ}\text{C}$  à  $265^{\circ}\text{C}$ .

- **CO<sub>2</sub> Compressor Stage 3 Suction Scrubber (VG-026103)**

Stage 3 Suction Scrubber VG-026103 du compresseur CO<sub>2</sub> est une cuve de séparation bi-phase équipée de blocs palettes à la sortie de gaz pour aider dans la dissociation gaz/liquide. Le laveur a un diamètre intérieur de 1,1 m et une hauteur de 3,9 m, tangent à tangent. La pression nominale de la cuve est de 78 bar avec une température nominale de  $-46^{\circ}\text{C}$  à  $165^{\circ}\text{C}$ . La protection contre la surpression est assurée par la PSV-116 (SS-116) réglée sur 78 bar et déchargeant vers le Acid Gas Vent Header.

- **CO<sub>2</sub> Compressor Stage 4 Suction Cooler (HC-026103)**

Stage 4 Suction Cooler HC-026103 du compresseur de CO<sub>2</sub> est un refroidisseur à une seule rangée muni d'un ventilateur à moteur électrique. Le refroidisseur a une pression nominale de 78 bar et une température nominale de - 46 °C à 233 °C.

- **CO<sub>2</sub> Gas/Glycol Contactor (VB-026105)**

CO<sub>2</sub> Gas/Glycol Contactor VB-026105 est une colonne verticale ayant un diamètre intérieur de 0,98 m et une hauteur de 8,5 m tangente à tangente. Le contacteur a une pression nominale de 85 bar et une température nominale de -89 °C à 160 °C. Dans sa partie inférieure, le contacteur a une section comportant un laveur intégré muni d'un bloc de palettes qui assiste le décochage du liquide généré lors du processus de refroidissement dans le Stage 4 Suction Cooler. Un plateau de cheminée est employé et il existe une section pour l'absorption statique où a lieu un contact gaz/liquide très étroit. Le triéthylèneglycol (glycol) est introduit en haut du contacteur à l'aide d'une lance de pulvérisation qui répartit l'agent d'absorption de façon égale sur la section d'absorption statique. Un débrumiseur à la sortie de gaz réduit au minimum le vapoentraînement de glycol avec le gaz adouci.

- **CO<sub>2</sub> Compressor Stage 4 Suction Scrubber (VG-026104)**

Stage 4 Suction Scrubber VG-026104 du compresseur de CO<sub>2</sub> est une cuve de séparation bi-phase équipée de bloc palettes à la sortie de gaz pour assister la séparation gaz/liquide. Le laveur a un diamètre intérieur de 0,85 m et une hauteur de 3,6 m, tangente à tangente. La pression nominale de la cuve est de 82 bars avec une température nominale de -89 °C à 160 °C. La protection contre la surpression est assurée par la PSV-133 (SS-133) réglée sur 82 bars et déchargeant vers l'atmosphère dans un lieu sûr. Le Acid Gas Vent Header. L'extrémité de la conduite est munie d'un couvercle en plastique souple pour réduire au minimum la pénétration de corps étrangers.

- **CO<sub>2</sub> Compressor Stage 4 After-cooler (HC-026104)**

Stage 4 After-cooler HC-026104 du compresseur de CO<sub>2</sub> est un refroidisseur à une seule rangée muni d'un ventilateur à moteur électrique. Le refroidisseur a une pression nominale de 222 bar et une température nominale de -89°C à 225 °C.

#### **IV.4.2 Description du système**

Les deux trains de compression de CO<sub>2</sub>, en service à 50 %, et chacun composé d'un compresseur centrifuge à quatre étages à moteur, augmentent la pression de 1,4 à 145 et 203 bars, pour rendre possible la réinjection dans le réservoir. Les quatre étages du compresseur d'un train sont entraînés par un moteur électrique.

Le refroidissement par aspiration aux deuxième, troisième et quatrième phase de chaque train de compression de CO<sub>2</sub> a été choisi comme configuration favorite pour le refroidissement lors de la compression de CO<sub>2</sub>. Ceci garantit que le gaz recyclé n'est pas sur-refroidi en raison de l'effet de Joules Thompson des vannes régulatrices anti-pompage respectives et, qu'en conditions d'exploitation normales, le CO<sub>2</sub> est maintenu à l'état gazeux afin d'empêcher la formation de CO<sub>2</sub> dans le carter du compresseur ou les tambours d'aspiration. Cela nécessite le maintien de la température du CO<sub>2</sub> entre 50°C et 55°C, ce qui est substantiellement supérieur à sa température critique de 31°C. Dans des conditions d'exploitation à un débit faible ou à une basse température, il est très probable que la condensation de CO<sub>2</sub> survienne à l'aspiration de quatrième phase qui a une pression d'exploitation de 64,7 bara. A cette pression, la température de condensation du CO<sub>2</sub> est de 23 °C. Pour la première phase de compression, le dispositif anti-tirage de la protection contre la surpression est en aval du Stage 2 Suction Cooler. Aucun sur-refroidissement ne survient, car l'effet de refroidissement de Joule Thompson demeure minimal dans la vanne de recyclage du premier étage.

Le Stage 4 After-cooler est fourni pour refroidir le CO<sub>2</sub> jusqu'à une température de 75 °C, fixée par des limites de température pour le produit de revêtement externe des canalisations de réinjection enterrées. La régulation de la température des Stage 2 et 3 Suction Coolers et After-cooler est accomplie en mettant en marche ou en éteignant les ventilateurs.

Un régulateur de température est utilisé sur le refoulement du Stage 4 Suction Cooler, qui utilise une combinaison de modulation du pas des pales des ventilateurs et la mise en marche ou l'arrêt de moteurs de ventilateurs choisis. La température de sortie du Stage 4 Suction Cooler est le facteur le plus déterminant dans l'empêchement de la condensation du CO<sub>2</sub> et le contenu d'eau du CO<sub>2</sub> pour le séchage.

L'eau entraînée/condensée provenant des laveurs à aspiration des premier, deuxième et troisième étage du compresseur est récupérée, après dégazage, dans le Acid Gas Vent Knockout Drum. Environ 50 kg/h de CO<sub>2</sub> par train sont dégazés. L'eau récupérée est renvoyée vers l'installation d'élimination de CO<sub>2</sub> pour réduire au minimum les besoins en eau d'appoint destinée aux trains d'élimination de CO<sub>2</sub>. L'eau provenant de la section du laveur de Glycol Contactor est réinjectée en aval du Stage 3 Suction Cooler. Il est prévu que le liquide recueilli dans le Stage 4 Suction Scrubber sera en petites quantités et sera principalement du glycol. En raison du taux de récupération de liquide très faible qui est prévu, ce courant est acheminé vers un point de ramassage manuel à proximité du local du laveur par aspiration.

A travers les trois premiers étages de compression de CO<sub>2</sub>, la soupape de décharge et la vanne de purge sont reliées au système de colonnes de l'Event de Gaz Acide. Au quatrième étage de

compression de CO<sub>2</sub>, le clapet d'aspiration, les soupapes de décharge et les vannes de purge déchargent localement dans un lieu sûr, car il existe un risque de formation de CO<sub>2</sub> solide dans le refoulement de l'évent. Les dérivations de sortie des vannes de purge et des soupapes de décharge sont conçues pour être des bouts de tuyaux courts et verticaux ayant de grandes vitesses (typiquement 0,9 mach) pour éviter qu'ils ne soient bloqués par de la glace sèche et pour assurer une bonne dispersion. Quelquefois, Il est possible qu'une volute visible de "neige" de CO<sub>2</sub> soit produite par la tuyauterie de ventilation.

La conception du système comprend deux Glycol Contactors, en service à 50 %, chacun spécifique à un train de compression de CO<sub>2</sub> et installé entre les deuxièmes et troisièmes étages de compression. Les Glycol Contactors sont conçus pour sécher le CO<sub>2</sub> humide jusqu'au point de rosée déterminé de 0° C à 64 bara. Le comportement de phase du CO<sub>2</sub> est différent de celui des gaz naturels dans la mesure où le contenu d'eau saturée du CO<sub>2</sub> atteint son minimum à environ 64 bar et augmente par la suite au fur et à mesure que la pression est augmentée. Par conséquent, le point de rosée d'eau est, en fait, encore réduit par le quatrième étage de compression.

A présent, trois puits ont été destinés à la réinjection de CO<sub>2</sub>, Deux au Nord de Krechba {K-CO (KB503) & K-CP (KB502)} et le troisième à l'Est de Krechba {K-CL (KB501)}.

