



École Nationale Polytechnique d'Alger
Département du Génie des Procédés et
Environnement
Entreprise : Holcim El-Djazaïr



Projet de Fin d'Étude

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie des Procédés et
d'Environnement

Simulation du procédé de capture de carbone par la monoethanolamine (MEA) : Cas LAFARGE usine de M'sila

BOUKLI-HACENE Amina
MANSOURI Ikram

Soutenu le : 29/06/2025, devant le jury composé de :

Président	M. Abdelmalek CHERGUI	Professeur ENP
Examineur	M. Ammar SELATNIA	Professeur ENP
Encadrant	M. Lyes BAHLOUL	Manager HOLCIM
Encadrant	M. Yacine KERCHICH	Professeur ENP
Encadrante	Mme. Chahinez TCHEKIKEN	Docteure ENP



École Nationale Polytechnique d'Alger
Département du Génie des Procédés et
Environnement
Entreprise : Holcim El-Djazaïr



Projet de Fin d'Étude

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie des Procédés et
d'Environnement

Simulation du procédé de capture de carbone par la monoethanolamine (MEA) : Cas LAFARGE usine de M'sila

BOUKLI-HACENE Amina
MANSOURI Ikram

Soutenu le : 29/06/2025, devant le jury composé de :

Président	M. Abdelmalek CHERGUI	Professeur ENP
Examineur	M. Ammar SELATNIA	Professeur ENP
Encadrant	M. Lyes BAHLOUL	Manager HOLCIM
Encadrant	M. Yacine KERCHICH	Professeur ENP
Encadrante	Mme. Chahinez TCHEKIKEN	Docteure ENP

ملخص

الهدف الرئيسي من هذا العمل هو محاكاة وتقييم عملية لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون (CO_2) باستخدام الامتصاص الكيميائي بواسطة محلول أحادي الإيثانول أمين، (MEA) وذلك في حالة مصنع الإسمنت لافارج في المسيلة (هولسيم الجزائر). تم محاكاة ثلاثة سيناريوهات لتركيز ثاني أكسيد الكربون (15%، 18,5%، و20%) لتحليل تأثير هذا التغير على أداء العملية. تم دراسة حالتين: تجديد بسيط للمذيب، وتجديد مع استرجاع خسائر MEA. أُجريت المحاكاة باستخدام برنامج Aspen. HYSYS تُظهر النتائج فعالية احتجاز مستقرة نسبياً بحوالي 88,5%، غير أن هذه الاستقرارية تعكس افتراضات مثالية (ظروف مستقرة، انتقالات كتلة مثالية). وتُعدّ هذه النتائج تقديراً أولياً مفيداً لحساب أبعاد المعدات واحتياجات المذيب، لكنها تحتاج إلى التحقق من خلال تجارب مخبرية أو صناعية لتأكيد مدى صحتها. وقد خلصنا إلى أن السيناريو الثاني هو الأنسب، لأنه سمح بتقليص استهلاك الأأمينات بحوالي 90%، مما يجعله خياراً أكثر كفاءة من الناحية الاقتصادية والبيئية.

الكلمات المفتاحية : احتجاز ثاني أكسيد الكربون، الامتصاص الكيميائي، (MEA) أحادي إيثانول أمين، HYSYS Aspen، صناعة الإسمنت، إزالة الكربون

Abstract

The main objective of this work is to simulate and evaluate a carbon dioxide (CO_2) capture process using chemical absorption with a monoethanolamine (MEA) solution, in the context of the Lafarge cement plant in M'sila (Holcim Algeria). Three CO_2 concentration scenarios (15%, 18.5%, and 20%) were simulated to analyze the impact of this variation on process performance. Two cases were studied: simple solvent regeneration, and regeneration with MEA loss recovery. The simulation was carried out using Aspen HYSYS software. The results show a relatively stable capture efficiency of about 88.5%, although this stability reflects idealized assumptions (steady-state conditions, perfect mass transfer). These findings provide a useful initial estimate for equipment sizing and solvent requirements but require validation through laboratory or industrial-scale experiments. We concluded that Scenario 2 is the most effective, as it allowed a reduction of amine consumption by approximately 90%, making it a more efficient option both economically and environmentally.

Key words : CO_2 Capture, Chemical Absorption, Monoethanolamine (MEA), Aspen HYSYS, Cement Industry, Decarbonization

Résumé

L'objectif principal de ce travail est de simuler et d'évaluer un procédé de captage du dioxyde de carbone (CO_2) par absorption chimique à l'aide d'une solution de monoéthanolamine (MEA), dans le contexte de l'usine de ciment Lafarge à M'sila (Holcim Algérie). Trois scénarios de concentration de CO_2 (15 %, 18,5 % et 20 %) ont été simulés pour analyser l'effet de cette variation sur la performance du procédé. Deux cas ont été étudiés : une régénération simple du solvant, et une régénération avec récupération des pertes de MEA. La simulation a été réalisée à l'aide du logiciel *Aspen HYSYS*. Les résultats montrent une efficacité de captage relativement stable autour de 88,5 %, bien que cette stabilité repose sur des hypothèses idéalisées (conditions stationnaires, transferts de masse parfaits). Ces résultats fournissent une première estimation utile pour le dimensionnement des équipements et les besoins en solvant, mais nécessitent une validation par des essais en laboratoire ou à l'échelle industrielle. Nous avons conclu que le scénario 2 est le plus performant, car il a permis de réduire la consommation d'amines d'environ 90 %, ce qui en fait une option plus efficace sur les plans économique et environnemental.

Mots clés : Capture de CO_2 , Absorption chimique, Monoéthanolamine (MEA), Aspen HYSYS, Industrie cimentière, Décarbonation

Dédicace

...

...

Wait, you really expected something ?
C'mon you guys know me better than that.

...

...

Okay fine..
But I'm warning you, don't get your hopes up

First to my parents mom and dad

To my cousins "les SF".

To all my family BOUKLI-HACENE, LOKBANI, BEN MENNI, DIB and BELGHIT.
(Is this a marriage or what)

To my friend Tiho (Timon)

To my friends from Tlemcen Nada, Khadidja, Ghizlene and Intissar.

To my friends from Algiers Hadjer Nour Elhouda, Kahina, Sirine and Melissa.

Special call to my environmentalist friends Hadjer, Leatita, Nihad, Khadidja, Radja
and Mohammed.

Love you all

Bye

Amina

Dédicace

Tout d'abord, je rends grâce à Allah, Le Tout-Miséricordieux, pour m'avoir guidée, pour la force, la patience et la persévérance qu'il m'a accordées tout au long de ce parcours. À ma mère, l'amour inconditionnel, la femme la plus forte et la plus douce au monde... Tes prières sincères, ton soutien à chaque étape de ma vie et ta foi en moi ont nourri ce chemin. Je te dédie ce travail, sois fière de moi. À mon père, mon pilier, celui qui a tant sacrifié pour m'offrir les meilleures conditions afin que ce jour puisse enfin arriver. Ta force, tes précieux conseils et ton soutien constant m'ont portée jusqu'ici.

Rien de tout cela n'aurait été possible sans toi.

À mon frère, mon deuxième papa, mon repère solide. Tu as été là à chaque étape de mon parcours, toujours présent pour m'encourager, me rassurer et me pousser à croire en moi. Ton soutien m'a donné la force d'avancer, même dans les moments les plus difficiles. Merci du fond du cœur pour tout ce que tu es pour moi.

À ma grande sœur Nadira , une deuxième maman à mes yeux. Merci pour ta tendresse, tes conseils avisés et ton amour constant. Tu es une source de stabilité et de douceur.

À ma sœur Sihem... Ma jumelle de cœur. Sans toi, je n'aurais jamais trouvé la force d'aller aussi loin. Ta présence, même à distance, m'a portée à chaque étape.

Aujourd'hui, tu n'es pas là physiquement, mais tu habites chaque battement de mon cœur. J'ai hâte qu'on se retrouve pour écrire, ensemble, la suite de notre réussite.

Qu'Allah nous ouvre les portes de la facilité et du bonheur.

À ma petite sœur Rania, mon rayon de soleil, celle qui illumine mes journées et rend la vie plus douce. Ta joie de vivre, ta spontanéité et ton amour sincère m'ont souvent donné la force d'avancer. Tu es un trésor inestimable.

À ma nièce Ayline, mon petit ange, ce bout de bonheur pur qui embellit nos vies par ta présence. Ta douceur et ton innocence apportent tant d'amour autour de toi. Tu es déjà une source de lumière dans notre famille.

À celui que les océans séparent de moi, mon roc, mon confident, mon bras droit. Merci d'avoir été présent à chaque moment difficile, malgré la distance. Que les frontières s'effacent, que les vagues s'apaisent, que les kilomètres fondent... J'ai hâte de te retrouver pour continuer cette histoire que nous écrivons ensemble, un chapitre à la fois, un rêve après l'autre.

À ma meilleure amie Lina, depuis des années, tu n'es plus une simple amie, tu es devenue une sœur. Merci pour ta présence dans les moments les plus durs, pour ton écoute, ta tendresse et ta bienveillance sans faille.

Ikram

Remerciements

Nous tenons à remercier chaleureusement M. Abdelmalek Chergui et M. Ammar Selatnia d'avoir accepté de juger et d'évaluer ce travail. Leur expertise a été une source de motivation et d'inspiration, et nous leur sommes profondément reconnaissantes pour le temps qu'ils nous ont consacré et la richesse de leurs conseils.

Nous exprimons également notre profonde gratitude à nos encadrants académiques, M. Yacine Kerchich et Mme Chahinez Tchekiken, pour leur accompagnement rigoureux, leur disponibilité constante et la qualité de leurs orientations tout au long de ce projet. Leur soutien et leur bienveillance ont joué un rôle déterminant dans la réalisation de ce mémoire.

Nous souhaitons également adresser nos sincères remerciements à M. Lyes Bahloul, CCUS Business Developer chez Holcim El Djazaïr, pour nous avoir donné l'opportunité de travailler sur une thématique aussi pertinente qu'enrichissante. Son encadrement de qualité, ses remarques constructives et ses conseils avisés ont grandement contribué à l'aboutissement de ce travail. Nous remercions également toute l'équipe de Holcim El Djazaïr pour son accueil chaleureux et pour nous avoir permis d'évoluer dans un environnement professionnel stimulant et bienveillant.

Enfin, nous adressons notre sincère reconnaissance à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réussite de ce projet. Nous tenons tout particulièrement à remercier M. Mohamed Skander, fondateur de Skander and Co, pour sa confiance et pour nous avoir offert l'opportunité de traiter une problématique d'une telle actualité et d'un si grand intérêt stratégique.

Table des matières

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations et des acronymes	
Introduction Générale	14
1 Présentation de l'entreprise	16
1.1 Introduction	17
1.2 Présentation de l'entreprise	17
1.2.1 Historique et présentation générale	17
1.2.2 Présence en Algérie	17
1.3 L'Usine Lafarge de M'sila	18
1.3.1 Présentation Générale	18
1.3.2 Situation Géographique	18
1.3.3 Activité Géocycle	18
1.3.4 Processus de production du Ciment	19
1.4 Les engagements environnementaux de Holcim El-Djazaïr	20
1.4.1 Objectifs Climat et Énergie	20
1.4.2 Économie circulaire	21
1.4.3 Protection de l'environnement et biodiversité	22
1.4.4 Communautés et Sécurité	22
1.5 Conclusion	23
2 Changement climatique et capture de carbone	24
2.1 Introduction	25
2.2 Changement climatique et capture de carbone	25
2.2.1 Le cycle du carbone	25
2.2.2 Origines des émissions de CO ₂	27
2.2.3 Émissions de dioxyde de carbone dans les industries	28
2.2.4 Impacts du CO ₂ sur l'environnement et la santé	30
2.3 Technologies de décarbonation dans l'industrie	33
2.3.1 Levier en précombustion	33
2.3.2 Oxyfuel	34
2.3.3 Levier en post combustion	35
2.4 Critère de choix d'une technique de capture de carbone	47
2.4.1 Technology Readiness Level (TRL)	47

2.4.2	Comparaison entre les techniques de capture de carbone post-combustion	49
2.5	Transport et séquestration du carbone capturé	49
2.5.1	Condensation du carbone capturé	49
2.5.2	Transport par pipeline	50
2.5.3	Séquestration	50
2.6	Conclusion	50
3	Méthodologie de travail	51
3.1	Introduction	52
3.2	Méthodologie de travail	52
3.2.1	Collecte de données	52
3.2.2	Présentation des scénari	53
3.2.3	Paramétrage du procédé	55
3.3	Simulation du procédé de capture de carbone par Aspen HYSYS	58
3.4	Conclusion	61
4	Résultats et discussion	62
4.1	Introduction	63
4.2	Résultats de simulation du procédé d'absorption du gaz CO ₂ par les amines moyennant le logiciel ASPEN HYSYS	63
4.2.1	Cas de 15% de CO ₂	63
4.2.2	Cas de 18.5% de CO ₂	67
4.2.3	Cas de 20% de CO ₂	69
4.3	Analyse comparative des scénarios de captage du CO ₂	72
4.3.1	Performances de la colonne	73
4.3.2	Dimensions de la colonne	74
4.4	Conclusion	74
	Perspectives	75
	Conclusion	78
	Bibliographie et Webographie	80

Liste des figures

1.1	Cartographie des usines de Holcim en Algérie	18
1.2	Procédé de production de ciment	20
1.3	Objectifs Holcim 2030 et 2050	23
2.1	Cycle du carbone inorganique	27
2.2	Répartition des émissions industrielles par secteur	29
2.3	Émissions mondiales de CO ₂ provenant de la combustion d'énergie et des procédés industriels et leur évolution annuelle (1900–2023) [16]	30
2.4	Comparaison schématique de la capture de CO ₂ par le procédé en combustion à l'air et en combustion oxyfuel	35
2.5	(a) Shéma expliquant le procédé d'adsorption sur un grain de charbon actif (b) modèle moléculaire de zéolite	36
2.6	Schéma du procédé de PSA [32]	37
2.7	Classification des méthodes de séparation cryogénique	38
2.8	Schéma de procédé de séparation cryogénique du CO ₂ par distillation [34] .	39
2.9	Schéma de fonctionnement de la capture cryogénique du CO ₂ par échangeur de chaleur [35]	40
2.10	Schéma d'un réacteur cryogénique à lit fixe pour la capture du CO ₂ [36] . .	40
2.11	Catégorisation des solvants les plus importants utilisés en capture de carbone [28]	42
2.12	Schéma de procédé d'absorption pour la capture de CO ₂ [40]	43
3.1	Scénario 1 : schéma simplifié du procédé de capture de carbone avec régénération simple	53
3.2	Scénario 2 : schéma simplifié du procédé de capture de carbone avec régénération et récupération	54
3.3	Création d'un nouveau projet dans HYSYS	58
3.4	Sélection des composants	59
3.5	Sélection du modèle thermodynamique	59
3.6	Insertion des équipements	60
3.7	Schéma du scénario 1 dans Aspen HYSYS	60
3.8	Schéma du scénario 2 dans Aspen HYSYS	61
4.1	Graphe illustrant la variation du débit de CO ₂ en fonction du débit total à la sortie de la colonne de régénération en kmol/h pour 15% de CO ₂ . . .	64
4.2	Graphe illustrant la variation du débit de CO ₂ en fonction du débit total à la sortie de la colonne de régénération en kmol/h pour 18.5% de CO ₂ . .	67
4.3	Graphe illustrant la variation du débit de CO ₂ en fonction du débit total à la sortie de la colonne de régénération en kmol/h pour 18.5% de CO ₂ . .	70

4.4	Diagramme de barres représentant les pertes annuelles de MEA avec et sans récupération, en fonction de la concentration de CO ₂	73
-----	--	----