Les deux collecteurs Nord et Est sont fournis séparément pour la réinjection. Voir figure ci-dessous

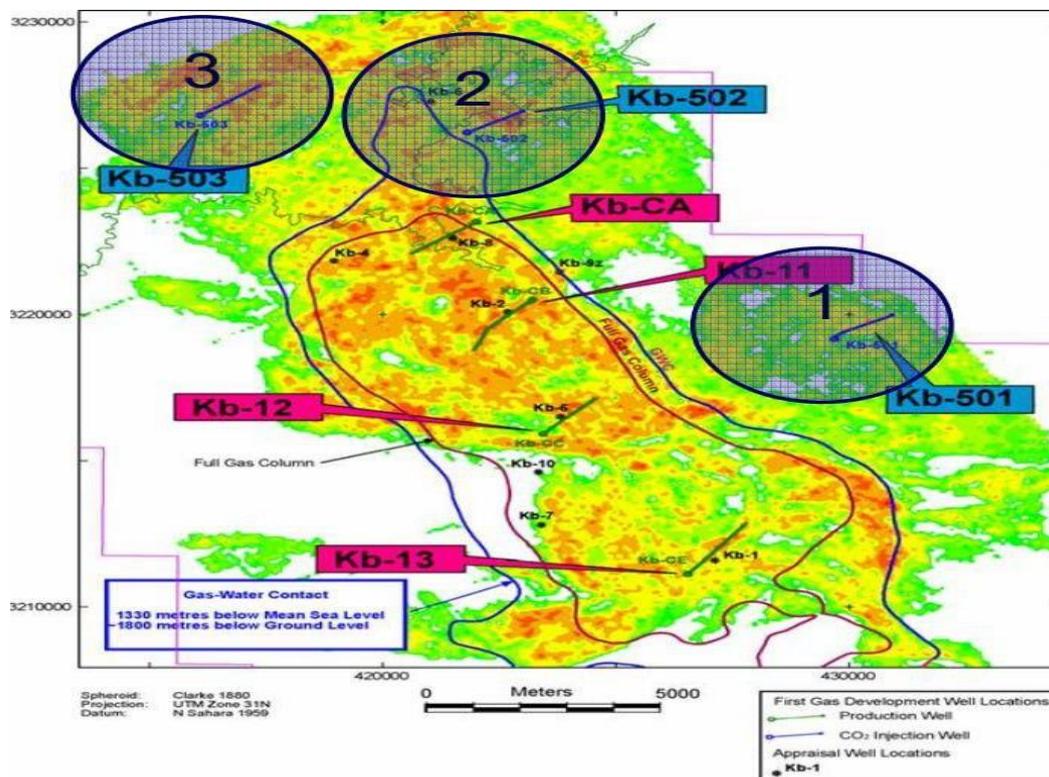


Figure IV : Localisation des puits injecteurs du projet In Salah Gaz [39]

Sur la route Nord, le puits CO est conçu pour 100%, alors que le puits CP est conçu pour 50% du débit maximal des deux trains de compression. Les deux puits sont servis par un gazoduc commun de 8 pouces (20 cm), long de 9,8 km, venant de Krechba. A la fin de ce gazoduc commun, une conduite de 8 pouces (20 cm) achemine jusqu'à 100 % du CO<sub>2</sub> sur une distance supplémentaire de 4 km, vers le puits CO. Le puits CP est situé à 4,1 km de la fin du gazoduc commun de 8 pouces et une conduite de 6 pouces (15 cm) achemine jusqu'à 50 % du débit nominal CO<sub>2</sub> pour réinjection.

Sur la route Est, le puits CL est conçu pour 100 % et le puits CM pour 50 % du débit maximal des deux trains de compression. Les deux puits sont servis par un gazoduc commun de 8 pouces (20 cm), long de 7,1 km, venant de Krechba. A la fin de ce gazoduc commun, une conduite de 8 pouces (20 cm) achemine jusqu'à 100 % du CO<sub>2</sub> sur une distance supplémentaire de 1,6 km, vers le puits CL. Le puits CM est situé à 3,7 km de la fin du gazoduc commun de 8 pouces et une conduite de 6 pouces (15 cm) achemine jusqu'à 50 % du débit nominal de CO<sub>2</sub> pour réinjection.

A chaque puits, une conduite d'écoulement d'injection de 6 pouces (15 cm) est reliée à l'arbre de Noël par le biais d'un double isolement de purge et de blocs, d'un orifice d'écoulement et d'une soupape d'étranglement manuelle via L'ensemble arbre de Noël/tête de puits comprend une vanne latérale actionnée et un clapet d'injection non-retour de fond pour empêcher l'écoulement en sens inverse à partir de la formation. La vanne latérale est à commande hydraulique.

En cas de déclenchement des deux trains de compresseurs, le gaz contenu dans le gazoduc se déposera dans la formation, ce qui entraînera une pression minimale dans le gazoduc de 81 bars. Un robinet d'étranglement est situé sur le refoulement du compresseur, en amont du refroidisseur final, afin de maintenir une contre-pression sur le compresseur en même temps qu'il répressurise le gazoduc et lors du démarrage initial.

L'eau est éliminée du CO<sub>2</sub> lors de la compression de ce dernier pour réinjection. Le CO<sub>2</sub> est surchauffé, donc "sec", entre chaque sortie d'étage de compression pour être dirigé vers les admissions du refroidisseur. Pour ces zones, de l'acier au carbone, ayant une surépaisseur de corrosion de 3 mm, est spécifié. Le reste de l'équipement est fabriqué à partir d'acier inoxydable 18 Cr-8 Ni. Toutes les canalisations d'écoulement, de la sortie du CO<sub>2</sub> Gas Glycol Contactor jusqu'au Stage 4 Suction Scrubber et du Stage 4 Suction Scrubber au point de prélèvement de la Stage 4 Anti-surge Recycle Line sont fabriqués avec de l'acier au carbone ayant une surépaisseur de corrosion de 3 mm. Pour les canalisations à partir du point de prélèvement de circulation à la Discharge Shutdown Valve, y compris le refroidisseur final, il est nécessaire d'utiliser de l'acier inoxydable 18Cr-8Ni. Dans le compresseur de deuxième étage, le gaz devient "acide" et, par

voie de conséquence, les matériaux en aval de ce point doivent être résistants à la fissuration par corrosion causée par le H<sub>2</sub>S.

Le CO<sub>2</sub> qui quitte le Stage 4 After-cooler pour être acheminé par gazoducs vers les puits de réinjection est « sec », et il est spécifié l'utilisation de matériaux en acier au carbone ayant une surépaisseur de corrosion de 3 mm