Liste des tableaux

2.1	Comparaison des propriétés de trois types d'amines utilisées pour la capture du CO ₂ [46]	47
2.2	Niveaux de TRL et leurs définitions	48
2.3	Comparaison entre les différentes technologies de capture de carbone en post-combustion [33]	49
3.1	Caractéristiques du flux global	52
3.2	Composition molaire du gaz	52
3.3	Paramètres de sortie pour différents taux de CO ₂	57
4.1	Débit molaire de CO ₂ en fonction le débit de sortie (cas 15% de CO ₂) . . .	64
4.2	Résultats pour la régénération simple du solvant (cas 15% de CO ₂) . . .	65
4.3	Résultats pour la régénération avec récupération du solvant (cas 15% de CO ₂)	66
4.4	Débit molaire de CO ₂ en fonction du débit de gaz en sortie (cas de 18.5% de CO ₂)	67
4.5	Résultats pour la régénération simple du solvant (cas 18.5% de CO ₂) . . .	68
4.6	Résultats pour la régénération avec récupération du solvant (cas 18.5% de CO ₂)	69
4.7	Débit molaire de CO ₂ en fonction du débit de gaz en sortie (cas de 20% de CO ₂)	70
4.8	Résultats pour la régénération simple du solvant (cas 20% de CO ₂) . . .	71
4.9	Résultats pour la régénération avec récupération du solvant (cas 20% de CO ₂)	71
4.10	Tableau récapitulatif des résultats pour les 3 cas (15% 18.5% et 20%) et les 2 scénarios	72

Liste des abréviations et symboles chimiques

Liste des abréviations

AFR	<i>Alternative fuels and raw materials</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
Aspen HYSYS	<i>Logiciel de simulation de procédés développé par AspenTech</i>
BPCO	<i>Bronchopneumopathie chronique obstructive</i>
CCUS	<i>Carbon capture utilisation and storage</i>
CDP	<i>Carbon Disclosure Project</i>
DAC	<i>Direct air capture</i>
DEA	<i>Diéthanolamine</i>
DIPA	<i>Diisopropanolamine</i>
GES	<i>Gaz à effet de serre</i>
GIEC	<i>Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat</i>
MEA	<i>Monoéthanolamine</i>
MDEA	<i>Méthyl-diéthanolamine</i>
OMS	<i>Organisation mondiale de la santé</i>
PZ	<i>Pipérazine</i>
PSA	<i>Pressure swing adsorption</i>
RDF	<i>Refuse derived fuel</i>
SBTi	<i>Science based target initiative</i>
STEP	<i>Station d'épuration</i>
TEA	<i>Triéthanolamine</i>
TRL	<i>Technology readiness level</i>
VRM	<i>Vertical roller mill</i>

Liste des symboles chimiques

CaCO_3	<i>Carbonate de calcium (calcaire)</i>
CaO	<i>Oxyde de calcium (chaux vive)</i>
Ca(OH)_2	<i>Hydroxyde de calcium (chaux éteinte)</i>
CO_2	<i>Dioxyde de carbone</i>
CO	<i>Monoxyde de carbone</i>
H_2O	<i>Eau</i>
H_2	<i>Dihydrogène</i>
O_2	<i>Dioxygène</i>
N_2	<i>Diazote</i>
NO_x	<i>Oxydes d'azote (NO et NO_2)</i>
SO_x	<i>Oxydes de soufre (SO_2, SO_3)</i>
H_2CO_3	<i>Acide carbonique</i>
H^+	<i>Ion hydrogène</i>
OH^-	<i>Ion hydroxyde</i>
HCO_3^-	<i>Ion bicarbonate</i>
CO_3^{2-}	<i>Ion carbonate</i>
Ca^{2+}	<i>Ion calcium</i>
NH_3	<i>Ammoniac</i>
H_2S	<i>Acide sulfhydrique</i>
MEA	<i>Monoéthanolamine</i>

Introduction Générale

Introduction Générale

Le changement climatique constitue aujourd'hui l'un des défis les plus pressants auxquels l'humanité est confrontée. Ce phénomène, principalement causé par l'augmentation des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, résulte en grande partie des activités humaines, notamment industrielles. Parmi les GES, le dioxyde de carbone (CO_2) est le plus émis, représentant près de 75 % des émissions globales. Sa concentration dans l'atmosphère n'a cessé de croître depuis l'ère préindustrielle, entraînant une élévation des températures mondiales, des phénomènes météorologiques extrêmes, la fonte des glaciers et une acidification accrue des océans.

Dans ce contexte, le secteur industriel joue un rôle central. En particulier, l'industrie cimentière se révèle être l'un des plus grands émetteurs de CO_2 au niveau mondial. Elle est responsable à elle seule d'environ 7 à 8 % des émissions globales de dioxyde de carbone. Cette part importante s'explique par la nature même du procédé de fabrication du ciment, qui génère des émissions à la fois liées à la combustion de combustibles fossiles pour chauffer les fours, et à la réaction chimique de décarbonatation du calcaire ($\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$) lors de la production de clinker.

Face à l'urgence climatique, il devient impératif de réduire drastiquement les émissions de ce secteur. Parmi les solutions envisagées à l'échelle mondiale, la capture, l'utilisation et le stockage du carbone (CCUS) apparaît comme une technologie clé pour accompagner la transition vers une industrie plus sobre en carbone. En particulier, les technologies de captage post-combustion par solvants chimiques, telles que celles utilisant la monoéthanolamine (MEA), sont aujourd'hui parmi les plus matures et les plus prometteuses pour une application à court terme dans les cimenteries.

Dans ce cadre, le présent projet de fin d'études s'inscrit dans une démarche de recherche appliquée à la décarbonation du secteur cimentier. Il vise à modéliser et analyser, à l'aide du logiciel ASPEN HYSYS, le procédé de capture du CO_2 par MEA appliqué à l'usine Lafarge de M'sila, l'une des plus grandes cimenteries d'Algérie. Ce travail a pour objectif d'évaluer la faisabilité et la performance énergétique du système de captage, en explorant différentes configurations et concentrations de CO_2 , et en identifiant les leviers d'optimisation du procédé. Avec le développement continu des technologies de l'information et la digitalisation croissante des processus métiers, la sécurité informatique est devenue un enjeu majeur auquel sont confrontées les organisations. Les systèmes d'information sont exposés à diverses menaces et attaques, telles que des pirates informatiques, des virus, des logiciels malveillants et des failles de sécurité. Pour protéger efficacement leurs actifs numériques et leur réputation, les entreprises doivent prendre des mesures de sécurité proactives.

Chapitre 1

Présentation de l'entreprise

1.1 Introduction

Avant d'aborder en détail le projet de capture de carbone, il convient de présenter le contexte industriel dans lequel il sera mis en œuvre. Ce chapitre est dédié à la présentation de l'entreprise Lafarge, membre du groupe Holcim, un acteur mondial majeur dans le domaine des matériaux de construction. Une attention particulière est portée à sa présence en Algérie, où elle opère plusieurs sites de production, dont l'usine de M'sila. Cette dernière, l'une des plus grandes cimenteries du pays, a été retenue comme site pilote pour la mise en place du projet de capture du CO₂. La présentation de ses activités, de ses caractéristiques techniques et de ses engagements environnementaux permettra de mieux comprendre les enjeux, les contraintes et les opportunités liés à l'intégration de cette technologie innovante.

1.2 Présentation de l'entreprise

1.2.1 Historique et présentation générale

Le groupe Lafarge a été fondé en 1833 par Joseph-Auguste Pavin de Lafarge en France. Depuis sa création, il s'est imposé comme un acteur majeur dans l'industrie des matériaux de construction, notamment dans la production de ciment, granulats et béton. En 2015, Lafarge fusionne avec Holcim, un groupe suisse spécialisé dans le même secteur, pour former LafargeHolcim membre du groupe Holcim, devenant après Holcim, leader mondial des matériaux de construction.

Holcim opère dans plus de 60 pays et emploie environ 63 000 collaborateurs. Son portefeuille de produits comprend du ciment, des granulats, du béton prêt à l'emploi ainsi que des solutions innovantes pour l'industrie de la construction. L'entreprise met un fort accent sur la durabilité et l'innovation technologique afin de minimiser son empreinte environnementale [1].

1.2.2 Présence en Algérie

1. Siège social à Alger
2. Usine à M'Sila
3. Usine à Oggaz
4. Usine à Biskra



Figure 1.1: Cartographie des usines de Holcim en Algérie

1.3 L'Usine Lafarge de M'sila

1.3.1 Présentation Générale

L'usine de M'sila est l'une des plus grandes cimenteries d'Algérie. Elle a été mise en service en Septembre 2002 et constitue une filiale de Lafarge (membre du groupe Holcim).

- **Capacité de production** : 5 millions de tonnes de ciment par an
- **Types de ciment produits** : 5 Chamil, Matine, Sarie, Moukaouem Ciment Class G pour forage pétrolier.
- **Types de clinker produits** : 3 Clinker CPJ, Clinker CRS, Clinker Classe G
- **Certification** : 13ème usine de Holcim certifiée API (American Petroleum Institute) depuis 2022
- **Certifié iso 14001** : Réduction de la consommation énergétique et les dépenses tout en contribuant à la réduction de l'empreinte écologique

1.3.2 Situation Géographique

L'usine est située dans la commune de Hammam Dalaa, à 30 km de la ville de M'sila et à 240 km au sud-est d'Alger. Elle est implantée à proximité immédiate de la carrière de calcaire, principale source de matière première.

1.3.3 Activité Géocycle

Parmi les actions mises en place par l'usine pour réduire son impact environnemental, il y a l'activité Geocycle. Ce processus consiste à réintroduire en petite quantité les boues

issues des stations d'épuration (STEP) dans la production de ciment sans interférer avec la qualité finale. Cette initiative permet non seulement de valoriser ces déchets en les intégrant dans le processus industriel, mais aussi de réduire la consommation de matières premières naturelles. En favorisant l'économie circulaire, l'usine contribue ainsi à une gestion plus durable des ressources et à la réduction de son empreinte écologique. Les engagements environnementaux de Holcim seront abordés plus en détail au point 1.4.

1.3.4 Processus de production du Ciment

- **Extraction et préparation des matières premières**

Le calcaire, principal composant du ciment, est extrait d'une carrière proche de l'usine. Il est complété par d'autres matières premières (argile, sable, minerai de fer, calcaire correctif), issues de carrières plus éloignées. Ces matériaux sont concassés pour obtenir un mélange calibré, appelé "mix", puis envoyés vers la zone de préhomogénéisation.

- **Broyage fin et homogénéisation du cru**

Le mix est finement broyé à l'aide d'un broyeur VRM (Vertical Roller Mill). Trois conteneurs permettent un dosage précis des additifs. La poudre obtenue, appelée "cru", est ensuite homogénéisée dans de grands silos ventilés pour garantir une qualité constante avant la cuisson.

- **Préchauffage et cuisson dans le four rotatif**

Le cru passe dans une tour de préchauffage à cinq étages de cyclones où il est chauffé jusqu'à 800 °C. Il est ensuite introduit dans un four rotatif où la température atteint 1 400 °C. C'est à cette étape que le cru se transforme en clinker, à travers la réaction chimique suivante :



Cette réaction de décarbonatation est la source principale des émissions de CO₂ du procédé cimentier. Elle est inévitable, car liée à la transformation chimique du calcaire, indépendamment du combustible ou de toute autre matière incinérée.

- **Refroidissement et stockage du clinker**

Le clinker est rapidement refroidi pour figer les liaisons chimiques formées à haute température. La chaleur récupérée est en partie réutilisée dans le processus. Le clinker conforme est stocké, tandis que le non conforme est isolé pour une réintégration partielle ultérieure.

- **Broyage final et formulation du ciment**

Le clinker est broyé avec du gypse (pour retarder la prise) et du calcaire (pour réduire la consommation de clinker et donc l'empreinte carbone). Le broyage s'effectue dans un broyeur à boulets à deux compartiments, selon des proportions variables selon le type de ciment.

- **Stockage et expédition du ciment**

Le ciment est stocké dans plusieurs silos de grande capacité, puis expédié soit en vrac pour les usages industriels, soit conditionné en sacs pour la distribution.

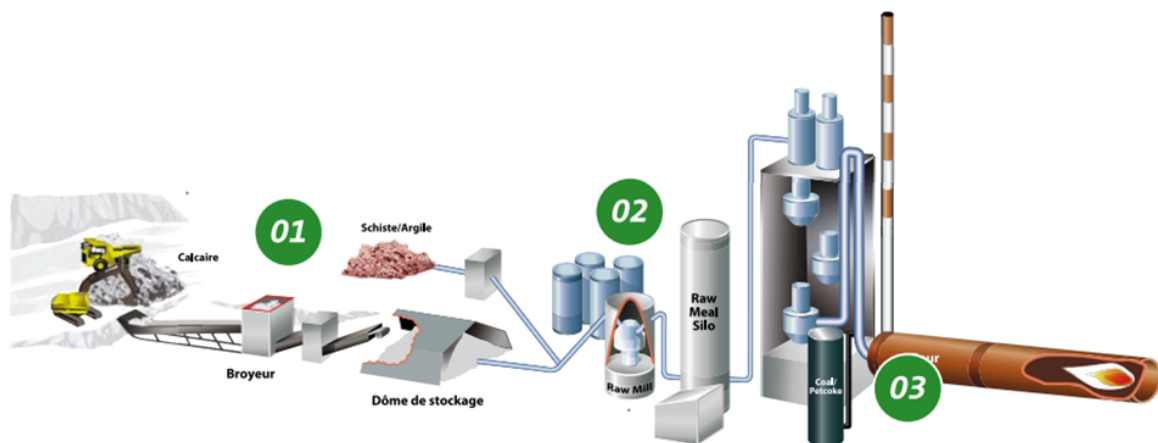


Figure 1.2: Procédé de production de ciment

1.4 Les engagements environnementaux de Holcim El-Djazair

Holcim Algérie, opérant sous la marque Lafarge Algérie, place le développement durable au cœur de sa stratégie d'entreprise. Convaincue que la croissance doit aller de pair avec la responsabilité environnementale, l'entreprise s'engage activement à réduire son empreinte carbone, à promouvoir l'économie circulaire et à avoir un impact positif sur la biodiversité et les communautés [2].

La stratégie de développement durable de Holcim, élaborée avec les parties prenantes internes et externes, vise une neutralité carbone du secteur de la construction d'ici 2050, tout en le rendant circulaire et respectueux de la biodiversité.

1.4.1 Objectifs Climat et Énergie

Holcim s'est engagée dans une transition vers une industrie zéro émission nette en menant des actions concrètes sur l'ensemble de son cycle de production [2] :

- **Objectifs chiffrés :**

- Réduire les émissions nettes de CO₂ à : 550 kg CO₂/tonne de ciment en 2030 et 475 kg CO₂/tonne de ciment à l'horizon 2050

- Réduction de 25 % des émissions depuis 1990
- Réduction de 65 % des émissions indirectes (Scope 2) d'ici 2030
- Validation des objectifs climatiques par la Science Based Target Initiative (SBTi)
- Notée A- par le CDP (Carbon Disclosure Project) pour sa trajectoire de transition carbone
- Signataire du French Business Climate Pledge

- **Leviers d'action :**

- Utilisation d'énergies alternatives (notamment biomasse) : 43,9 % de l'énergie des fours est issue de déchets.

- Optimisation énergétique : efficacité des fours améliorée, certification ISO 50001.
- Réduction du clinker dans les ciments : ajout de calcaire, laitier, cendres volantes.
- Nouveau béton bas-carbone.
- Transport durable : transport fluvial favorisé, réduction du recours à la route.

1.4.2 Économie circulaire

Holcim s'engage pour une gestion durable des ressources et la réduction des déchets, avec pour objectif d'utiliser 100 millions de tonnes de déchets par an d'ici 2030 (contre 60 millions en 2022).

La filiale Geocycle™ Holcim-Lafarge Algérie propose une solution innovante de valorisation des déchets industriels, municipaux et agroalimentaires via le co-processing dans les cimenteries. Ce procédé permet d'utiliser les déchets comme combustibles alternatifs et matières premières de substitution, limitant ainsi l'enfouissement et préservant les ressources naturelles [3].

Geocycle Algérie exploite trois sites (M'Sila, Oggaz, Biskra) et un siège à Alger, avec une capacité de traitement allant jusqu'à :

- 100 m³/jour de déchets liquides (boues pétrolières, huiles usées, solvants, etc.).
- 14 m³/jour de déchets solides (produits périmés, produits chimiques, déchets agroalimentaires, etc.).

Les déchets sont détruits à haute température dans les fours à ciment, garantissant une destruction complète des substances nocives tout en valorisant leur énergie et leur fraction minérale.

Geocycle collabore avec divers secteurs industriels (pétrolier, agroalimentaire, chimique, pharmaceutique) et les collectivités locales. Un exemple notable est le co-traitement récent des produits pharmaceutiques périmés, renforçant la sécurité de la gestion des déchets en Algérie.

Présent dans plus de 60 pays et au service de plus de 10 000 clients, Geocycle offre des solutions conformes aux normes environnementales, sanitaires et réglementaires, contribuant activement à l'économie circulaire et à la protection des ressources naturelles [4].

1.4.3 Protection de l'environnement et biodiversité

Holcim prend en compte l'impact du changement climatique sur la biodiversité et la gestion de l'eau [2] :

- Objectif 2030 : réduire la consommation d'eau à 262 L/tonne de ciment (contre 291 L en 2022).
- Toutes les carrières disposent d'un plan de réaménagement.
- Mise en place de plans biodiversité pour les carrières les plus sensibles.

1.4.4 Communautés et Sécurité

Holcim s'engage également à avoir un impact social positif [2] :

- Objectif Zéro accident d'ici 2030
- Chaque site doit avoir un plan d'implication des parties prenantes (déjà en place en 2022)
- Suivi du respect des droits humains

	CLIMAT & ÉNERGIE 	ÉCONOMIE CIRCULAIRE 	ENVIRONNEMENT 	COMMUNAUTÉS 
OBJECTIF	Réduire les émissions de CO ₂	Favoriser la valorisation des déchets	Réduire la consommation d'eau	Créer de la valeur partagée
INDICATEURS CLÉS	CO ₂ émis (kg CO ₂ / t ciment)	Déchets valorisés (millions tonnes)	Eau économisée (l eau / t ciment)	Valeur partagée (millions de nouveaux bénéficiaires)
PERFORMANCE 2019	561	48	299	5,9
% de changement par rapport à 2018	- 1,4%	+ 4,3%	- 5,7%	+ 5,4%
OBJECTIF 2022	550	60	291	7
OBJECTIF 2030	475	100	262	10

Figure 1.3: Objectifs Holcim 2030 et 2050

1.5 Conclusion

Au terme de ce chapitre, nous avons dressé un portrait complet de l'entreprise Lafarge au sein du groupe Holcim, en mettant en lumière son implantation stratégique en Algérie et les caractéristiques techniques de son usine de M'sila. Nous avons également souligné les efforts déployés par l'entreprise pour réduire son empreinte environnementale à travers des actions concrètes en matière d'économie circulaire, d'efficacité énergétique et de préservation des ressources. Dans le prochain chapitre, nous nous penchons sur les procédés de capture du carbone, en particulier ceux basés sur l'absorption chimique, pour évaluer leur pertinence dans le cadre de notre projet à M'sila.

Chapitre 2

Changement climatique et capture de carbone

2.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude des technologies de décarbonation appliquées au secteur industriel, qui occupent aujourd'hui une place centrale dans la lutte contre l'augmentation des émissions de dioxyde de carbone (CO_2). Après avoir rappelé les grandes lignes du cycle du carbone ainsi que les principales sources d'émissions d'origine anthropique, nous présentons les différentes approches technologiques permettant de capter le CO_2 , en les classant selon leur mode d'application : en amont ou en aval des processus de combustion, ou encore via des procédés spécifiques comme l'oxycombustion.

Parmi l'ensemble des technologies abordées, une attention particulière est accordée à l'absorption chimique par les amines, en raison de son haut niveau de maturité, de sa large documentation scientifique et de son potentiel d'application à grande échelle dans l'industrie. Enfin, les procédés étudiés sont comparés selon plusieurs critères : leur efficacité de captage, leurs contraintes techniques et énergétiques, ainsi que leur potentiel de déploiement dans un cadre industriel existant.

2.2 Changement climatique et capture de carbone

2.2.1 Le cycle du carbone

Le carbone est un élément chimique fondamental, présent dans toutes les formes de vie et dans de nombreux composés non vivants. Il joue un rôle central dans les cycles biogéochimiques de la Terre, notamment le cycle du carbone, qui régule la concentration de dioxyde de carbone dans l'atmosphère et influence le climat global [5].

Les deux formes principales du carbone

Le carbone existe principalement sous deux formes dans la nature :

- **Carbone organique :**

Présent dans les composés organiques, il est associé aux êtres vivants ou à leurs résidus. Il est lié à d'autres éléments comme l'hydrogène, l'oxygène, l'azote ou le phosphore. Les hydrocarbures, composés uniquement de carbone et d'hydrogène, en sont un exemple typique [6].

- **Carbone inorganique :**

Présent dans des composés qui ne sont pas liés au vivant, tels que le dioxyde de carbone (CO_2) atmosphérique ou les carbonates comme le calcaire (CaCO_3) [6].

Le dioxyde de carbone, bien qu'il contienne du carbone, est classé parmi les composés inorganiques car il ne contient pas d'hydrogène et n'est pas directement associé aux organismes vivants.

Le cycle du carbone inorganique

Le cycle du carbone inorganique, également appelé cycle géologique du carbone, décrit les échanges de carbone entre l'atmosphère, l'hydrosphère (océans), la lithosphère (roches) et le manteau terrestre sur des échelles de temps géologiques. Ce cycle participe activement à l'équilibre climatique de la terre en régulant la quantité de CO_2 dans l'atmosphère (Figure 2.1) [7].

- **Dégazage volcanique**

Le cycle commence par le dégazage du manteau terrestre lors des éruptions volcaniques, qui libèrent du CO_2 dans l'atmosphère. Ce processus contribue à l'accumulation de CO_2 atmosphérique.

- **Altération des silicates**

Le CO_2 atmosphérique se dissout dans l'eau de pluie pour former de l'acide carbonique (H_2CO_3), qui réagit avec les silicates des roches, les altérant et libérant des ions calcium (Ca^{2+}) et du bicarbonate (HCO_3^-). Cette réaction consomme du CO_2 , réduisant ainsi sa concentration atmosphérique.

- **Transport vers les océans**

Les ions produits par l'altération sont transportés par les rivières vers les océans, où ils peuvent précipiter sous forme de carbonates, principalement du carbonate de calcium (CaCO_3), formant des sédiments marins.

- **Subduction et recyclage**

Les plaques tectoniques océaniques, chargées de sédiments carbonatés, peuvent être subduites dans le manteau terrestre. Sous haute pression et température, les carbonates se décomposent, libérant du CO_2 qui peut être émis à nouveau dans l'atmosphère par le volcanisme, bouclant ainsi le cycle.

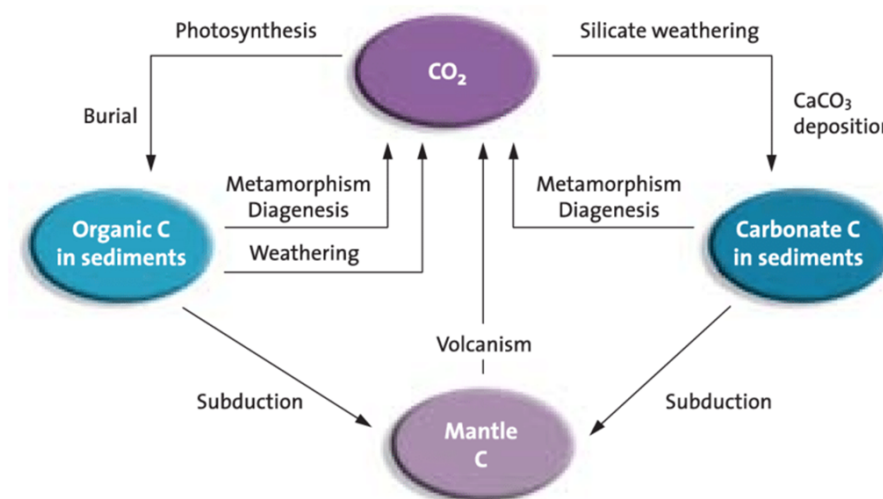


Figure 2.1: Cycle du carbone inorganique

2.2.2 Origines des émissions de CO_2

Le dioxyde de carbone est le principal gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique, représentant environ 75 % des émissions mondiales de GES [9]. Il contribue fortement au réchauffement climatique car il piège la chaleur dans l'atmosphère, perturbant ainsi l'équilibre énergétique de la planète. L'augmentation rapide de sa concentration dans l'air depuis l'ère préindustrielle est directement liée aux activités humaines.

Énergies fossiles

La combustion des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) constitue la principale source d'émission de CO_2 dans le monde, représentant à elle seule près de 87 % des émissions mondiales de CO_2 en 2022 [10]. Cette combustion est largement utilisée pour produire de l'électricité, alimenter les systèmes de chauffage, et faire fonctionner les moyens de transport. Les centrales thermiques à charbon, en particulier, émettent de grandes quantités de CO_2 par kilowattheure produit, et restent encore aujourd'hui très utilisées dans de nombreuses régions.

Industries

Les procédés industriels, en particulier dans les secteurs du ciment, de l'acier et de la chimie, sont responsables de près de 24 % des émissions mondiales de CO_2 [11]. Ces émissions ne proviennent pas uniquement de l'énergie utilisée dans ces usines, mais aussi de réactions chimiques libérant directement du CO_2 .

Affectation des sols

Les changements d'affectation des sols, notamment la déforestation, représentent une autre source significative d'émissions. Lorsqu'une forêt est détruite, le carbone stocké dans les arbres est relâché dans l'atmosphère sous forme de CO_2 . En parallèle, cela réduit la capacité des écosystèmes à absorber ce gaz. Ces transformations contribuent à près de 11 % des émissions mondiales de GES [12], et touchent principalement les zones tropicales.

Gestion des déchets et activité agricole

La gestion des déchets et les activités agricoles participent aussi aux émissions de CO_2 . La décomposition des matières organiques dans les décharges libère du CO_2 et du méthane (CH_4), un GES encore plus puissant. L'agriculture, quant à elle, émet du CO_2 par le biais du machinisme, mais aussi du N_2O via l'usage excessif d'engrais azotés. Ensemble, ces secteurs représentent environ 18 % des émissions mondiales de GES, avec une part croissante dans les pays en développement [11].

Ces diverses sources témoignent de l'impact majeur des activités humaines sur le cycle du carbone. L'accumulation continue de CO_2 dans l'atmosphère est aujourd'hui l'un des principaux moteurs du changement climatique, avec des conséquences graves sur les écosystèmes, la biodiversité et la stabilité climatique mondiale [13].

2.2.3 Émissions de dioxyde de carbone dans les industries

Le secteur industriel est l'un des principaux contributeurs aux émissions mondiales de dioxyde de carbone (CO_2), représentant environ 24% des émissions globales en 2022 [11]. Parmi les industries les plus émettrices figurent les secteurs de l'acier, du ciment, de l'aluminium et de la production d'engrais, dont les procédés de fabrication sont particulièrement énergivores et fortement émetteurs. La figure 2.2 illustre la part relative de ces différents secteurs dans les émissions industrielles totales. On remarque que le secteur du ciment à lui seul est responsable d'environ 30% des émissions industrielles, principalement en raison des émissions de procédé issues de la décarbonatation du calcaire.

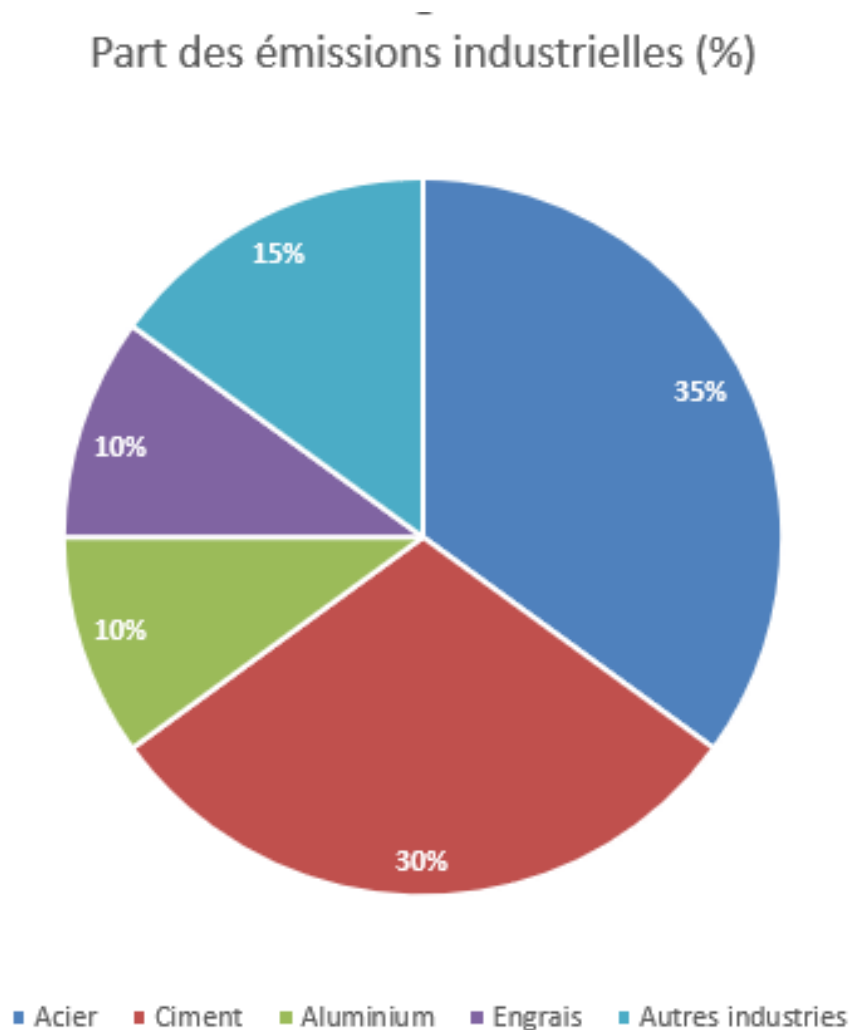


Figure 2.2: Répartition des émissions industrielles par secteur

Par conséquent, l'industrie cimentière occupe une place particulièrement importante dans le panorama des émissions mondiales. À elle seule, elle est responsable d'environ 7 à 8 % des émissions globales de CO_2 , ce qui la place au rang de troisième émetteur mondial, si elle était considérée comme un pays, juste derrière la Chine et les États-Unis [14]. Cette contribution massive s'explique par deux grandes sources d'émissions :

- La décarbonatation du calcaire (CaCO_3) : pour produire du clinker, le composant principal du ciment, le calcaire est chauffé à environ 1 450 à 1 500°C. Cette opération libère du CO_2 selon la réaction suivante :



Cette étape, purement chimique, représente près de 60 % des émissions totales du secteur cimentier [3].

- La combustion de combustibles fossiles : pour atteindre les températures nécessaires à la calcination, des combustibles comme le charbon, le coke de pétrole ou encore des déchets sont brûlés dans les fours. Cela contribue aux 40 % restants des émissions de CO_2 dans ce secteur [15].

En cumulant ces deux sources, l'industrie du ciment devient un enjeu central dans la lutte contre le changement climatique. Elle illustre bien le défi de la décarbonation industrielle, car les émissions ne proviennent pas uniquement de l'énergie utilisée, mais aussi des procédés chimiques eux-mêmes, difficiles à substituer sans innovation majeure.

Enfin, les émissions mondiales de CO_2 liées à la combustion d'énergie dans les applications industrielles ainsi qu'aux procédés industriels ont poursuivi leur progression au cours du XXI^e siècle. En 2023, elles ont dépassé les 10,8 Gt CO_2 /an (Figure 2.3), confirmant une tendance haussière entamée depuis 1900, où elles étaient inférieures à 1 Gt CO_2 /an. Cette augmentation est en grande partie portée par les pays émergents, dont la part dans les émissions totales ne cesse de croître [16].