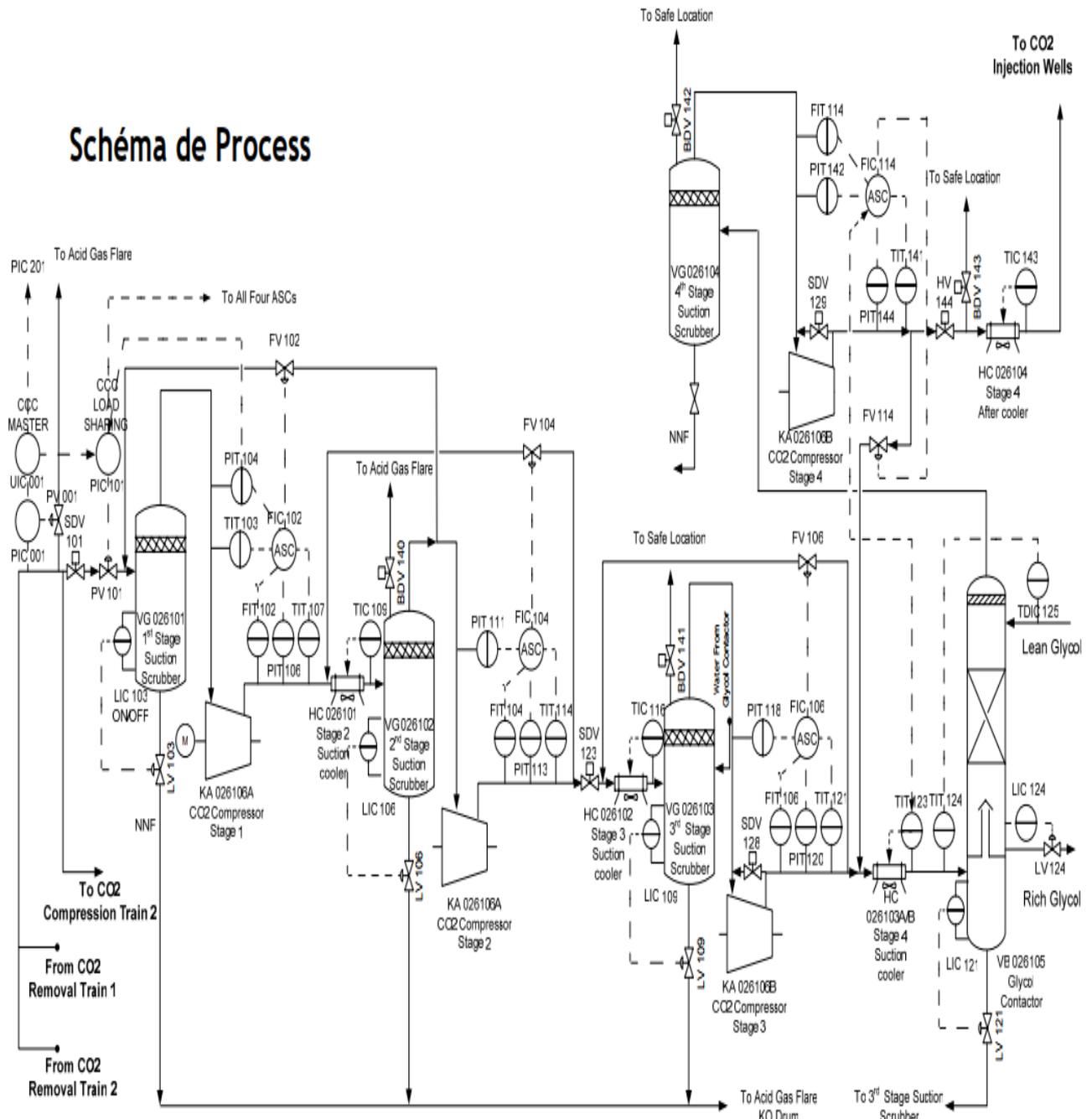


Figure IV.4 : schéma simplifié du processus

## IV.5 État actuel du projet

Depuis 2004, trois millions de tonnes de CO<sub>2</sub> ont été injectées dans l'aquifère salin du Carbonifère à Krechba. Toutefois, l'injection a été interrompue une première fois en 2008 en raison de déformations de surface détectées par imagerie satellite, puis à nouveau en 2011, et n'a toujours pas repris. Les trois champs de Krechba, Teguentour, et Reg continuent leur production dans le cadre du projet In Salah Gaz, avec une surveillance continue du site.

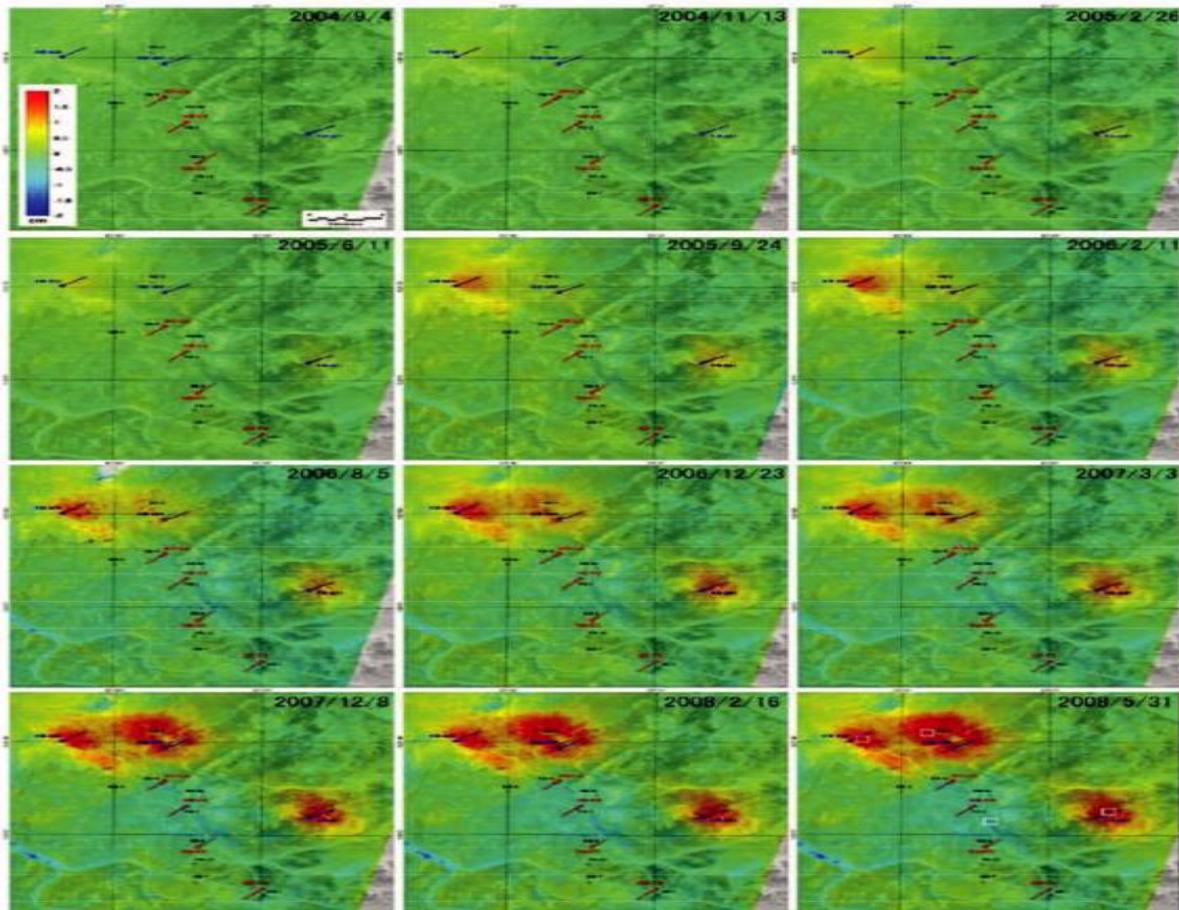


Figure IV.5 : Déformations à partir de données satellites InSAR observées autour des puits injecteurs entre le 04/09/2004 et le 31/05/2008 [40]

L'arrêt des réinjections représente un défi majeur. Sans cette méthode de gestion du CO<sub>2</sub>, les émissions de gaz à effet de serre risquent d'augmenter, ce qui compromet les objectifs environnementaux. Il est crucial de résoudre les problèmes techniques pour reprendre les réinjections ou d'explorer des alternatives viables pour la gestion du CO<sub>2</sub>.

## IV.6 Effets géochimiques et géophysiques du stockage de CO<sub>2</sub> dans le sous-sol de Krechba

- Fracture, faille et mouvement de terrain

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

Les données sismiques de 2006 ont confirmé l'existence de fractures et de failles mineures dans l'horizon carbonifère et dans des couches en dessous de cet horizon, en référence aux images de logging et aux pertes de boue pendant le forage. L'injection d'un gaz traceur avec le CO<sub>2</sub> au puits KB- 502 a été réalisée afin de suivre son cheminement et sa réapparition au puits KB-5 et de modéliser ainsi le comportement des fractures. La migration du CO<sub>2</sub> à l'intérieur du carbonifère devrait suivre l'orientation nord-ouest et sud-est de ces fractures. Les résultats de la surveillance satellitaire assistée d'une modélisation du réservoir et d'une « history matching » de la migration de CO<sub>2</sub>, des données de pression et des données de déformation par satellite ont permis de construire une image détaillée de la distribution de CO<sub>2</sub> autour du puits KB- 502. Ils ont montré la présence de failles en juin 2007. Une modélisation de la courbe de restitution a permis d'estimer la perméabilité du couloir faillé entre 1 et 4 D, avec une fuite détectée libérant presque 0,1 tonne de CO<sub>2</sub>. Leurs ouvertures à proximité des puits, estimées d'après les données de diaggraphie, sont de l'ordre de 10<sup>-4</sup> à 10<sup>-3</sup> m. Au puits d'injection KB-502, les pertes totales de boue pendant le forage ont été corrélées à des fractures de 1 mm d'ouverture alors que les pertes partielles correspondent à des fractures de 0,5 mm d'ouverture. Contrairement à la roche encaissante, une fracture a une forte perméabilité et un faible emmagasinement, ce qui si elle est ouverte autorise une migration rapide des fluides qui la parcourent. À In Salah, les failles qui affectent les grès du carbonifère, profonds de 1 880 m, sont difficiles à détecter en étude sismique.