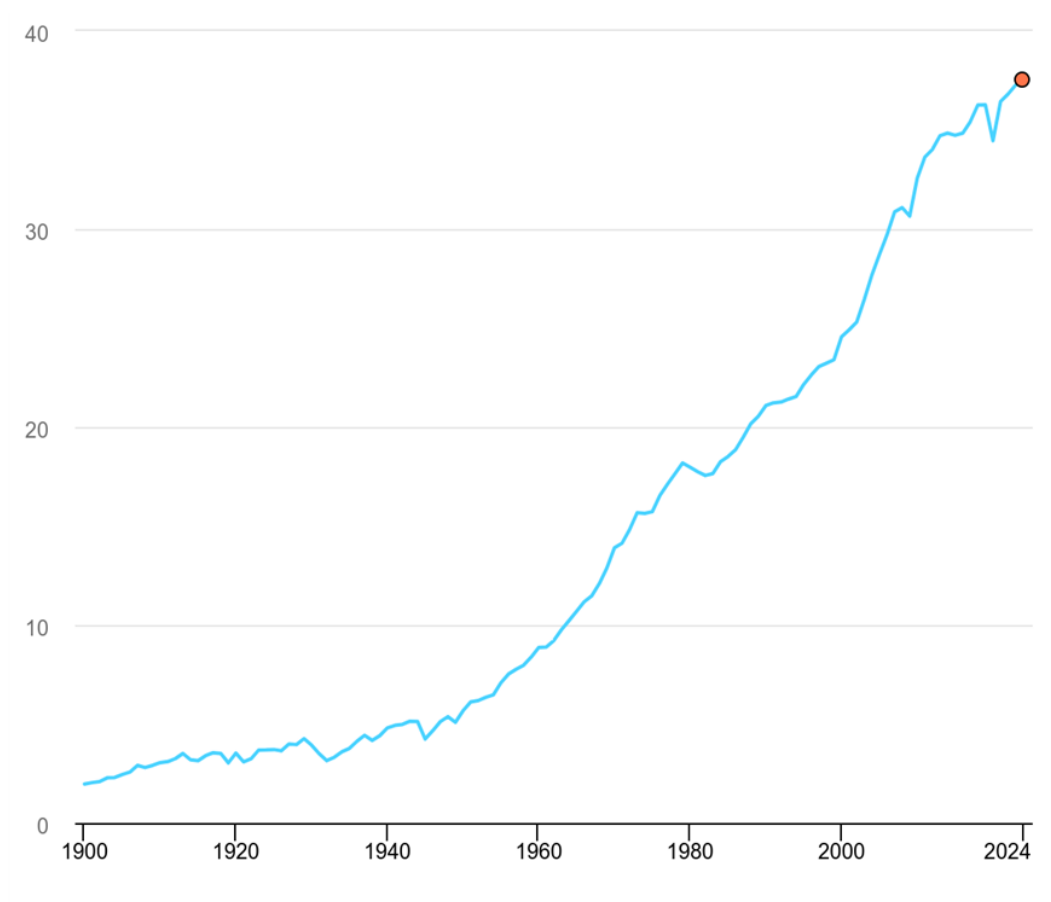


Figure 2.3: Émissions mondiales de CO_2 provenant de la combustion d'énergie et des procédés industriels et leur évolution annuelle (1900–2023) [16]

2.2.4 Impacts du CO_2 sur l'environnement et la santé

Effets environnementaux

Le dioxyde de carbone est l'un des principaux gaz à effet de serre d'origine anthropique, ayant une durée de vie atmosphérique particulièrement longue – de plusieurs décennies à plusieurs siècles. Lorsqu'il est émis en excès, notamment par la combustion des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) et certaines activités industrielles, il contribue

à renforcer l'effet de serre naturel de la Terre. Ce phénomène provoque un déséquilibre énergétique, piégeant davantage de chaleur dans l'atmosphère, ce qui mène au réchauffement climatique [9].

Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), la température moyenne mondiale a augmenté d'environ 1,1 °C depuis la période préindustrielle (1850-1900), et les projections indiquent que ce réchauffement pourrait atteindre ou dépasser les 1,5 °C d'ici 2030 si aucune mesure ambitieuse n'est prise [9]. Cette augmentation progressive mais persistante de la température planétaire a des répercussions considérables sur l'équilibre climatique et les systèmes naturels.

• Intensification des phénomènes climatiques extrêmes

L'un des effets les plus visibles de l'augmentation du CO₂ est la multiplication des événements climatiques extrêmes, tant en fréquence qu'en intensité. Cela inclut [13]:

- Les vagues de chaleur prolongées, qui affectent la santé humaine, réduisent les rendements agricoles, et accentuent la demande énergétique (climatisation).
- Les sécheresses intenses, qui compromettent les ressources en eau douce, menacent la sécurité alimentaire, et favorisent la désertification.
- Les inondations causées par des précipitations extrêmes ou la montée des eaux, endommageant les infrastructures et perturbant les écosystèmes aquatiques.
- Les tempêtes tropicales et cyclones, de plus en plus puissants à cause du réchauffement des océans, avec des impacts dévastateurs sur les zones côtières.

• Fonte des glaciers et élévation du niveau des mers

La hausse des températures mondiales provoque également la fonte rapide des glaciers, des calottes glaciaires polaires (notamment au Groenland et en Antarctique), et du pergélisol. Ces phénomènes contribuent à l'élévation du niveau des mers, estimée aujourd'hui à environ 3,4 mm par an, avec une accélération au fil des décennies [13]. Ce phénomène menace particulièrement :

- Les populations vivant dans les zones côtières basses (comme le Bangladesh, les îles du Pacifique).
- Les écosystèmes littoraux (mangroves, deltas, estuaires).
- Les infrastructures urbaines situées en bord de mer.

• Perturbation des écosystèmes et de la biodiversité

L'excès de CO₂ agit comme un stresser écologique. Les changements de température et de régimes pluviométriques perturbent les habitats naturels, forçant de nombreuses espèces animales et végétales à migrer ou à disparaître. Des écosystèmes entiers, tels que les forêts boréales, les zones humides ou les récifs coralliens, sont menacés par ces changements soudains et souvent irréversibles. La perte de biodiversité altère les fonctions écologiques fondamentales (pollinisation, régulation du climat, purification de l'eau, etc.), mettant en danger l'équilibre des systèmes naturels [17].

- **Acidification des océans**

Enfin, une part importante du CO_2 émis est absorbée par les océans – environ 25 % selon les estimations récentes. Si cette absorption ralentit en partie le réchauffement global, elle entraîne un autre problème majeur : l'acidification des océans. Le CO_2 réagit avec l'eau de mer pour former de l'acide carbonique (H_2CO_3), qui libère ensuite des ions hydrogène (H^+), réduisant ainsi le pH de l'eau océanique. Depuis l'ère industrielle, le pH moyen des océans a chuté de 8,2 à environ 8,1, ce qui représente une acidification de près de 30 % [18].

Cette modification chimique a de graves répercussions sur la faune et la flore marines, notamment :

- Les organismes calcifiants (coraux, mollusques, oursins, coccolithophores, etc.) qui peinent à construire et maintenir leurs structures calcaires.
- La chaîne alimentaire marine, qui se trouve déséquilibrée par la disparition d'espèces sensibles.
- Les zones de pêche, essentielles à la sécurité alimentaire de nombreuses populations humaines.

Effets sur la santé humaine

Le dioxyde de carbone, bien qu'il soit un gaz naturellement présent dans l'atmosphère et non toxique à faible concentration, constitue un facteur indirect mais majeur de dégradation de la santé humaine. Ce n'est pas tant sa présence directe qui est problématique, mais plutôt ses conséquences en cascade sur la qualité de l'air, le climat et les conditions environnementales dans lesquelles vivent les populations. À mesure que les émissions de CO_2 augmentent, les effets sur la santé humaine se multiplient, touchant particulièrement les populations vulnérables comme les enfants, les personnes âgées, ou celles vivant dans des zones fortement urbanisées ou exposées à la pollution.

- **Pollution de l'air liée aux sources de CO_2**

Les activités humaines responsables des émissions de CO_2 , en particulier la combustion d'énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) dans les transports, l'industrie et la production d'électricité, génèrent également un large éventail de polluants atmosphériques nocifs. Parmi ceux-ci figurent les particules fines ($\text{PM}_{2.5}$), les oxydes d'azote (NO_x) et le dioxyde de soufre (SO_2). Ces substances, bien plus toxiques que le CO_2 lui-même, sont inhalées quotidiennement par des millions de personnes, provoquant des inflammations chroniques des voies respiratoires, des affections pulmonaires graves, et des maladies cardiovasculaires.

Selon l'Organisation mondiale de la santé (OMS), environ 7 millions de décès prématurés par an sont liés à la pollution de l'air, dont une grande partie est attribuable à ces polluants émis en parallèle du CO_2 [19]. De nombreuses études épidémiologiques ont établi un lien solide entre l'exposition prolongée à la pollution atmosphérique et l'asthme, la bronchopneumopathie chronique obstructive (BPCO), les crises cardiaques, et même certains cancers du poumon.

- **Réchauffement climatique et stress thermique**

L'accumulation de CO₂ dans l'atmosphère intensifie l'effet de serre naturel, contribuant directement au réchauffement climatique. L'augmentation des températures mondiales entraîne une fréquence accrue de vagues de chaleur extrême, dont les effets sur la santé humaine sont sévères. Les périodes prolongées de fortes chaleurs peuvent provoquer des coups de chaleur, des déshydratations aiguës, et une aggravation des maladies chroniques telles que l'insuffisance cardiaque, le diabète ou l'hypertension.

Les personnes âgées, les jeunes enfants, les malades chroniques et les personnes travaillant à l'extérieur sont particulièrement exposés. Durant la canicule de 2003 en Europe, par exemple, plus de 70 000 décès supplémentaires ont été enregistrés, soulignant l'impact direct des conditions climatiques extrêmes sur la mortalité humaine [19].

- **Propagation des maladies infectieuses**

Le changement climatique induit par les émissions de CO₂ modifie profondément les conditions environnementales, en particulier la répartition géographique des vecteurs de maladies infectieuses, tels que les moustiques et les tiques. En effet, les zones tempérées deviennent progressivement propices au développement d'insectes porteurs de virus tropicaux. Ainsi, des maladies comme le paludisme, la dengue, le virus Zika ou le chikungunya apparaissent désormais dans des régions autrefois épargnées, y compris en Europe méridionale ou en Amérique du Nord [20].

Cette expansion géographique représente un nouveau défi sanitaire, avec des systèmes de santé souvent mal préparés à faire face à ces pathologies émergentes. Par ailleurs, le climat plus chaud et plus humide favorise également la prolifération de moisissures, bactéries et allergènes, ce qui augmente le risque d'allergies respiratoires et de maladies infectieuses respiratoires.

2.3 Technologies de décarbonation dans l'industrie

La décarbonation industrielle vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre, principalement le dioxyde de carbone, issues des processus industriels.

Les leviers de la décarbonation industrielle repose sur deux axes principaux : la réduction des émissions à la source ou en précombustion (via l'optimisation énergétique, l'utilisation de matières premières alternatives et de combustibles alternatifs (AFR)) [21] et le captage du CO₂ émis, qui peut être en post combustion, plus connu sous le nom de CCUS (Carbone Capture Utilisation and Storage) ou directement de l'air ambiant (Direct Air Capture ou DAC) [22]. Ces stratégies sont essentielles pour atteindre les objectifs climatiques mondiaux.

2.3.1 Levier en précombustion

La décarbonation en précombustion regroupe l'ensemble des leviers visant à limiter les émissions de CO₂ en amont du processus industriel, soit en capturant le carbone avant

la combustion soit en substituant les matières premières et les combustibles fossiles par des alternatives moins carbonées, à travers l'utilisation des Alternative Fuels and Raw materials (AFR).

Capture de carbone en précombustion

La précombustion consiste à transformer les combustibles fossiles en un gaz de synthèse (syngas) riche en hydrogène, permettant de capturer le CO_2 avant la combustion par le biais de la réaction de conversion eau-gaz (water-gas shift), la vapeur d'eau réagit avec le monoxyde de carbone (CO) pour produire du dioxyde de carbone (CO_2) et de l'hydrogène (H_2). Le CO_2 ainsi formé doit être capturé afin d'obtenir un combustible sans carbone. Ce procédé est généralement utilisé dans la production d'hydrogène dans les centrales électriques, de gaz de synthèse ou d'ammoniac en industrie chimique [23].

Alternative Fuels and Raw materials (AFR)

Les combustibles et matières premières alternatifs (AFR) désignent des déchets sélectionnés et des sous-produits contenant des substances utiles pouvant être utilisés pour remplacer partiellement ou totalement les combustibles fossiles et les matières premières minérales naturelles. Cette pratique s'inscrit dans une logique de valorisation des déchets et de réduction de l'impact environnemental [21].

L'utilisation des AFR permet ainsi de diminuer l'empreinte carbone des industries, en réduisant la consommation de ressources naturelles et les émissions liées à l'utilisation des énergies fossiles.

Bien que leur usage soit particulièrement répandu dans l'industrie du ciment, d'autres secteurs y ont également recours :

- Industrie sidérurgique : utilisation de biomasse ou de gaz de récupération comme combustibles alternatifs pour la production d'acier [24].
- Centrales électriques : co-combustion de biomasse et de déchets RDF (Refuse Derived Fuel) pour produire de l'énergie
- Industrie du verre : incorporation de calcin (verre recyclé) à la place du sable, ce qui diminue les besoins énergétiques et les émissions de CO_2 [25].

2.3.2 Oxyfuel

La combustion oxyfuel est une technologie de combustion avancée dans laquelle le combustible est brûlé non pas dans l'air, mais dans un mélange constitué d'oxygène pur et de gaz de combustion recyclés. Cette configuration permet de s'affranchir de l'azote contenu dans l'air, qui représente environ 78 % de sa composition, et qui, dans les combustions classiques, entraîne la formation de polluants comme les NO_x . Deux principales variantes de cette technologie existent (Figure 2.4). La première consiste à utiliser de l'oxygène pur comme comburant. Dans ce cas, les gaz de combustion produits sont uniquement composés de CO_2 et de vapeur d'eau, ce qui permet de capturer

directement le CO_2 sans avoir à le séparer d'autres gaz, simplifiant ainsi le processus de séquestration. La seconde option consiste à mélanger l'oxygène avec du CO_2 recyclé, ce dernier jouant le rôle de gaz inerte, remplaçant ainsi l'effet thermique de l'azote dans les chaudières conçues initialement pour la combustion à l'air. Le remplacement de l'azote par du CO_2 recyclé entraîne une concentration élevée de CO_2 (jusqu'à 90 % en base sèche) dans les fumées, ce qui simplifie les procédés de séparation (par adsorption ou absorption). Par ailleurs, le CO_2 joue un rôle de gaz tampon, permettant de réguler la température de la flamme et d'assurer le transport thermique nécessaire à la combustion, en compensant l'absence d'azote [26].

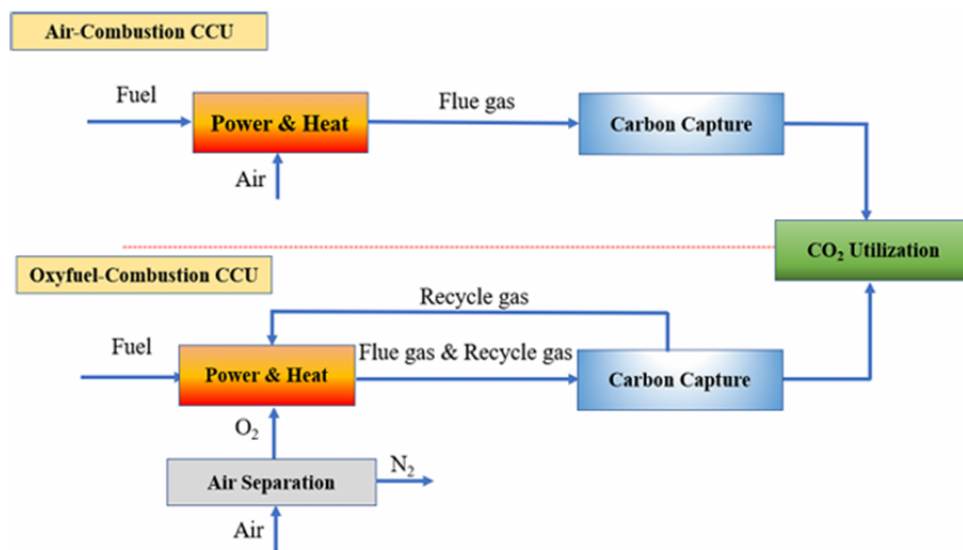


Figure 2.4: Comparaison schématique de la capture de CO_2 par le procédé en combustion à l'air et en combustion oxyfuel

Des études expérimentales (Yushiie et al.) ont confirmé que ce procédé permet également de réduire les émissions de NO_x , couramment générées dans les combustions à l'air. Grâce à cette technologie, les émissions indésirables peuvent être maîtrisées tout en facilitant la capture du CO_2 [27].

2.3.3 Levier en post combustion

Les techniques de capture post-combustion consistent à séparer le CO_2 des gaz de fumée après que le combustible ait été brûlé. Dans l'idéal, une étape de désulfuration (De-SO_x) est intégrée en amont pour éliminer les oxydes de soufre avant la capture.

L'un des principaux avantages de cette méthode est qu'il s'agit d'une technologie en bout de chaîne (end-of-pipe), ce qui signifie qu'elle peut être ajoutée sans modifications majeures des installations existantes. Toutefois, la pression partielle du CO_2 dans les fumées influence fortement la complexité du procédé. Malgré cela, il existe aujourd'hui plusieurs technologies disponibles et adaptées à la capture du CO_2 après combustion [28]. Le CO_2 peut être capturé suivant différents opérations chimique ou physique : Absorption, Adsorption, Filtration...

Adsorption

L'adsorption repose sur l'adhésion du CO_2 à la surface d'un solide, par des mécanismes de physisorption ou de chimisorption, selon les propriétés fonctionnelles de la surface. Différents matériaux sont utilisés en fonction de leur porosité et de leur affinité avec le CO_2 , comme le charbon actif ou les zéolites (Figure 2.5). Ces matériaux sont généralement poreux, avec une surface spécifique élevée, optimisée pour maximiser la capture du CO_2 . La taille des pores, ainsi que la nature et le degré de fonctionnalisation, influencent directement la capacité et la cinétique d'adsorption du CO_2 . Les adsorbant basé sur les amines sont plus efficaces pour la capture du CO_2 et sont moins affecté par la pression et l'humidité [29].

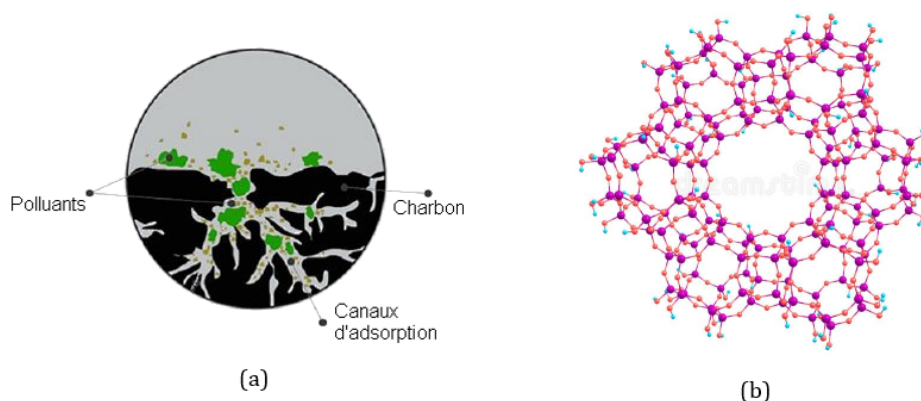


Figure 2.5: (a) Schéma expliquant le procédé d'adsorption sur un grain de charbon actif (b) modèle moléculaire de zéolite

Afin d'augmenter l'efficacité de la séparation du CO_2 par adsorption, les chercheurs ont développé une nouvelle technique consistant à moduler la pression : il s'agit de l'adsorption modulée en pression (Pressure Swing Adsorption ou PSA).

La PSA est une technique utilisée pour séparer certaines espèces gazeuses d'un mélange (généralement l'air ou les gaz de combustion), en s'appuyant sur les caractéristiques moléculaires des gaz et leur affinité avec un matériau adsorbant. Il s'agit d'un procédé cyclique, permettant une séparation continue des flux gazeux par des variations périodiques de pression. Ces variations ont pour but d'optimiser l'élimination des contaminants, et font de la PSA une solution envisageable pour la séparation du CO_2 dans les fumées contenant environ 5 à 15 % v/v de CO_2 (Carbon dioxide capture by pressure swing adsorption)[30].

Le processus repose sur deux phases principales : l'adsorption, réalisée à haute pression, où le CO_2 est retenu préférentiellement par le matériau adsorbant, et la désorption, effectuée à basse pression, qui permet de libérer le CO_2 capturé et de régénérer le lit adsorbant (Figure 2.6). La désorption permet ainsi d'assurer la continuité du cycle et l'efficacité du procédé sur le long terme.

Pour atteindre une performance donnée, le procédé PSA peut comprendre plusieurs étapes, colonnes et durées de cycle. Une configuration de base inclut quatre étapes : pressurisation, alimentation (feed), détente (blowdown) et purge [31].

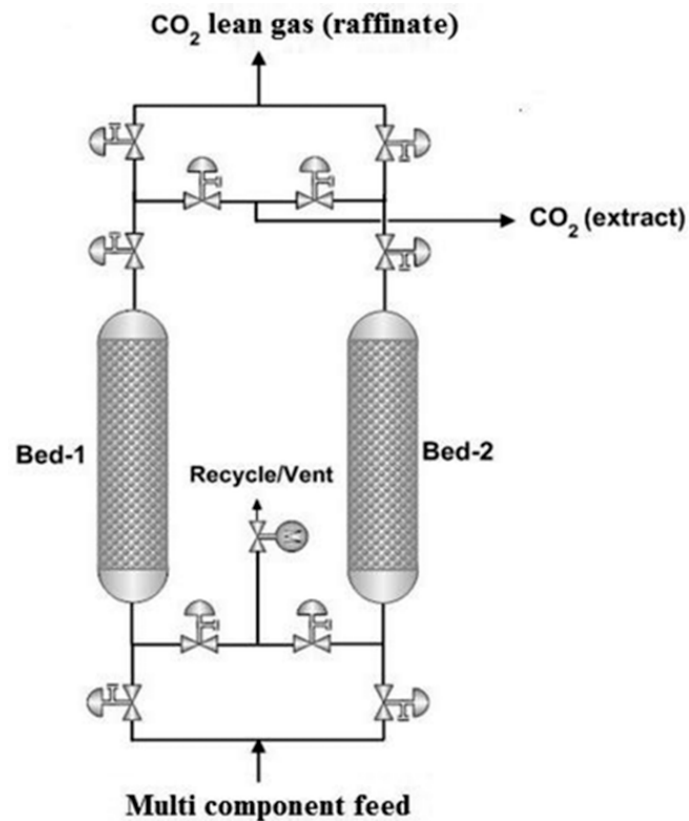


Figure 2.6: Schéma du procédé de PSA [32]

Séparation cryogénique

La séparation cryogénique repose sur la différence de température de changement d'état entre le CO₂ et les autres composants d'un gaz (principalement O₂, N₂, H₂O). En abaissant la température du mélange gazeux, on peut liquéfier ou solidifier sélectivement le CO₂, ce qui permet de l'extraire du flux. Cette méthode nécessite généralement une concentration en CO₂ supérieure à 50 % pour rester économiquement et énergétiquement viable, car la réfrigération est coûteuse. Elle est souvent utilisée après oxycombustion, dans des unités de purification du CO₂, notamment pour la compression et la liquéfaction en vue du transport ou du stockage [33].

On peut la séparer en 2 types de séparation cryogénique en fonction de l'état physique du CO₂ lors de la séparation du mélange gazeux (Figure 2.7)

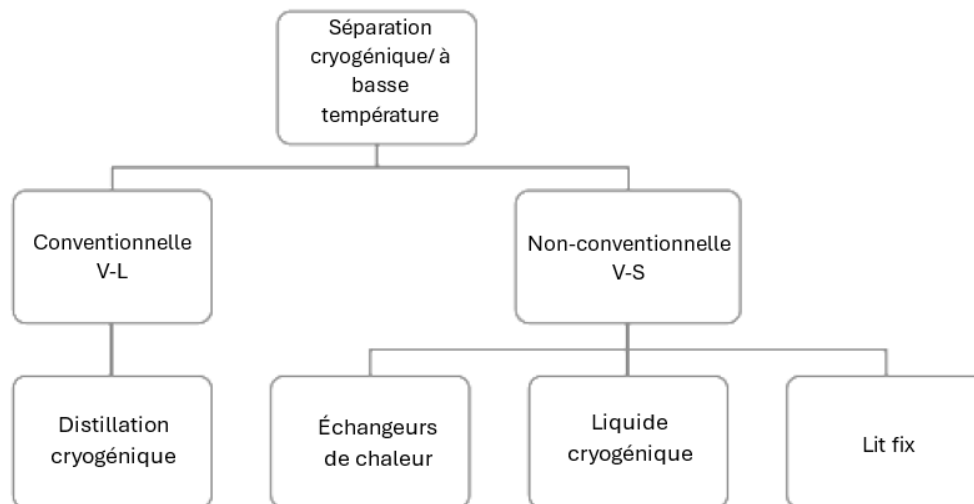


Figure 2.7: Classification des méthodes de séparation cryogénique

- **Conventionnelle vapeur-liquide (distillation cryogénique) :**

La distillation cryogénique conventionnelle est une méthode établie qui sépare les gaz en exploitant leurs différents points d'ébullition. Le CO_2 est condensé à l'état liquide, tandis que les composants plus volatils (O_2 , N_2 , Ar) restent à l'état gazeux. Cette méthode est employée dans la purification du gaz naturel et les procédés industriels à haute pression. Pour éviter la formation de CO_2 solide (qui peut obstruer les équipements), la distillation extractive est parfois utilisée avec des hydrocarbures lourds (comme l'éthane) pour augmenter la solubilité du CO_2 et faciliter la séparation. Cette technologie est efficace mais énergivore à cause des besoins en compression et refroidissement [33]. Le procédé est schématisé dans la figure 2.8

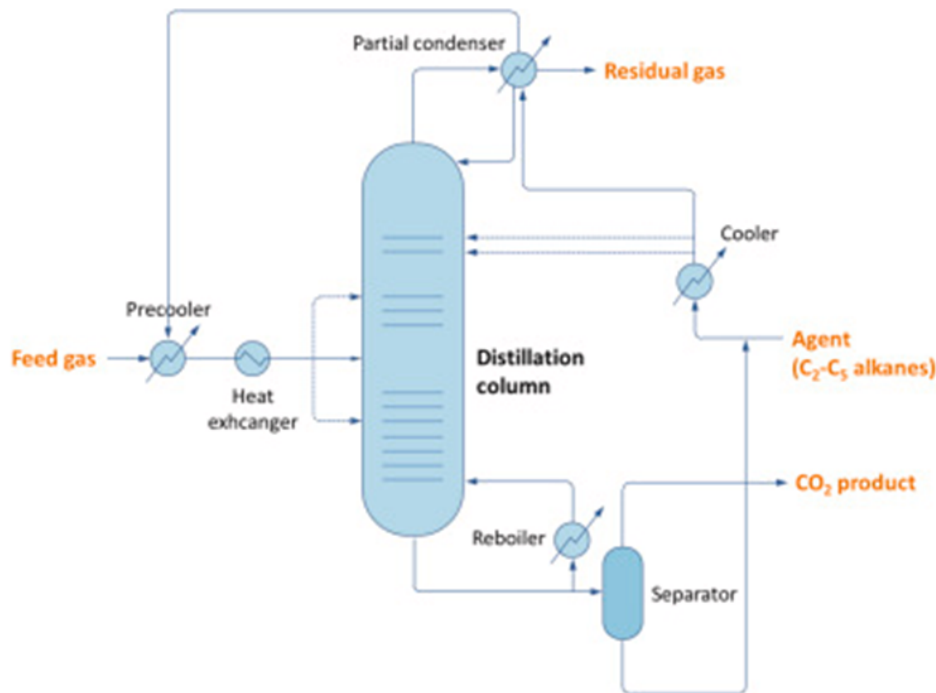


Figure 2.8: Schéma de procédé de séparation cryogénique du CO₂ par distillation [34]

- **Non-conventionnelle vapeur-solide :**

- **Liquide cryogénique:** Dans cette approche, on provoque la désublimation du CO₂ (gaz → solide) en le mettant en contact direct avec un liquide cryogénique (par exemple, de l'isopropane refroidi). Ce liquide agit à la fois comme source de refroidissement et milieu de transport pour les particules solides de CO₂ formées. Le solide est ensuite récupéré par filtration. Le liquide est généralement recyclé dans un circuit fermé, ce qui limite les pertes. La méthode peut être mise en œuvre dans des colonnes à bulles (à petite échelle), tours de pulvérisation ou lits fluidisés (potentiellement à grande échelle). Cette technique permet de réduire l'encrassement des surfaces d'échange thermique et présente un bon rendement énergétique (environ 0,74 MJ/kg CO₂) [33].

- **Échangeurs de chaleur:** Les échangeurs de chaleur cryogéniques sont utilisés pour refroidir progressivement les gaz et permettre la désublimation contrôlée du CO₂ sur des surfaces métalliques froides. Un système typique comprend trois échangeurs : un pour le pré-refroidissement du flux entrant, un pour la capture du givre de CO₂ (frosting), et un troisième pour le dégivrage (defrosting) afin de récupérer le CO₂. Le système fonctionne en alternant entre les phases de givrage et de dégivrage (thermal swing). Toutefois, la formation du givre sur les surfaces d'échange réduit l'efficacité thermique, ce qui nécessite un sur-refroidissement et augmente la consommation d'énergie [33] (Figure 2.9).

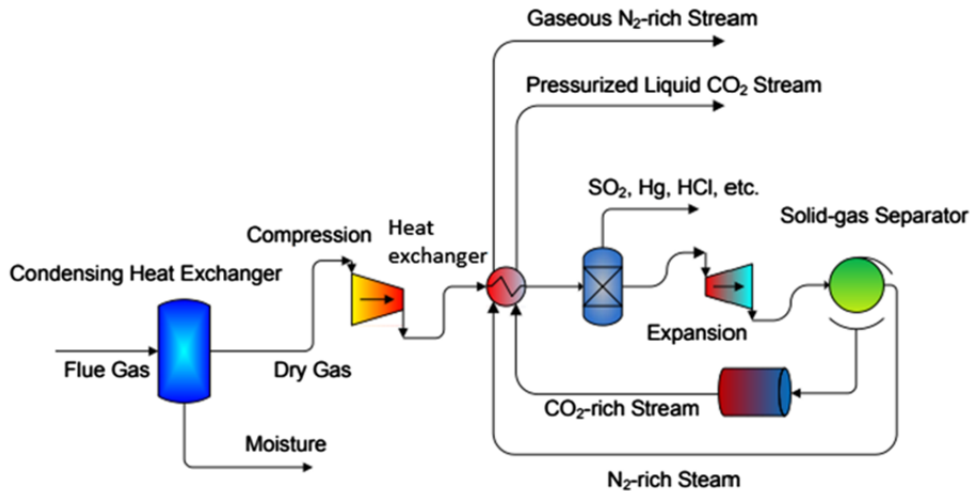


Figure 2.9: Schéma de fonctionnement de la capture cryogénique du CO₂ par échangeur de chaleur [35]

- **Lit fixe (Packed Bed):** Un lit fixe cryogénique (packed bed) est constitué d'un matériau solide refroidi (souvent par de l'azote liquide ou gazeux froid), à travers lequel on fait passer un flux de gaz contenant du CO₂ (Figure 2.10). Le CO₂ se désublime sur les surfaces du matériau froid, formant une couche de givre. À mesure que le lit se sature, la vitesse du front de givre augmente jusqu'à ce qu'un cycle de régénération soit nécessaire pour éliminer le CO₂ solide. Pour assurer une continuité de fonctionnement, des systèmes à lits multiples ou lits mobiles ont été proposés. Dans le cas mobile, le matériau est transporté mécaniquement vers une unité de sublimation où le CO₂ est récupéré, avant d'être refroidi et réinjecté dans la colonne [33].