L'analyse typo-morphologique des fractures permet de mettre en évidence plusieurs types de failles, selon leur origine ou leur histoire polyphasée : failles normales ou inverses, ouvertes ou fermées, à rejet ancien ou récent, etc. Cette variété et cette complexité dans la typologie des failles associées à la difficulté de leur localisation géophysique rendent très difficiles leur prise en compte et leur représentation dans les différents modèles de réservoir géologique, qui permettent de valider et de justifier les sites de stockage de CO<sub>2</sub>. Des mouvements de la surface du sol avec une augmentation de pression de 10 MPa au point d'injection ont été détectés impliquant une déformation de la surface du sol de 5 mm par an, atteignant un cumul de 10 à 20 mm, sur une zone de 4 x 5 km excentrée par rapport aux puits d'injection. Après ces résultats de soulèvement du sol, de fractures, de déplacement du panache de CO<sub>2</sub> et des fuites répétitives avec migration du CO<sub>2</sub> vers d'autres compartiments non prévus à l'avance, le groupement

Sonatrach-BP-Statoil a pris la décision en juin 2011 de suspendre les travaux d'injection de CO<sub>2</sub>, tout en renforçant le monitoring technique. [41]

#### IV.7 Méthode de valorisation de CO<sub>2</sub> proposée

La méthode que nous avons proposée consiste à utiliser le CO<sub>2</sub> après sa récupération au sein de Krechba. Cette méthode repose sur la possibilité que Sonatrach puisse envisager de valoriser le CO<sub>2</sub> récupéré dans ses activités pétrolières. Elle consiste à le transporter et à le réinjecter dans les puits pétroliers. Cette méthode peut être considérée à la fois comme une voie de stockage et de valorisation ou de commercialisation du CO<sub>2</sub> en le vendant à d'autres entreprises qui pourraient l'utiliser dans des applications différentes (industrielles, énergétiques et environnementales).

Il y a quelques années, l'entreprise captait le CO<sub>2</sub> et le réinjectait dans des aquifères salins, mais actuellement, ce projet est à l'arrêt et ne fonctionne pas, donc le CO<sub>2</sub> capté est rejeté directement dans l'atmosphère. Donc, au lieu que toute cette quantité (1,2 million de tonnes par an) soit rejetée directement dans l'atmosphère, nous avons suggéré le procédé expliqué ci-dessous.

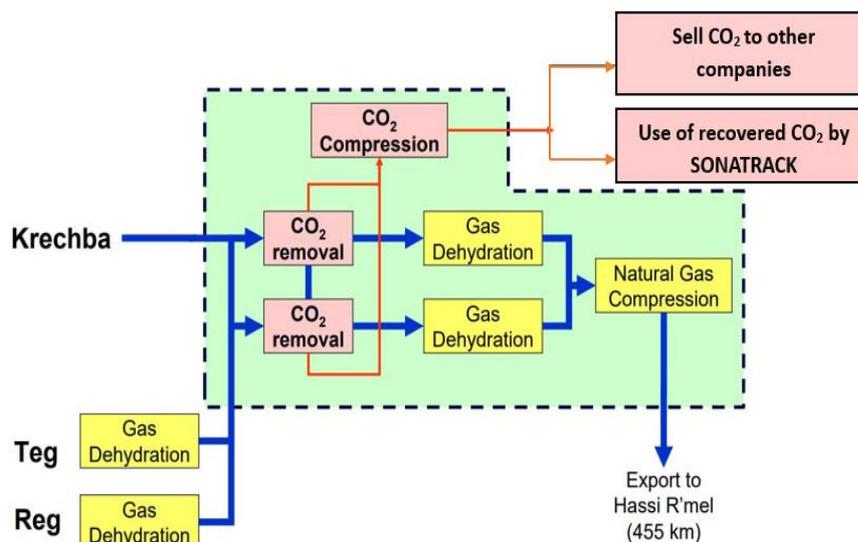


Figure IV.6 : les différentes méthodes de valorisation du CO<sub>2</sub> récupéré au Krechba

- **Valorisation du CO<sub>2</sub> récupéré par Sonatrach**

Sonatrach a la possibilité d'utiliser le CO<sub>2</sub> récupéré dans ses activités pétrolières, telles que le forage. En valorisant le CO<sub>2</sub> récupéré, Sonatrach peut réaliser des économies en évitant d'acheter du CO<sub>2</sub> provenant d'autres entreprises gazières. Elle utilisera plutôt son propre CO<sub>2</sub>, ce qui réduira les coûts d'approvisionnement.

##### IV.7.1 Définition de la méthode EOR

La récupération améliorée du pétrole ou EOR est un ensemble de techniques utilisées par l'industrie pétrolière pour augmenter la quantité de pétrole pouvant être extraite d'un champ

pétrolifère. Ces techniques sont utilisées lorsque les méthodes de récupération primaire et secondaire ont été épuisées et que la production de pétrole a diminué. L'objectif de l'EOR est de récupérer autant de pétrole que possible et d'augmenter l'efficacité de l'extraction du pétrole. Les techniques utilisées en EOR sont variées et peuvent être classées en trois types principaux : thermique, par injection de gaz et chimique. [42]

### **IV.7.2 Méthodes EOR**

#### **1. Récupération thermique**

Cette méthode consiste à chauffer l'huile dans le réservoir pour réduire sa viscosité et faciliter son pompage. La méthode thermique la plus couramment utilisée est l'injection de vapeur. Dans ce processus, de la vapeur est injectée dans le réservoir pour chauffer l'huile et réduire sa viscosité. L'huile chauffée peut ensuite être pompée vers la surface. L'injection de vapeur est particulièrement efficace dans les réservoirs de pétrole lourd, où le pétrole est épais et difficile à extraire.

#### **2. Injection de gaz**

Dans cette méthode, du gaz est injecté dans le réservoir pour augmenter la pression et pousser le pétrole vers le puits de production. Les deux gaz les plus couramment utilisés sont le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et le gaz naturel. L'injection de CO<sub>2</sub> est particulièrement efficace dans les réservoirs de pétrole où le pétrole est sous haute pression et où le réservoir est bien étanche. L'injection de gaz naturel est généralement utilisée dans les réservoirs de pétrole où le gaz est produit en même temps que le pétrole.

#### **3. Récupération chimique**

Cette méthode implique l'injection de produits chimiques dans le réservoir pour augmenter la mobilité du pétrole. Les produits chimiques les plus couramment utilisés sont les tensioactifs, qui réduisent la tension superficielle entre le pétrole et la roche, et les polymères, qui augmentent la viscosité de l'eau injectée. L'injection chimique est particulièrement efficace dans les réservoirs où le pétrole est piégé dans de petits pores et est difficile à extraire. [42]

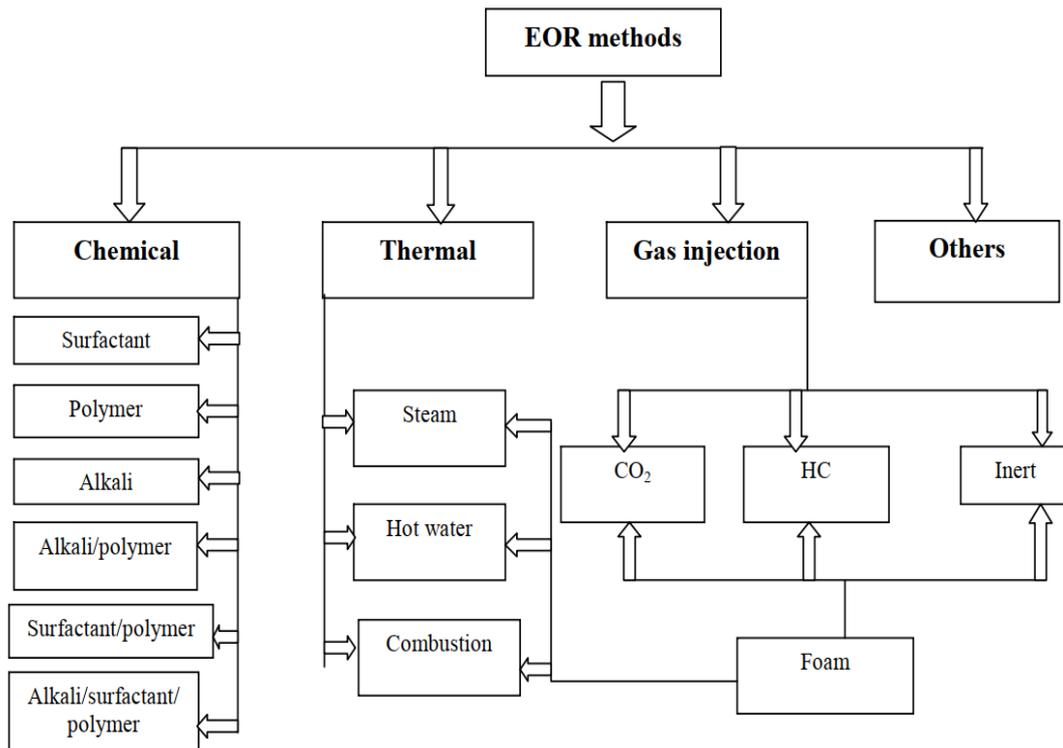


Figure IV.6 : Classification simplifiée des méthodes Enhanced Oil Recovery [43]