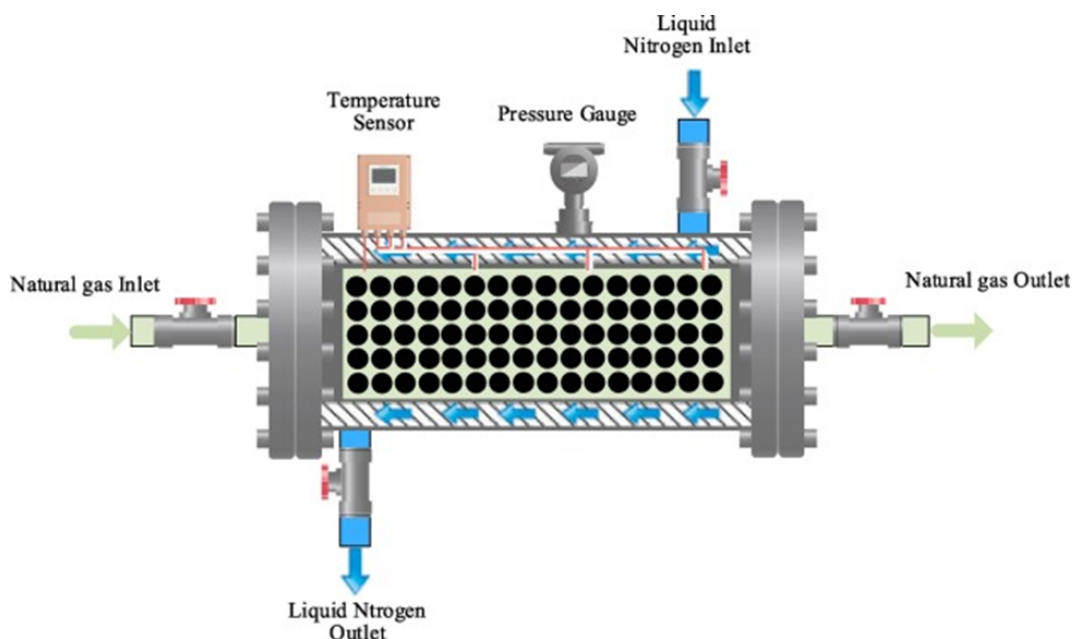


Figure 2.10: Schéma d'un réacteur cryogénique à lit fixe pour la capture du CO₂ [36]

Filtration membranaire

La capture du CO_2 par membranes repose sur l'utilisation de matériaux perméables ou semi-perméables capables de séparer sélectivement le CO_2 des autres gaz présents dans un mélange. Ce mécanisme s'appuie sur les différences de vitesses de perméation entre les gaz, influencées notamment par leur diffusivité et leur capacité d'adsorption à la surface de la membrane. Par rapport à d'autres technologies de séparation, comme l'absorption chimique, les membranes offrent plusieurs avantages notables : elles ne requièrent pas de produits chimiques dangereux. De plus, elles tolèrent bien les polluants tels que les oxydes de soufre (SO_x) et d'azote (NO_x), fonctionnent sans pièces mobiles (réduisant ainsi les besoins en maintenance), occupent moins d'espace, nécessitent un investissement en capital réduit, et peuvent être conçues sous forme de modules standardisés, facilitant l'extension industrielle [37].

Plusieurs types de membranes existent : polymères (utilisés industriellement), inorganiques (très performantes mais difficiles à industrialiser), hybrides (combinant les avantages des deux) et membranes à transport facilité (performantes mais sensibles à l'humidité) [38].

Utilisées seules, les membranes ne permettent pas d'assurer une capture du CO_2 suffisamment efficace, notamment en termes de pureté et de taux de captage, en particulier pour les gaz peu concentrés. Cette limite a été clairement démontrée par des chercheurs (Belaïssaoui et al.), qui ont mis en évidence les faibles performances énergétiques et la compétitivité réduite des procédés membranaires simples face aux technologies conventionnelles. Pour surmonter ces contraintes, ils se sont tournés vers des solutions alternatives plus prometteuses, comme les systèmes multiétagés ou hybrides. Ces configurations, combinant membranes et autres technologies de séparation, permettent d'améliorer les performances globales du captage. Toutefois, leur mise en œuvre à grande échelle nécessite encore des études approfondies, notamment sur les aspects économiques et d'intégration industrielle [38].

Absorption

La capture du dioxyde de carbone par absorption repose principalement sur la nature sélective et réversible de la réaction chimique entre le solvant liquide et le CO_2 présent dans les gaz de combustion. Les solvants peuvent y parvenir soit par absorption physique ou chimique (Figure 2.11) [28].

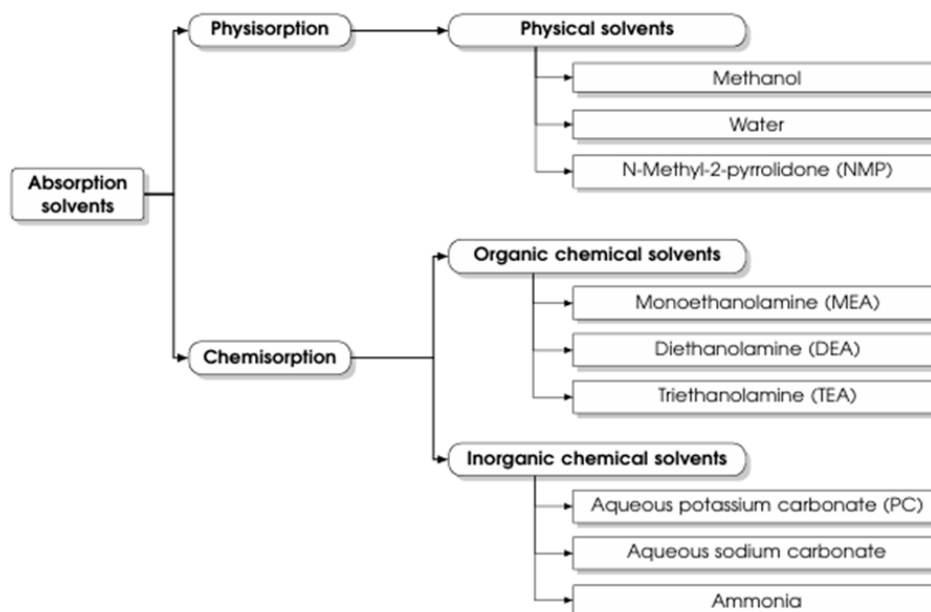


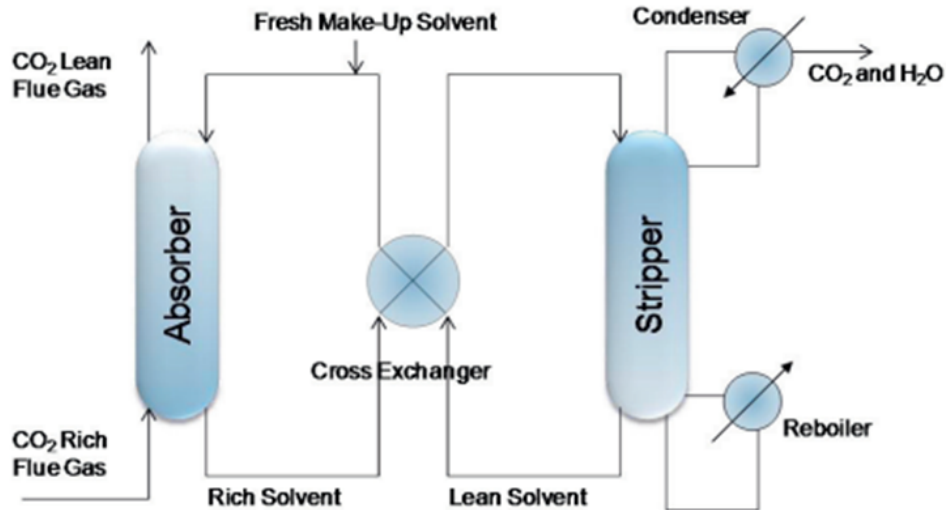
Figure 2.11: Catégorisation des solvants les plus importants utilisés en capture de carbone [28]

Comme illustré à la figure 2.11, on peut utiliser aussi bien des solvants chimiques organiques qu'inorganiques. Parmi les solvants d'absorption les plus couramment utilisés ou proposés, les solutions aqueuses d'amines représentent l'option la plus aboutie et la plus éprouvée. Par la suite, nous détaillerons plus particulièrement les procédés basés sur les amines ainsi que ceux utilisant le carbonate de potassium chaud, car ce sont les solutions les plus intéressantes d'un point de vue technologique et industriel [28].

Ce processus a lieu dans une colonne d'absorption, les fumées issues de la chaudière sont d'abord débarrassées de leurs impuretés (NO_x , SO_x , particules) à l'aide de procédés spécifiques qui permettent également de les refroidir. Un ventilateur est utilisé pour compenser la perte de pression générée dans la colonne d'absorption [39].

Dans l'absorbeur, le CO_2 est capté par le solvant à la fois par absorption physique et réaction chimique sélective. Le gaz épuré en sortie de colonne est alors fortement appauvri en CO_2 . Le solvant enrichi en CO_2 est ensuite pompé vers le sommet d'un régénérateur (ou « stripper »), en passant par un échangeur de chaleur (Figure 2.12).

La régénération du solvant s'effectue dans le régénérateur, à haute température et en général à une pression proche de la pression atmosphérique. L'énergie nécessaire à la désorption du CO_2 est fournie dans la partie basse du régénérateur, appelée reboiler. Le solvant appauvri en CO_2 (ou solvant « lean »), après refroidissement dans l'échangeur lean-rich, est renvoyé vers l'absorbeur pour recommencer un nouveau cycle de capture [39].


 Figure 2.12: Schéma de procédé d'absorption pour la capture de CO₂ [40]

- **Par carbonate de potassium chaud (Procédé Benfield):**

Lorsque qu'un mélange gazeux contenant du dioxyde de carbone (CO₂) est mis en contact direct avec une phase liquide dans une unité d'absorption, le CO est capté à la fois par transfert de masse et par réaction chimique.

Afin d'assurer un gradient de pression suffisant pour favoriser le transfert de CO₂ depuis le gaz naturel vers le solvant, le procédé est exploité à haute pression. D'après Smith et al. (2012)[41], la pression typique dans l'absorbeur est d'environ 30 bar (3000 kPa), tandis que la colonne de régénération fonctionne à une pression bien plus faible, autour de 0,8 bar (80 kPa) (Berrouk & Ochieng, 2014)[42].

La haute pression favorise une pression partielle de CO₂ suffisante dans le gaz pour permettre sa capture, tout en permettant de maintenir la température du système proche du point d'ébullition atmosphérique de la solution de carbonate de potassium (373,15–413,15 K), sans perte excessive de solvant par évaporation. Ainsi, le processus fonctionne à haute température, et l'absorption et la désorption du CO₂ se produisent à des températures similaires [43].

La réaction chimique entre le CO₂ et la solution de carbonate est exothermique. Ce procédé n'est pas adapté au traitement de gaz pauvres en CO₂. Durant le cycle d'absorption, le carbonate (CO₃²⁻) est converti en bicarbonate (HCO₃⁻), selon le mécanisme suivant [43]:

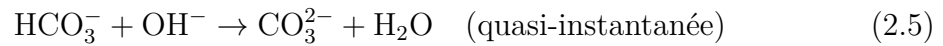
- Sous forme non ionique :



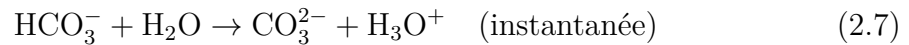
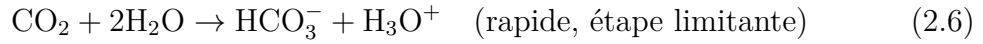
- Sous forme ionique :



À pH supérieur à 8 (gamme typique des conditions industrielles), la réaction directe du CO₂ avec l'eau est négligeable, le mécanisme principal est alors [43]:



\u00c0 pH inf\u00e9rieur \u00e0 8, le m\u00e9canisme dominant repose sur l'hydratation du CO_2 dissous en acide carbonique, suivi de sa neutralisation par les ions hydroxyles [43]:



En raison de la cin\u00e9tique lente de la r\u00e9action (2.1), l'absorbeur au carbonate doit \u00eatre construit plus grand pour absorber un flux donn\u00e9 de CO_2 . Cet inconv\u00e9nient peut potentiellement \u00eatre contourn\u00e9 gr\u00e2ce \u00e0 des promoteurs de vitesse. Les promoteurs sont des substances chimiques qui ont un effet catalytique sur la r\u00e9action (2.1). On distingue 3 types Inorganiques (Ars\u00e9nates (acide ars\u00e9nique), Borates (acide borique), Vanadates), Organique (Mono\u00e9thanolamine (MEA), Di\u00e9thanolamine (DEA), Pip\u00e9razine (PZ)), sels d'acide amin\u00e9 ou enzymatique [28].

Les solutions de carbonate de potassium pr\u00e9sentent plusieurs atouts qui en font une alternative int\u00e9ressante pour la capture du CO_2 .

- **Haute capacit\u00e9 d'absorption** : Elles pr\u00e9sentent une grande solubilit\u00e9 chimique pour le CO_2 .

- **Moindre impact environnemental** : Compar\u00e9es aux amines (comme la MEA), ces solutions sont non toxiques, peu nuisibles pour l'environnement, et g\u00e9n\u00e8rent moins d'effets n\u00e9fastes sur le r\u00e9chauffement climatique, la consommation d'eau, l'\u00e9cotoxicit\u00e9, l'acidification et l'eutrophisation.

- **Co\u00fbt faible et disponibilit\u00e9 \u00e9lev\u00e9e.**

- **Non volatiles et stables** : Elles ne se d\u00e9gradent pas m\u00eame \u00e0 haute temp\u00e9rature, y compris en pr\u00e9sence d'oxyg\u00e8ne ou d'autres gaz.

- Faible \u00e9nergie de liaison avec le CO_2 : Le carbonate ne r\u00e9agit pas de fa\u00e7on permanente avec le CO_2 , mais joue un r\u00f4le tampon facilitant sa dissolution.

- Moins corrosives que les amines : Bien que la corrosion soit r\u00e9duite, elle n'est pas totalement absente

Cependant, leur utilisation comporte \u00e9galement certaines limites, tant sur le plan cin\u00e9tique que sur la compatibilit\u00e9 avec les mat\u00e9riaux industriels.

- Cin\u00e9tique d'absorption lente : Le transfert de masse est faible, ce qui oblige \u00e0 concevoir des absorbeurs avec une tr\u00e8s grande surface de contact. La r\u00e9action limitante est celle du CO_2 avec les ions hydroxyles pour former des bicarbonates, et elle reste lente m\u00eame \u00e0 haute temp\u00e9rature (sup\u00e9rieur \u00e0 100 \u00b0C).

- Corrosion r\u00e9siduelle : Bien que moins corrosives que les amines, les solutions de carbonate de potassium peuvent encore endommager les \u00e9quipements en acier carbone, surtout en pr\u00e9sence de CO_2 . L'utilisation d'inhibiteurs comme le V_2O_5 est n\u00e9cessaire, et la corrosion peut \u00eatre aggrav\u00e9e par certains compos\u00e9s (H_2S , chlorures) et des \u00e9coulements irr\u00e9guliers.

- **Par les amines:**

Le procédé de captage du CO₂ en postcombustion repose sur l'utilisation de deux colonnes : une colonne d'absorption (ou absorbeur) et une colonne de régénération (ou strippeur). Dans l'absorbeur, les fumées de combustion sont mises en contact à contre-courant avec une solution chimique, typiquement une solution aqueuse d'amine, afin de capter le CO₂. Après un prétraitement visant à réduire les impuretés (NO_x, SO_x, métaux, particules), les fumées sont refroidies (températures de fonctionnement de 40 à 60°C) et introduites en bas de colonne. Le solvant est introduit par le haut, ce qui favorise les échanges. Une fois enrichie en CO₂, la solution d'amine est envoyée vers la colonne de régénération, où elle est chauffée à environ 120 °C afin de libérer le CO₂ capturé, grâce à la vapeur produite par un rebouilleur. Le CO₂ est ensuite déshydraté et comprimé pour être stocké, tandis que le solvant est recyclé. Ce procédé permet de récupérer plus de 90 % du CO₂ avec une pureté pouvant atteindre 99 %, grâce à la forte sélectivité des amines vis-à-vis du CO₂ [44].