#### IV.8 Principe de récupération assisté du pétrole par injection de CO<sub>2</sub>

Le CO<sub>2</sub> injecté maintient la pression du réservoir et, en se dissolvant dans le pétrole, en diminue la viscosité et facilite son déplacement jusqu'au puits de production. Grâce aux progrès réalisés ces dernières années, entre 30 et 60 % du gisement original peut être extrait. On parle alors de récupération assistée du pétrole (EOR : Enhanced Oil Recovery). Le potentiel de stockage du CO<sub>2</sub> associé à l'EOR est important : environ 60 % du CO<sub>2</sub> injecté est retenu dans le réservoir. Une partie du CO<sub>2</sub> finit toujours par remonter à la surface dans le mélange de pétrole, d'eau et de gaz. Après traitement du pétrole et séparation, on peut choisir de récupérer le CO<sub>2</sub> pour le réinjecter et ainsi éviter de le laisser s'échapper à l'air libre. [44]

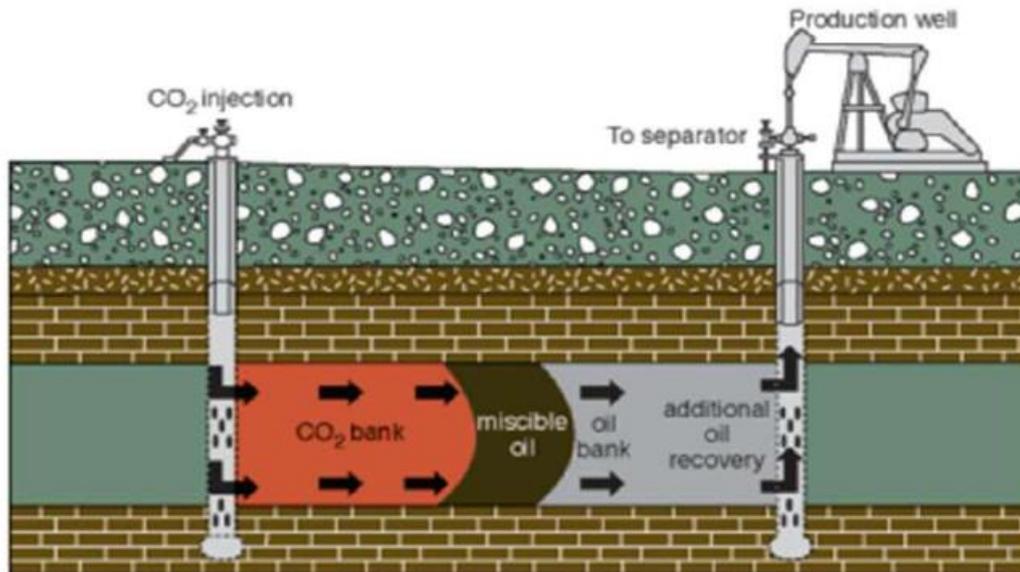


Figure IV.6 : Principe de récupération d'hydrocarbures par injection de CO<sub>2</sub> [45]

Le CO<sub>2</sub> peut être injecté dans le réservoir de différentes manières, notamment :

- **Injection continue** : Dans cette méthode, le CO<sub>2</sub> est injecté en continu dans le réservoir pour maintenir la pression et améliorer le taux de récupération du pétrole.
- **Injection cyclique** : Dans cette méthode, le CO<sub>2</sub> est injecté dans le réservoir pendant une certaine période, puis l'injection est arrêtée. On laisse la pression dans le réservoir diminuer, puis l'injection reprend.
- **Injection d'eau et de gaz alternatif (WAG)** : Dans cette méthode, le CO<sub>2</sub> est injecté dans le réservoir en alternance avec l'eau. Cela permet de maintenir la pression dans le réservoir et d'améliorer le taux de récupération du pétrole.

La récupération assistée de pétrole par injection de CO<sub>2</sub> se fait via deux processus, déplacement miscible ou immiscible, dépendant de la température, de la pression et des caractéristiques de l'huile. [46]

### 1. Déplacement miscible

Le CO<sub>2</sub> injecté se mélange complètement dans l'huile, pour former un fluide à faible viscosité. 4 à 12 % de pétrole supplémentaire peuvent être récupérés par ce processus, mais les conditions de réservoirs doivent être adéquates (réservoir profond à au moins 1200 m de profondeur, densité de l'huile supérieure à 22 °API, soit une masse volumique inférieure à 0,922 kg/L à 15 °C).

### 2. Déplacement immiscible

Si la pression du réservoir est trop faible et la densité de l'huile trop élevée, le CO<sub>2</sub> ne se mélange pas complètement à l'huile, mais entraîne une augmentation de son volume, diminue sa viscosité et augmente sa mobilité. C'est principalement le cas des huiles visqueuses et/ou lourdes ; le CO<sub>2</sub> et l'huile forment alors deux phases bien distinctes. Le gain reste en général plus

modeste, mais peut représenter 18 % de la fraction déjà produite avant injection de CO<sub>2</sub>. Le processus de déplacement miscible ou quasi miscible est le plus commun dans les différents cas d'EOR au CO<sub>2</sub>. L'injection de CO<sub>2</sub> peut provoquer une précipitation des asphaltènes de l'huile (fractions organiques présentes dans les pétroles dont la masse moléculaire est très élevée, insolubles dans le n-heptane, qui entraîne une diminution de la perméabilité de la roche réservoir et ainsi du taux de récupération de l'huile. Dans les deux cas de déplacement (miscible ou immiscible), une partie du CO<sub>2</sub> injecté reste piégée dans le réservoir (environ 60 %). En cas de déplacement immiscible, la proportion de CO<sub>2</sub> stockée peut être plus importante. Sachant que l'étape de captage du CO<sub>2</sub> est la plus énergivore et donc la plus coûteuse, réaliser de l'EOR couplée au CTSC permettrait (i) d'augmenter la récupération de l'huile, mais également (ii) de stocker une partie du CO<sub>2</sub> injecté. La production supplémentaire d'huile réalisée via l'EOR pourrait compenser en partie ou intégralement le coût du captage. Finalement, injecter du CO<sub>2</sub> dans un réservoir d'hydrocarbures déplété peut conduire à (i) augmenter la production d'huile (EOR) et/ou (ii) à diminuer les émissions atmosphériques par géo-séquestration du CO<sub>2</sub> (CTSC). Excepté dans certains cas d'EOR où le CO<sub>2</sub> provient de gisements naturels ou d'usines de gazéification, EOR et CTSC nécessitent tous deux une première étape de capture du CO<sub>2</sub>. Or le mode de captage définit la nature et la concentration des impuretés qui accompagnent le CO<sub>2</sub>. [45]

- **Quantité de CO<sub>2</sub> nécessaire**

Le taux d'injection de CO<sub>2</sub> nécessaire varie entre 0,24 et 0,42 tonne de CO<sub>2</sub> par baril récupéré, ce qui correspond à 1,7 - 3,0 tonnes de CO<sub>2</sub> par tonne de pétrole. [47]

Selon cette expression, la quantité de pétrole pour 1,2 million de tonnes de CO<sub>2</sub> récupérée par Krechba est :

- **Calculs de la quantité de pétrole pour 1,2 million de tonnes de CO<sub>2</sub>**

### 1. Convertir les tonnes de CO<sub>2</sub> en barils de pétrole récupérés :

- Taux d'injection de CO<sub>2</sub> : 0,24 à 0,42 tonne de CO<sub>2</sub> par baril récupéré.
- Quantité totale de CO<sub>2</sub> : 1,2 million de tonnes (1 200 000 tonnes).

Nombre de barils de pétrole = Quantité totale de CO<sub>2</sub> / Taux d'injection de CO<sub>2</sub> par baril

Pour les deux extrêmes :

- Minimum : 1 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> / 0,42 tonne de CO<sub>2</sub> par baril = 2 857 143 barils
- Maximum : 1 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> / 0,24 tonne de CO<sub>2</sub> par baril = 5 000 000 barils

### 2. Convertir les barils de pétrole en tonnes de pétrole :

- Taux de conversion : 1,7 à 3,0 tonnes de CO<sub>2</sub> par tonne de pétrole.

Quantité de pétrole (en tonnes) = Quantité totale de CO<sub>2</sub> / Taux de conversion

Pour les deux extrêmes :

- Minimum : 1 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> / 3,0 tonnes de CO<sub>2</sub> par tonne de pétrole = 400 000 tonnes de pétrole

- Maximum : 1 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> / 1,7 tonnes de CO<sub>2</sub> par tonne de pétrole = 705 882 tonnes de pétrole

### IV.8.1 Une voie pleine d'avenir

Aujourd'hui, le CO<sub>2</sub> utilisé pour l'EOR provient essentiellement de gisements naturels de CO<sub>2</sub> et seul 1/5 est issu du captage des émissions industrielles de CO<sub>2</sub>. La solution de l'EOR basée sur le captage du CO<sub>2</sub> devrait se généraliser dans les années à venir, car elle permet de s'affranchir au moins partiellement de l'approvisionnement et de la fluctuation des prix du CO<sub>2</sub> [44]

### IV.8.2 Avantages et inconvénients

#### 1. Avantages

La plus grande différence par rapport à d'autres gaz est que le CO<sub>2</sub> peut extraire des composants plus lourds jusqu'au C30. La solubilité du CO<sub>2</sub> dans l'huile d'hydrocarbures provoque le gonflement de l'huile. Le CO<sub>2</sub> dilate l'huile dans une plus grande mesure que ne le fait le méthane. Le gonflement dépend de la quantité de méthane dans l'huile. Étant donné que le CO<sub>2</sub> ne déplace pas tout le méthane lorsqu'il entre en contact avec un fluide de réservoir, plus il y a de méthane dans l'huile, moins il y a de gonflement de l'huile. Le CO<sub>2</sub> présente les caractéristiques suivantes dans un processus d'inondation :

- Il favorise le gonflement.
- Il réduit la viscosité de l'huile.
- Il augmente la densité de l'huile.
- Il est soluble dans l'eau.
- Il peut se vaporiser et extraire des portions de l'huile.
- Il atteint la miscibilité à des pressions de seulement 100 à 300 bars.
- Il réduit la densité de l'eau.
- Il réduit la différence de densité entre l'huile et l'eau, puis réduit le changement pour la ségrégation par gravité.
- Il réduit la tension de surface de l'huile et de l'eau, ce qui entraîne un déplacement plus efficace.[48]

#### 2. Inconvénient

Dans une injection stable par gravité, des gaz tels que le méthane présentent une différence de densité plus favorable que le CO<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> a des propriétés acides qui peuvent provoquer la

corrosion de l'équipement. Avec la technologie actuelle, la capture de CO<sub>2</sub> est coûteuse. Il est également coûteux de séparer le CO<sub>2</sub> du pétrole produit, surtout si la teneur en CO<sub>2</sub> devient trop élevée. Il existe des réservoirs naturels de CO<sub>2</sub> ; cependant, ceux-ci ne sont pas toujours situés à proximité d'un champ pétrolifère. Le CO<sub>2</sub> a un rapport de mobilité défavorable, ce qui provoque des ramifications visqueuses dans l'huile. Cela peut entraîner une percée précoce et une efficacité de balayage macroscopique très faible. Le rapport de mobilité défavorable peut également faire passer le CO<sub>2</sub> à travers des zones à haute perméabilité, laissant des zones à faible perméabilité non balayées (canalisation). La différence de densité entre le CO<sub>2</sub> et l'huile dans le balayage horizontal peut provoquer une ségrégation par gravité, de sorte que le CO<sub>2</sub> n'atteint que le pétrole du haut. Cet effet peut être réduit s'il existe des couches à perméabilité plus élevée dans le bas que dans le haut de la formation donnée. Une faible perméabilité verticale peut également retarder le processus de ségrégation. Bien que les effets de diffusion soient très efficaces à l'échelle microscopique, à l'échelle du champ, ils pourraient ne pas être suffisamment efficaces pour compenser les effets négatifs du pétrole contourné en raison du rapport de mobilité et de la différence de densité défavorables.

- Dépassement de gravité.
- Doigts visqueux et percée précoce du gaz.
- Corrosion par le CO<sub>2</sub>.
- Dépôt d'asphaltène.
- Disponibilité. [48]

#### **IV.9 Projets EOR-CO<sub>2</sub> dans le monde**

Le premier projet industriel de récupération assistée du pétrole par injection de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR) a débuté en 1972 dans le champ SACROC aux États-Unis. Un grand nombre de projets de CO<sub>2</sub>-EOR ont été lancés depuis. Selon l'enquête de 2014 sur la récupération assistée par injection de CO<sub>2</sub> menée par l'Oil and Gas Journal, il existe plus de 140 projets de CO<sub>2</sub>-EOR dans le monde. Presque tous ces projets de CO<sub>2</sub>-EOR miscibles ont été mis en œuvre aux États-Unis [30]. Le tableau 1 montre la production des projets actifs de CO<sub>2</sub>-EOR et leur taux de production en 2014 avec les perspectives de ces projets en 2020 par région aux États-Unis. Ces projets ont produit cumulativement environ 300 000 barils de pétrole par jour au début de l'année 2014 en injectant plus de 68 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an. Ce taux de production de pétrole a augmenté régulièrement au cours des 30 dernières années. Compte tenu des nouveaux volumes de fournitures de CO<sub>2</sub> et des nombreux projets de CO<sub>2</sub>-EOR annoncés, A. Kuskraa et M. Wallace prévoient une forte croissance de la production pétrolière à court terme et de l'utilisation du CO<sub>2</sub>

grâce au CO<sub>2</sub>-EOR. Leur analyse montre que la production pétrolière incrémentielle des opérations de CO<sub>2</sub>-EOR pourrait doubler pour atteindre 638 000 barils de pétrole par jour en 2020. [49]

**Tableau IV.1** : Production projetée de EOR avec CO<sub>2</sub> [49]

Region	CO <sub>2</sub> – EOR production rates (1 bbl = 159 L)	
	2014	2020
Permian Basin	199000	323000
Gulf Coast	47000	152000
Rocky Mountains	39000	103000
Midcontinent	14000	59000
Other	1000	1000
<b>Total</b>	<b>300000</b>	<b>638000</b>

On ne compte que très peu de projets EOR-CO<sub>2</sub> à partir de CO<sub>2</sub> capté, et ceux-ci sont en phase de démarrage. Ils se situent principalement en Amérique du Nord, tel Alberta Carbon Trunk Line au Canada et seulement sept autres projets aux États-Unis. Enfin, une trentaine d'autres projets EOR-CO<sub>2</sub> à partir de CO<sub>2</sub> capté existent en phase de projet moins avancée ; principalement aux États-Unis et en Chine, avec un seul projet en Europe (Pays Bas) : le projet Green Hydrogen (captage sur une unité de production d'hydrogène d'air liquide), qui démarrerait en 2016.

Weyburn, un site pilote combinant stockage de CO<sub>2</sub> et récupération assistée de pétrole Depuis septembre 2000, une opération de récupération assistée de pétrole (EOR) par injection de CO<sub>2</sub> est menée par EnCana dans le champ pétrolier de Weyburn au Canada (Saskatchewan), et en janvier 2001 un programme de recherche international y a démarré sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), baptisé "AIE Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring and Storage Project". [44]

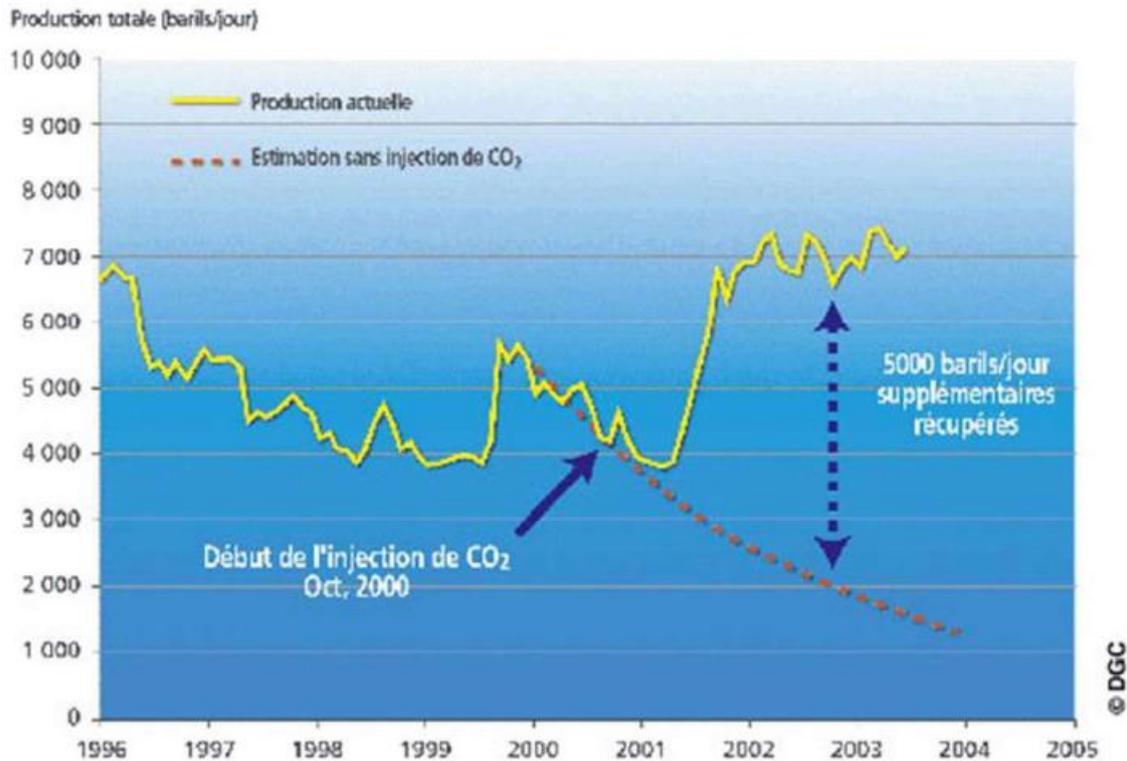


Figure IV : L'augmentation de la production de pétrole de Weyburn [44]