Les alcanolamines possèdent deux fonctions essentielles : un groupe hydroxyle (–OH) qui améliore leur solubilité dans l'eau, et un groupe amine (–NH₂, –NHR, –NR₂) qui assure la basicité nécessaire pour réagir avec les gaz acides. Elles se divisent en trois grandes familles [45] :

- **Les amines primaires (RNH₂)** : très réactives, utilisées lorsque des séparations de haute pureté sont nécessaires (ex. MEA, HA).

- **Les amines secondaires (R₁R₂NH)** : moins réactives, adaptées à des exigences de pureté modérées (ex. DEA, DIPA).

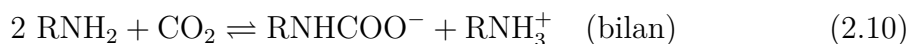
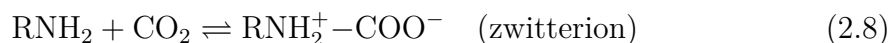
- **Les amines tertiaires (R₁R₂R₃N)** : peu réactives mais avec une meilleure capacité d'absorption (ex. MDEA, TEA).

Deux facteurs principaux doivent être pris en compte pour le choix du solvant :

- **La cinétique d'absorption du CO₂** : les amines primaires réagissent plus vite que les secondaires, elles-mêmes plus rapides que les tertiaires.

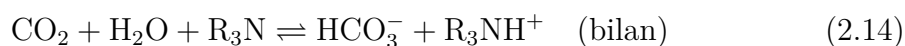
- **La solubilité du CO₂ dans le solvant** : une meilleure réactivité implique une plus grande solubilité mais une régénération plus difficile.

Ces propriétés différenciées des amines influencent les mécanismes réactionnels impliqués lors de l'absorption du CO₂. Les amines primaires et secondaires réagissent avec le CO₂ en deux étapes [44]: la formation d'un zwitterion, puis la création d'un carbamate d'ammonium stable via une deuxième molécule d'amine.



Cela signifie qu'une mole de CO₂ est captée pour deux moles d'amine, ce qui limite la capacité de charge. La réaction est exothermique.

En revanche, les amines tertiaires, ne possédant pas de proton mobile, ne forment pas de carbamate. Elles catalysent l'hydratation du CO_2 en bicarbonate via les réactions suivantes[44] :



Ce mécanisme permet une régénération plus facile, nécessitant moins d'énergie thermique.

Parmi les amines primaires, la MEA reste la plus étudiée et sert de solvant de référence, malgré certains inconvénients. La MEA, une amine primaire, est largement utilisée en captage postcombustion. Elle combine une bonne réactivité avec le CO_2 et une grande sélectivité, ce qui en fait un solvant efficace pour atteindre une pureté de CO_2 élevée. Parmi ses avantages, on compte [44]:

- Une forte capacité d'absorption du CO_2 .
- Une cinétique rapide de réaction
- Une disponibilité commerciale étendue.
- Une bonne solubilité dans l'eau.

Cependant, la MEA présente plusieurs limites :

- Une chaleur d'absorption élevée ce qui augmente l'énergie nécessaire à la régénération.
- Une dégradation importante (thermique dans le régénérateur, oxydative et chimique dans l'absorbeur), causée notamment par la température et la présence de SO_x , NO_x et O_2 , ce qui soulève des enjeux économiques et environnementaux.

Tableau 2.1: Comparaison des propriétés de trois types d'amines utilisées pour la capture du CO₂ [46]

Amines 30% en masse	MEA (primaire)	DEA (secondaire)	MDEA (tertiaire)
Structure chimique	HO-CH ₂ -CH ₂ -NH ₂	HO-CH ₂ -CH ₂ -NH-CH ₂ -CH ₃	CH ₃ -N(CH ₂ -CH ₂ -OH) ₂
Capacité cyclique (mol CO ₂ /kg amine)	0,38	0,56	0,74
Chaleur de désorption (GJ/t CO ₂)	1,9	1,5	1,1
Vitesse d'absorption (m ³ ·mol ⁻¹ ·s ⁻¹)	10 – 15	2 – 6	0,1 – 0,2
Température d'ébullition (°C)	171	217	247
Dégradation thermique (%/semaine)	5,3	8,0	1,7
Prix estimé (€/t)	1 400	1 400	3 200

2.4 Critère de choix d'une technique de capture de carbone

2.4.1 Technology Readiness Level (TRL)

Definition

Technology Readiness Level (TRL) ou Niveau de Maturité Technologique est un indicateur permettant d'évaluer à quel point une technologie est développée et prête à être appliquée à l'échelle industrielle. Il s'agit d'une échelle standardisée, allant de 1 à 9, qui décrit les différentes étapes de maturation d'une technologie, depuis les premiers travaux de recherche fondamentale jusqu'à son intégration dans un environnement réel et commercial. Cet outil est particulièrement utilisé dans les projets d'innovation pour mesurer la faisabilité, la robustesse et le niveau de déploiement d'une solution technologique, comme c'est le cas pour les procédés de capture du carbone par les amines, largement étudiés et déjà opérationnels dans plusieurs installations industrielles [47].

Tableau des niveaux TRL

Tableau 2.2: Niveaux de TRL et leurs définitions

Niveau TRL	Description
TRL 1	Principes de base observés.
TRL 2	Formulation du concept technologique.
TRL 3	Preuve de concept expérimentale en laboratoire.
TRL 4	Validation du composant ou du processus en laboratoire.
TRL 5	Validation du composant dans un environnement simulé.
TRL 6	Démonstration d'un système/prototype dans un environnement pertinent.
TRL 7	Démonstration d'un système/prototype en condition réelle.
TRL 8	Système complet qualifié, prêt à être utilisé.
TRL 9	Technologie mature et opérationnelle en conditions industrielles réelles.

Classement du procédé de capture du CO₂ par les amines

Le procédé de capture post-combustion par absorption chimique utilisant des amines, notamment la monoéthanolamine (MEA), est une technologie mature. Elle est utilisée dans plusieurs centrales électriques, raffineries et installations industrielles à travers le monde pour capter le dioxyde de carbone. Son efficacité, sa fiabilité ainsi que son intégration dans des projets à grande échelle comme Boundary Dam (Canada) [48] ou Petra Nova (USA) [49] démontrent que cette technologie est pleinement opérationnelle. Par conséquent, elle est classée TRL 9, ce qui signifie qu'elle est déjà déployée dans des conditions industrielles réelles.

2.4.2 Comparaison entre les techniques de capture de carbone post-combustion

Tableau 2.3: Comparaison entre les différentes technologies de capture de carbone en post-combustion [33]

Technologie	Cryogénie	Lit adsorbant	Absorption	Membrane
Avantages	- CO ₂ à haute pureté - Fonctionne à pression atmosphérique	- Technologie mature - Faible coût - Régénérable	- Solvants peu coûteux - Haute T° - Haute pureté	- Démarrage rapide - Faible énergie - Faible coût
Inconvénients	- Non rentable pour flux dilués - Gèle - Énergivore	- Haute pression - Dégradation rapide - Remplacement	- Régénération énergivore - Investissement élevé	- Faible sélectivité - Coût élevé - CO ₂ < 20% inefficace
Échelle	Petite à grande	Grande	Grande	Petite à moyenne
Coût (\$/tCO₂)	55–130	50–150	40–100	15–55
Récupération	99,99 %	80–95 %	60–95 %	60–90 %
Énergie (GJ/tCO₂)	2,4–5,2	4–6	2,3–9,2	0,5–6

Parmi ces technologies de capture carbone, la technologie d'absorption se distingue par sa maturité industrielle, son efficacité élevée et sa capacité à traiter des gaz à faible teneur en CO₂. Elle apparaît ainsi comme la solution la plus adaptée aux conditions du projet étudié.

2.5 Transport et séquestration du carbone capturé

2.5.1 Condensation du carbone capturé

Pour être transporté ou stocké efficacement, le dioxyde de carbone (CO₂) capté doit être converti dans un état plus dense. Il peut être condensé à l'état liquide à -56,6 °C sous une pression de 5,2 bar, ou solidifié à -78,5 °C à pression atmosphérique (formation de neige carbonique) [33].

Cependant, dans les applications industrielles, on privilégie l'état supercritique, qui combine les avantages d'un liquide et d'un gaz. Le CO₂ atteint cet état à partir de 31,1 °C et 73,8 bar, ce qui permet de maximiser sa densité et d'optimiser le transport et la séquestration.

2.5.2 Transport par pipeline

Le transport du CO₂ capturé s'effectue principalement par pipeline, une méthode éprouvée, sûre et rentable pour acheminer de grandes quantités de gaz sur des distances considérables.

Ce transport se fait généralement en état supercritique, ce qui permet de réduire le volume occupé par le CO₂, de minimiser les pertes de charge, et de maintenir un flux stable dans le réseau.

Cette méthode est particulièrement avantageuse pour des distances allant de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de kilomètres, et elle est déjà utilisée dans plusieurs projets pilotes et industriels à travers le monde [33].

2.5.3 Séquestration

Une fois transporté, le CO₂ est injecté dans des formations géologiques profondes capables de le confiner durablement.

Trois types de réservoirs souterrains sont généralement utilisés :

- Les aquifères salins profonds.
- Les gisements de pétrole ou de gaz épuisés.
- Les veines de charbon non exploitables.

Pour garantir que le CO₂ reste à l'état supercritique et pour assurer une stabilité optimale, l'injection se fait à une profondeur minimale de 800 mètres.

À cette profondeur, la pression géostatique est suffisante pour maintenir le CO₂ dense, ce qui améliore la capacité de stockage et réduit les risques de remontée en surface.

2.6 Conclusion

Ce chapitre met en lumière le rôle clé des technologies de capture du carbone dans la réduction des émissions industrielles de CO₂, à un moment où la pression climatique impose une transformation rapide des modes de production. En analysant les approches de décarbonation, nous avons montré que plusieurs procédés offrent des solutions concrètes pour limiter l'empreinte carbone de secteurs fortement émetteurs.

L'étude comparative des technologies, classées selon leur mode d'application, a permis de souligner la diversité des solutions disponibles ainsi que les défis liés à leur mise en œuvre. L'absorption chimique par les amines, en particulier, se distingue par son degré de maturité et sa compatibilité avec des installations existantes, ce qui en fait une option privilégiée à court terme. D'autres procédés, bien que prometteurs, nécessitent encore des optimisations techniques ou une montée en échelle.

En définitive, ce chapitre fournit un cadre d'analyse utile pour évaluer les technologies de capture du CO₂ selon des critères de performance, de faisabilité et de déploiement, contribuant à orienter les choix vers des trajectoires industrielles compatibles.

Chapitre 3

Méthodologie de travail

3.1 Introduction

Afin d'évaluer la faisabilité technique et énergétique de la capture de CO_2 sur le site de production de clinker de Lafarge à M'sila (Algérie), une approche méthodologique rigoureuse a été adoptée. Cette section décrit l'ensemble des étapes suivies pour construire le modèle de simulation, en commençant par la collecte et l'analyse des données industrielles issues des émissions réelles de la cheminée. Le procédé simulé repose sur l'absorption du CO_2 par monoéthanolamine (MEA), selon deux scénarios distincts : l'un avec une régénération simple du solvant, l'autre intégrant un système de récupération de la MEA afin de limiter les pertes. Les paramètres de fonctionnement, tels que les concentrations de CO_2 à traiter, les hypothèses de performance du procédé et les bilans massiques nécessaires à la simulation, sont établis pour permettre une comparaison quantitative des deux configurations étudiées.

3.2 Méthodologie de travail

3.2.1 Collecte de données

Les données de référence utilisées pour la simulation proviennent du site industriel de Lafarge situé à M'sila, en Algérie. Le flux gazeux à traiter correspond aux fumées issues du four de production de clinker, et se compose majoritairement de diazote (N_2), de dioxyde de carbone (CO_2), d'oxygène (O_2) et de vapeur d'eau (H_2O). Les conditions du gaz à la sortie de la cheminée sont les suivants :

Tableau 3.1: Caractéristiques du flux global

Paramètre	Valeur
Température ($^{\circ}\text{C}$)	170
Pression (Pa)	110
Débit molaire (kmol/h)	24 885,33
Débit massique (t/h)	767,612

Tableau 3.2: Composition molaire du gaz

Composition	(mol/mol)
CO_2	0,1850
H_2O	$5,22 \times 10^{-2}$
N_2	0,6637
O_2	$9,91 \times 10^{-2}$

La concentration en CO_2 dans les fumées varie toutefois de manière significative en fonction de la nature de la matière première introduite dans le four. Afin de tenir compte de cette variabilité, trois cas seront examinés et comparés dans le cadre de cette étude : 15 %, 18,5 % et 20 % de CO_2 en volume. En parallèle, deux configurations de fonctionnement du procédé de régénération du solvant seront simulées. Les différents scénarios seront présentés dans la rubrique ci-dessous.

3.2.2 Présentation des scénari

- Dans le premier scénario (Figure 3.1), seule la régénération classique de la MEA est mise en œuvre via une colonne de stripping, permettant la séparation du CO_2 et la réutilisation du solvant appauvri.

- Le second scénario (Figure 3.2) intègre en plus un système de récupération du solvant visant à limiter les pertes de MEA. Celui-ci permet de condenser la vapeur d'amine entraînée à la sortie de la colonne d'absorption et de récupérer également la MEA évaporée avec le CO_2 au sommet de la colonne de régénération.

Scénario 1 : Régénération simple

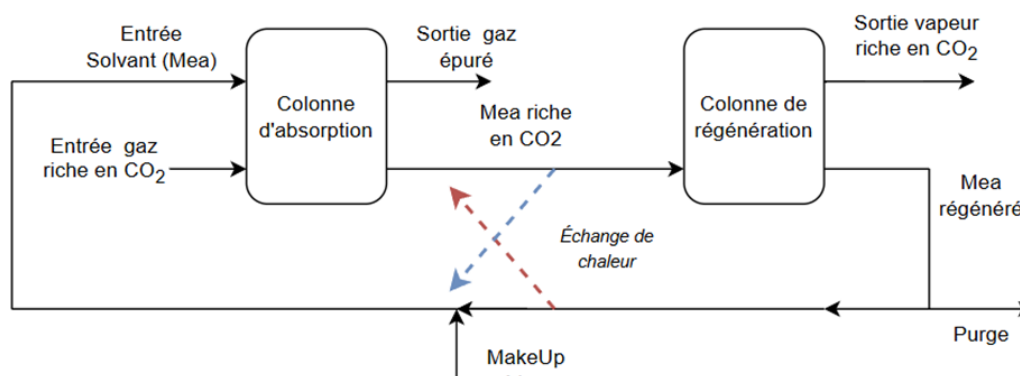


Figure 3.1: Scénario 1 : schéma simplifié du procédé de capture de carbone avec régénération simple

- **Entrée des gaz de combustion**

Le gaz de combustion entre en bas de la colonne d'absorption. Il passe d'abord par un refroidisseur, ce qui permet d'abaisser sa température avant l'absorption. Cette étape est essentielle pour éviter la dégradation thermique de la solution de MEA et améliorer l'efficacité d'absorption du CO_2 .

- **Tour d'absorption**

Le gaz refroidi est introduit à la base de la tour d'absorption pendant qu'une solution de MEA est injectée depuis le haut. En traversant la colonne, le gaz entre en contact avec la MEA, qui capte le CO_2 par réaction chimique. À la sortie, le gaz épuré, appelé sweet gas, est libéré au sommet, tandis que la solution maintenant riche en CO_2 (Rich MEA) est collectée en bas de colonne.

- **Transfert de la solution riche**

La solution riche est envoyée vers un échangeur de chaleur après avoir été mise sous pression par une pompe. Elle y est préchauffée par échange thermique avec la MEA chaude provenant de la colonne de régénération. Cette étape optimise l'efficacité énergétique du système en récupérant la chaleur déjà présente dans le cycle.