Ce graphique montre l'augmentation de la production de pétrole qu'il a été possible de réaliser sur le site de Weyburn, grâce à l'injection de CO<sub>2</sub> effectuée à partir d'octobre 2000. Le CO<sub>2</sub> provient d'une unité de gazéification de charbon située dans le Dakota du Nord aux Etats-Unis. Il est acheminé jusqu'à Weyburn par un pipeline transfrontalier de 330 kilomètres conçu spécialement pour ce transport. Il est prévu d'injecter 1,8 million de tonnes de CO<sub>2</sub> par an pendant 15 ans, ce qui permettra de stocker définitivement 20 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> tout en produisant 130 millions de barils supplémentaires de pétrole.

#### IV.10 Commercialisation du CO<sub>2</sub> récupéré

La stratégie de commercialisation du CO<sub>2</sub> récupéré vise à le vendre à des entreprises requérant du CO<sub>2</sub> pour diverses applications industrielles, agroalimentaires, et autres. Cette approche, en plus de valoriser le CO<sub>2</sub> comme une ressource précieuse, génère également des bénéfices financiers pour le complexe.

Dans la section suivante, nous avons évalué les bénéfices financiers ainsi que la rentabilité du projet pour une année d'exploitation, en supposant que le CO<sub>2</sub> est commercialisé.

Coûts d'investissement de projet de captage et stockage de CO<sub>2</sub> est 6 (\$) /tonne

Quantité de CO<sub>2</sub> récupérée est de 1.2 million de tonnes/an

Le rendement de projet est 60 %

Le coût total pour 1,2 million de tonnes à 6 dollars par tonne

$6 \text{ dollars/tonne} \times 1,200,000 \text{ tonnes} = 7,200,000 \text{ dollars}$

Donc, pour 1,2 million de tonnes à 6 dollars par tonne, le coût total serait de 7,200,000 dollars.

$7,200,000 \text{ dollars} \div 1,000,000 = 7.2 \text{ millions de dollars}$

Donc, 7,200,000 dollars équivalent à 7.2 millions de dollars.

Le coût d'investissement du projet est de 7.2 millions de dollars.

Le taux de change est de 1 USD équivalent à 134,44003 Algerian Dinars, alors :

$7.2 \text{ million de dollars} \times 134.44003 \text{ dinars/USD} = 967,968,216.96 \text{ dinars Algériens}$

**Tableau IV.2** : Coût d'investissement de projet de captage et stockage

Prix	En Dollars (\$)	En Dinars Algériens (DZD)
Prix unitaire	\$6 par tonne	804,240 DZD par tonne
Montant total	\$7,200,000	967,968,217 DZD

### 1. Estimation des gains financiers de la commercialisation du CO<sub>2</sub> récupéré

Les gains financiers de la commercialisation du CO<sub>2</sub> récupéré doivent être déterminés en fonction du prix de vente actuel du gaz carbonique. Selon "ICE Futures Europe", qui est la principale bourse de négociation des contrats à terme sur le CO<sub>2</sub> en Europe. Le prix minimum d'une tonne de CO<sub>2</sub> est de 5 € la tonne (672,10257da/tonne). Dans notre cas, nous avons déterminé le prix de vente de 40 da / kg.

### 2. Estimation du bénéfice net

Pour calculer le bénéfice net de la commercialisation, nous avons d'abord déterminé le prix de revient en fixant un prix de vente de 40 dinars par kilogramme de CO<sub>2</sub>. Ensuite, nous avons effectué une évaluation des coûts variables tels que l'eau, l'électricité. Enfin, nous avons soustrait les coûts variables du prix de revient pour obtenir le bénéfice net.

- **Le prix total des ventes (PT) pour une année d'activité**

Le prix total des ventes est calculé par la formule suivante :

$PT = \text{quantité de CO}_2 \text{ récupérée par an} \times \text{prix de vente}$

$PT = 1,200,000,000 \times 40 = 48,000,000,000$

- **Les coûts variables (CV) :**

Les coûts variables sont liés à : les taxes environnementales, la consommation d'électricité, la consommation d'eau, les coûts de main-d'œuvre, les coûts de maintenance, les coûts de sécurité et de conformité. En considérant que ces charges représentent 45% du coût annuel. Alors, en calculant cette valeur, nous avons trouvé :

$CV = (PT \times 45 \%) / 100$

$$CV = (48\,000\,000\,000 \times 45\%) / 100 = 21\,600\,000\,000$$

- **Le bénéfice net (BN) :**

Le bénéfice net représente le gain final après avoir soustrait du prix total des ventes annuel les coûts variables.

$$BN = PT - CV$$

$$BN = 48\,000\,000\,000 - 21\,600\,000\,000 = 47\,784\,000\,000$$

- **Calcul du taux de rentabilité pour une année de production :**

T % = bénéfice net prévisionnel / la somme des investissements

$$T \% = 47\,784\,000\,000 / 967\,968\,217 = 49.38\%$$

Les résultats des calculs indiqués dans le tableau ci-dessus nous permettent de conclure qu'avec un prix de 40 DA le kg de CO<sub>2</sub> on peut générer des gains presque de 48 milliards en réalisant 49.38% de rendement pour une année de l'exploitation. Les gains de 48 milliards représentent une somme significative qui pourrait avoir un impact majeur sur notre rentabilité et notre croissance future. Cela indique que le projet est potentiellement lucratif et peut contribuer de manière significative à l'amélioration de nos résultats financiers. De plus, un rendement de 49.38 % pour une année est exceptionnellement élevé et démontre un fort potentiel de rentabilité. Ce chiffre met en évidence l'efficacité de notre projet et suggère que les investissements initiaux sont susceptibles d'être rapidement récupérés.

**Tableau IV.3 :** tableau récapitulatif des résultats des calculs de la rentabilité

Taux de la récupération	Quantité de CO <sub>2</sub> Récupérée (kg/an)	Prix de vente (da/kg)	Prix total des ventes (da /an)	Les couts variables (da)	Le bénéfice Net (da)
60%	1,200,000,000	40 da	48,000,000,000	216000000	47,784,000,000

- **La valorisation du CO<sub>2</sub> commercialisé**

Les entreprises acheteuses utilisent le CO<sub>2</sub> dans les différentes procédures industrielles, chimiques, médicales et agricoles selon leurs secteurs d'activités. Les différentes voies de valorisations sont déterminées en détail dans le Chapitre II.

**IV.11 Conclusion**

Ce chapitre aborde de manière détaillée le processus de décarbonatation et de réinjection de CO<sub>2</sub> mis en œuvre à Krechba, en se concentrant sur les divers équipements et systèmes utilisés dans ce processus. Il met en évidence les défis rencontrés, notamment l'arrêt actuel du projet, ainsi que les solutions innovantes proposées pour surmonter ces obstacles.

# **CONCLUSION**

## **GENERALE**

Le travail de recherche qui nous a été assigné contribue au développement d'un sujet important qui fournit une analyse exhaustive du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), en mettant en lumière ses caractéristiques, ses impacts environnementaux, ainsi que les stratégies et technologies disponibles pour sa gestion efficace. En particulier, cette recherche s'est attachée à étudier les méthodes de capture, de stockage et de valorisation du CO<sub>2</sub>, avec un accent sur leur application dans un contexte industriel dont l'objectif principal est de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> rejetées par l'industrie dans l'atmosphère, de lutter contre l'effet de serre et de préserver l'environnement.

Au cours de ce travail nous avons explorée en profondeur :

La gestion du CO<sub>2</sub> implique sa capture, son stockage et sa valorisation, avec des techniques adaptées à différents contextes industriels. Le stockage géologique et l'enfouissement océanique offrent des solutions importantes pour réduire les émissions.

L'étude de cas sur le projet d'In Salah Gas et le champ de Krechba en Algérie démontre comment un projet industriel peut intégrer des méthodes de gestion du CO<sub>2</sub> pour réduire son empreinte carbone. Bien que ce projet ait rencontré des difficultés, notamment l'arrêt du projet Donc La valorisation du CO<sub>2</sub>, notamment par la récupération assistée du pétrole (EOR), est l'un des solutions qui nous proposons elle présente non seulement un potentiel économique, mais aussi une voie innovante pour réutiliser le CO<sub>2</sub> capté. En Outre, la commercialisation du CO<sub>2</sub> capturé est représentée comme une autre solution et opportunité viable, qui pourrait encourager une utilisation plus large et innovante du gaz.

À l'avenir, il est impératif de poursuivre la recherche sur des technologies de capture et de stockage de CO<sub>2</sub> plus avancées et rentables. La coopération internationale sera essentielle pour partager les connaissances et les technologies nécessaires pour relever les défis globaux posés par le CO<sub>2</sub>. De plus, l'innovation dans la valorisation du CO<sub>2</sub> peut conduire à des applications industrielles inédites et durables, ouvrant la voie à une économie circulaire du carbone. La mise en œuvre de ces recommandations contribuera non seulement à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, mais favorisera également une transition vers une économie plus verte et résiliente.

## Liste Bibliographique

- [1] L. Benkartaba, « ESTIMATION DES EMISSIONS DU CO<sub>2</sub> AU NIVEAU DU COMPLEXE GL2/Z ET LES DIFFERENTS PROCEDES DE CAPTAGE », Thesis, FST Université de Mostaganem, 2019.
- [2] Pierre LE CLOIREC « Procédé chimie-bio-agro/opérations unitaires .Génie de la réaction chimique ».
- [3] A. Bousselham et hocine boualem, « Estimation Et Récupération Du Gaz Carbonique (CO<sub>2</sub>) Rejeté Dans L’atmosphère Au Niveau De Section De Décarbonatation Dans Le Complexe GL2/z ».
- [4] A. Larbi Daouadji et N. E. H. Bousbaa Bouthaina, « ESTIMATION DES EMISSIONS DU CO<sub>2</sub> DANS L’ATMOSPHERE », sept. 2021
- [5] « Ourworldindata.org/émissions-CO<sub>2</sub> ».
- [6] « cleanfox.io ».
- [7] « Rapport de synthèse GIEC- 200 ».
- [8] « Site officiel United Nations – Climate change ».
- [9] W. Mad et L. Rebidj, « Estimation et récupération des quantités du CO<sub>2</sub> rejeté vers atmosphère au niveau du complexe GNL3/Z », Thesis, 2023.
- [10] « Convention ONU 1992.PDF/ Unfcc.int/ressource/docs/convkp ».
- [11] Besoud Rachid, « Cadre de négociation internationales – Accord de paris et engagements internationaux de L’Algérie ».
- [12] « climate.selectra.com ».
- [13] « greenly.earth.com ».
- [14] « JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE ».
- [15] « Capture et stockage du CO<sub>2</sub> : fonctionnement, filières, enjeux, projets ». Consulté le : 13 avril 2024. [En ligne]. Disponible sur : [https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/capture-et-stockage-du-CO<sub>2</sub>](https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/capture-et-stockage-du-CO2)
- [16] C. Marny, Y. Levi, H. Desqueyroux, et S. Arnoux, « Captage, transport et stockage géologique de dioxyde de carbone : intérêts et analyse des risques pour la santé humaine », *Environ. Risques Santé*, vol. 13, n° 5, p. 398- 404, sept. 2014, doi : 10.1684/ers.2014.0726.
- [17] « www.ifp.fr, avenue de bois-preau, “Comment contrôler que le CO<sub>2</sub> reste bien dans le sous-sol? Surveiller les stockages », France 2006.
- [18] « TotalEnergies - Compagnie multi-énergies intégrée », TotalEnergies.com. Consulté le : 15 avril 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.totalenergies.com/fr>
- [19] « Lecomte et al », 2010.

- [20] « Enfouissement océanique du CO<sub>2</sub> ». Consulté le : 15 avril 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://oceans-co2.e-monsite.com/>
- [21] « GIEC ». 2005.
- [22] « Rotaru et al ». 2006.
- [23] « IFPEN | Réduire l’empreinte carbone de l’industrie : captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub> », IFPEN. Consulté le : 15 avril 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.ifpennergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/climat-environnement-et-economie-circulaire/reduire-les-emissions-industrielles-co2-captage-et-stockage-du-co2>
- [24] P. Le Thiez et A. Rojey, « Captage, Transport et Stockage Géologique du CO<sub>2</sub> », *IFP Paris*, 2007
- [25] « Défis Et Limites Du Captage Et Du Stockage Du Carbone », FasterCapital. Consulté le : 13 avril 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://fastercapital.com/keyword/défis-et-limites-du-captage-et-du-stockage-du-carbone.html>
- [26] L. DUMERGUES, B. FAVIER, R. ALVARO CLAVER – APESA, « LES FILIERES DE VALORISATION DU CO<sub>2</sub> ETAT DE L’ART ET AVIS D’EXPERTS ». septembre 2014.
- [27] « Étude d’Impact Environnemental de la Phase I du Projet d’ISG », 0341506-EIE-FR, juill. 2018.
- [28] I. Mathieson, D. Wright, et D. Roberts, « Sattelite imaging to monitor CO<sub>2</sub> mouvement at krechba », Algeria, 2008.
- [29] A. Bedjadj, « CO<sub>2</sub> monitoring on the continental intercalare aquifer at krechba in saleh, Algeria ». 2021.
- [30] « ISG phase-1, Reg and Teg, Design Basis. » 2008.
- [31] C Dupraz, H. Marrou, G. Talbot, L. Dufour, A. Nogier, et Y. Ferard, « Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes. Renewable Energy », 2725- 2732, 2011.
- [32] « Système de compression in salah gaz KBA. Révision1 (6-8) ».
- [33] « Introduction to kba 2 éme étage de compression.UUOO-P-UUMU-000-1035-Petrofac. »
- [34] « SG Southern Fields Development Project-IS CPF . Petrofac.UUOO-P-UUMU-000 1000. »
- [35] S. Bensaid, « Généralité sur le traitement du gaz naturel de projet in saleh gaz ». avril 2022.
- [36] « Réduction des gaz torche au niveau de CPF Krechba In Saleh Gas ».

- [37] L. Manohar, « Petrofac JU00-K-UUM0-000-0002 ». 27 avril 2010.
- [38] S. Philip, M. David, et M. Catherine, « Characterization of the Krechba CO<sub>2</sub> storage critical elements controlling injection performance », *Energy procedia* », 4672-4676., 2011.
- [39] M. Arar et Mourzagh, « Simulation de l'opération de desacidification de gaz naturel (In saleh-Krechba) ». Université M'hamed bougara boumerdes, 2020.
- [40] « Takumi onuma hiro oh a a 200, Detection of surface deformation related with CO<sub>2</sub> injection by DInSAR at In Salah, Algeria, *Energy procedia* 1(2009) 2177-2184. »
- [41] N. Tchouar, H. Hakima, et A. Belkhatir, « Les aléas physico-chimiques de l'activité de séquestration du CO<sub>2</sub> : état de l'art et retours d'expériences du site pilote de Krechba (In Salah) », n° 404, févr. 2016.
- [42] « Recuperation ameliee du petrole ameliorer l efficacite de l'extraction - FasterCapital ». Consulté le : 3 juin 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://fastercapital.com/fr/contenu/Recuperation-ameliee-du-petrole---ameliorer-l-efficacite-de-l-extraction.html>
- [43] A. Mandal, « Chemical flood enhanced oil recovery: a review », *Int. J. Oil Gas Coal Technol.*, vol. 9, n° 3, p. 241, 2015, doi : 10.1504/IJOGCT.2015.069001.
- [44] « Club CO<sub>2</sub> - Utilisations industrielles ». Consulté le : 3 juin 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.club-co2.fr/fr/content/utilisations-industrielles>
- [45] W. Hadissi, A. Louergli, et M. Lombarkia, « LA RECUPERATION ASSISTE DES HYDROCARBURES A L'AIDE DE CO<sub>2</sub> ». Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers, 9 juin 2022.
- [46] « Récupération Assistée Du Pétrole Par Injection De CO<sub>2</sub> | 2024 ». Consulté le: 3 juin 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://cnps.com/fr/recuperation-assistee-du-petrole-injection-de-CO2/>
- [47] N. Chambron, « (Air Liquide). La capture du CO<sub>2</sub>. » 2011.
- [48] « Stig André Winter Langlo. Enhanced Oil Recovery by CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>-foam Injection in Fractured Limestone Rocks. Master's thesis in Reservoir Physics. University of Bergen. (2013). »
- [49] A. A et M. K, « State of the art on enhanced oil recovery with CO<sub>2</sub> sequestration for low carbon industry ». Univ. El-Oued , LEVRES Lab, Algeria 2 Univ. Boumerdes, LEMI Lab, Algeria, 3 mars 2016.