- **Tour de régénération**

La solution riche préchauffée est introduite dans la tour de régénération, qui opère à une pression d'environ 200 kPa afin de favoriser la désorption du CO_{2a}. La chaleur apportée au bas de la colonne par le Reboiler permet de libérer le CO₂ absorbé dans la MEA. Le CO₂ remonte vers le sommet, tandis que la solution appauvrie en CO₂ (MEA régénérée) est récupérée en bas.

- **Refroidissement et séparation du CO₂**

Le gaz de CO₂ désorbé passe par un refroidisseur, où il est partiellement condensé. Il entre ensuite dans un séparateur liquide-vapeur qui sépare l'eau et le CO₂. Ce dernier peut être ensuite compressé pour être transporté puis stocké, tandis que l'eau récupérée peut être recyclée ou purgée.

- **Boucle de recyclage de la MEA**

La solution de MEA régénérée passe de nouveau par l'échangeur de chaleur pour réchauffer la solution riche entrante, puis par un refroidisseur pour revenir à une température compatible avec l'absorption. Une purge est réalisée dans la boucle, non seulement pour éliminer les produits de dégradation, mais aussi pour retirer le CO₂ résiduel encore associé à la MEA. Une entrée de MakeUp MEA permet enfin de compenser les pertes dans le circuit et de maintenir l'efficacité globale du procédé.

Scénario 2 : Régénération et récupération

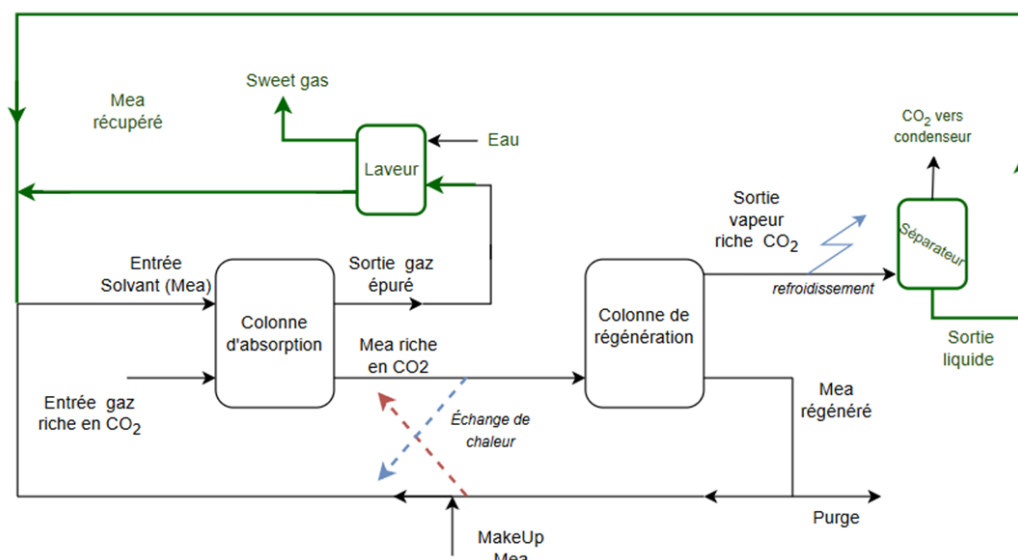


Figure 3.2: Scénario 2 : schéma simplifié du procédé de capture de carbone avec régénération et récupération

Le deuxième scénario introduit des équipements supplémentaires visant à limiter les pertes de monoéthanolamine (MEA). Un laveur est ajouté à la sortie du gaz traité pour récupérer la MEA entraînée, et un système de refroidissement suivi d'un séparateur est

intégré en sortie de la colonne de régénération pour récupérer la MEA présente dans le flux de CO_2 . L'objectif de cette configuration est de comparer son efficacité globale, notamment en termes de consommation de solvant avec celle du procédé de base présenté dans le scénario 1.

3.2.3 Paramétrage du procédé

Avant de lancer la simulation, plusieurs paramètres d'entrée doivent être déterminés à partir des données du gaz à traiter et des hypothèses de procédé. Deux grandeurs principales doivent être calculées pour chaque scénario de concentration en CO_2 (15 %, 18,5 %, 20 %) :

- La quantité totale de CO_2 à capter, incluant le CO_2 émis à la cheminée et le CO_2 parasite généré par la combustion pour le Reboiler.
- Le débit de solution d'amines à introduire, qui dépend de la quantité de CO_2 à capter, de l'efficacité de capture visée, du facteur de disponibilité de l'unité, et de la stœchiométrie de la réaction avec l'amine. La préparation de la solution suppose une concentration de 30 % en masse de monoéthanolamine (MEA), seuil au-delà duquel la solution devient corrosive selon la littérature (Rochelle, 2009).

Hypothèses de modélisation

- Efficacité visée de 90%
- Facteur de disponibilité : 97 %
- CO_2 parasite : 20%
- Le gaz est supposé prétraité et ne contient pas de SO_x .
- Le gaz est refroidi à 40 °C avant introduction dans la colonne d'absorption.
- La colonne est à garnissage avec des anneaux de Raschig.

Débit entrée CO_2

La quantité totale de CO_2 à prendre en compte dans le procédé ne se limite pas au CO_2 présent dans le gaz en sortie de cheminée. Il faut y ajouter une quantité supplémentaire appelée CO_2 parasite. Ce CO_2 parasite provient de la combustion du gaz utilisé pour fournir l'énergie thermique nécessaire au Reboiler de la colonne de régénération. Cette combustion génère du CO_2 additionnel qui doit également être capté. On considère que ce CO_2 parasite représente 20 % du CO_2 émis par la cheminée, ce qui donne l'expression suivante :

$$m_{\text{CO}_2, \text{ entrée}} = m_{\text{CO}_2, \text{ cheminée}} \cdot (1 + 0,20) \quad (3.1)$$

En supposant que la fraction molaire de CO₂ dans les fumées est connue, le débit massique à l'entrée peut aussi être déterminé à partir du débit molaire total du gaz :

$$m_{\text{CO}_2, \text{ entrée}} = Q_{\text{molaire}} \cdot y_{\text{CO}_2} \cdot M_{\text{CO}_2} \cdot 1,20 \quad (3.2)$$

où :

- Q_{molaire} : débit molaire total du gaz (mol/h),
- y_{CO_2} : fraction molaire de CO₂ dans le gaz,
- M_{CO_2} : masse molaire du CO₂ (44 g/mol),
- 1,20 : coefficient de prise en compte du CO₂ parasitique (20 %).

Exemple de calcul pour un gaz contenant 15 % de CO₂ :

$$m_{\text{CO}_2, \text{ entrée}} = 24\,885,34 \cdot 0,15 \cdot 44 \cdot 1,20 = 197\,091,89 \text{ (en kg/h)}$$

$$m_{\text{CO}_2, \text{ entrée}} = 197,1 \text{ (en t/h)}$$

Débit entrée des amines

Le débit de la solution d'amine à introduire dans l'unité d'absorption est calculé à partir de la quantité de CO₂ à capturer. Selon la réaction chimique entre le CO₂ et une amine primaire (MEA), chaque mole de CO₂ capturé nécessite deux moles de MEA. Ainsi, la quantité de MEA à introduire est donnée par :

$$n_{\text{MEA}} = 2 \cdot n_{\text{CO}_2, \text{ à capturer}} \quad (3.3)$$

où :

- n_{MEA} : quantité de matière de monoéthanolamine nécessaire (en mol/h),
- $n_{\text{CO}_2, \text{ à capturer}}$: quantité de matière de CO₂ à capturer (en mol/h).

La quantité de CO₂ à capturer dépend de deux paramètres opérationnels :

- l'efficacité de capture visée (90%)
- le facteur de disponibilité du procédé (97% du CO₂ à l'entrée)

La masse de CO₂ à capturer est alors déterminée par la relation suivante :

$$m_{\text{CO}_2, \text{ à capturer}} = m_{\text{CO}_2, \text{ total}} \cdot \eta_{\text{capture}} \cdot f_{\text{dispo}} \quad (3.4)$$

Où :

- $m_{\text{CO}_2, \text{à capturer}}$: masse de CO_2 à capturer (en t/an ou en kg/h),
- $m_{\text{CO}_2, \text{total}}$: masse totale de CO_2 émise sans captage,
- η_{capture} : efficacité de capture (90%),
- f_{dispo} : facteur de disponibilité de l'unité (97%).

La solution absorbante retenue est une solution aqueuse de monoéthanolamine (MEA) à 30% en masse, conformément aux recommandations de la littérature :

Des concentrations plus élevées augmentent significativement les risques de corrosion des équipements, sans amélioration significative de la performance.

À partir de la masse de MEA requise, on déduit la masse totale de solution et celle d'eau à injecter :

$$m_{\text{solution}} = \frac{m_{\text{MEA}}}{0,30} \quad (3.5)$$

$$m_{\text{H}_2\text{O}} = m_{\text{solution}} - m_{\text{MEA}} \quad (3.6)$$

Exemple de calcul pour un gaz contenant 15% de CO_2

$$\begin{aligned} m_{\text{CO}_2, \text{total}} &= 197,091 \text{ (en t/h)} = 1\,726\,524,95 \text{ (en t/an)} \\ m_{\text{CO}_2, \text{à capturer}} &= 1\,726\,524,95 \cdot 0,90 \cdot 0,97 = 1\,507\,256,28 \text{ (en t/an)} = 172,06 \text{ (en t/h)} \\ M_{\text{CO}_2} &= 44,00 \text{ g/mol} \Rightarrow n_{\text{CO}_2} = \frac{172,06 \cdot 10^6}{44} = 3\,910,48 \text{ (en mol/h)} \\ n_{\text{MEA}} &= 2 \cdot 3\,910,48 = 7\,820,96 \text{ (en mol/h)} \\ M_{\text{MEA}} &= 60,08 \text{ g/mol} \Rightarrow m_{\text{MEA}} = \frac{7\,820,96 \cdot 60,08}{10^6} = 469,88 \text{ (en t/h)} \\ m_{\text{solution}} &= \frac{469,88}{0,30} = 1\,566,28 \text{ (en t/h)} \end{aligned}$$

Le reste des résultats figure dans le tableau suivant :

Tableau 3.3: Paramètres de sortie pour différents taux de CO_2

Taux de CO_2	15%		18,50%		20%	
Débit de sortie des gaz (kmol/h)	24885,33952		24885,33952		24885,33952	
	t/h	t/an	t/h	t/an	t/h	t/an
m_{CO_2} cheminée	164,243	1 438 770,79	202,57	1 774 483,97	218,99	1 918 361,05
m_{CO_2} entrée	197,092	1 726 524,95	243,08	2 129 380,77	262,79	2 302 033,26
m_{CO_2} à capturer	172,06	1 507 256,28	212,21	1 858 949,41	229,42	2 009 675,04
m_{MEA}	469,88	/	579,52	/	626,51	/
Q_{solvant}	1 566,28		1 931,74		2 088,37	
$m_{\text{H}_2\text{O}}$	1 096,40		1 352,22		1 461,86	

3.3 Simulation du procédé de capture de carbone par Aspen HYSYS

HYSYS est un logiciel de simulation de procédés développé par AspenTech, largement utilisé dans les domaines du génie chimique et de l'ingénierie des procédés. Il permet de modéliser, d'analyser et d'optimiser des systèmes complexes impliquant des équilibres thermodynamiques, des réactions chimiques, et des transferts de matière et d'énergie. Grâce à sa bibliothèque étendue de composants chimiques et de modèles thermodynamiques, Aspen HYSYS fournit des résultats détaillés tels que les bilans matière et énergie, les compositions des courants, les températures, pressions, débits, ainsi que les consommations énergétiques des équipements (réchauffeurs, compresseurs, colonnes, etc.). Dans le cadre de la capture de carbone, Aspen HYSYS est utilisé pour simuler les procédés d'absorption du CO_2 , par différents solvants, dans notre cas le monoéthanolamine (MEA), et permet ainsi d'optimiser les conditions de fonctionnement, dimensionner les équipements et comparer différents scénarios de captage.

Pour simuler dans HYSYS on passe par les étapes suivantes :

- Créer un nouveau projet en lançant HYSYS et choisir un modèle vide (Create New Case)

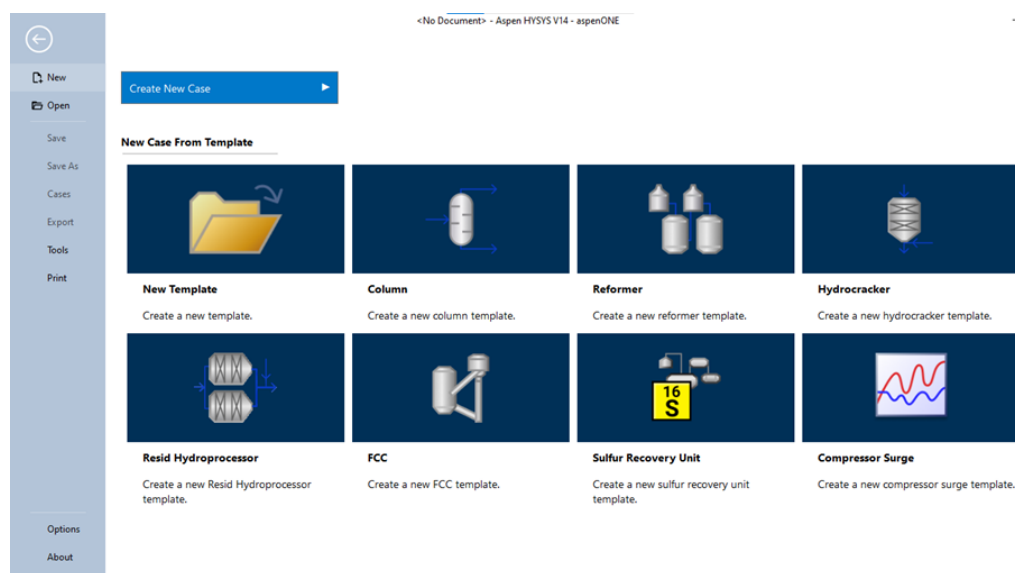


Figure 3.3: Création d'un nouveau projet dans HYSYS

- Définir les composants chimiques dans la section Component List, ajouter le CO_2 , N_2 , H_2O et MEA

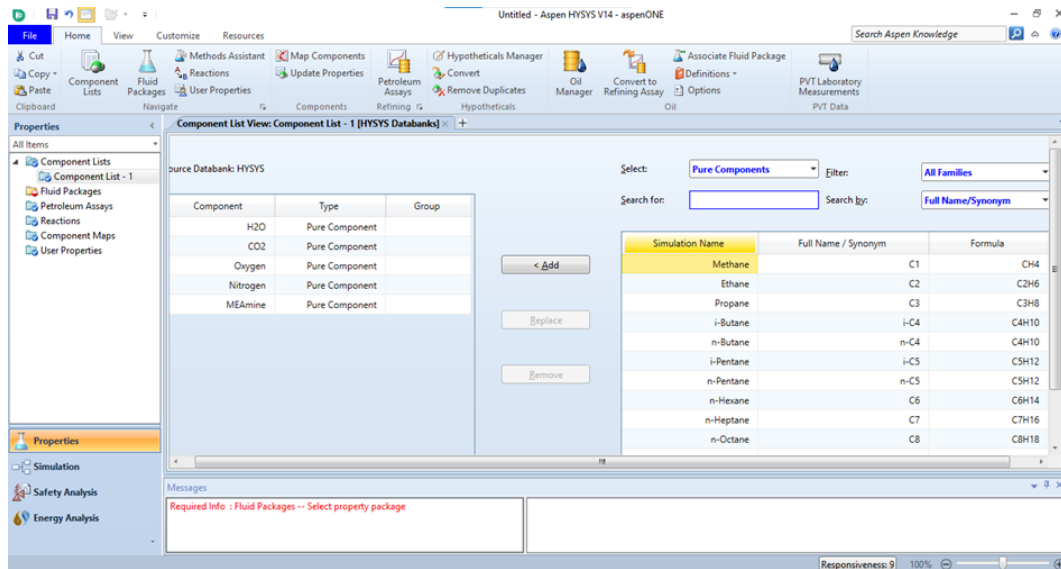


Figure 3.4: Sélection des composants

- Sélectionner le Fluid Package *Acid Gas – Chemical Solvent*

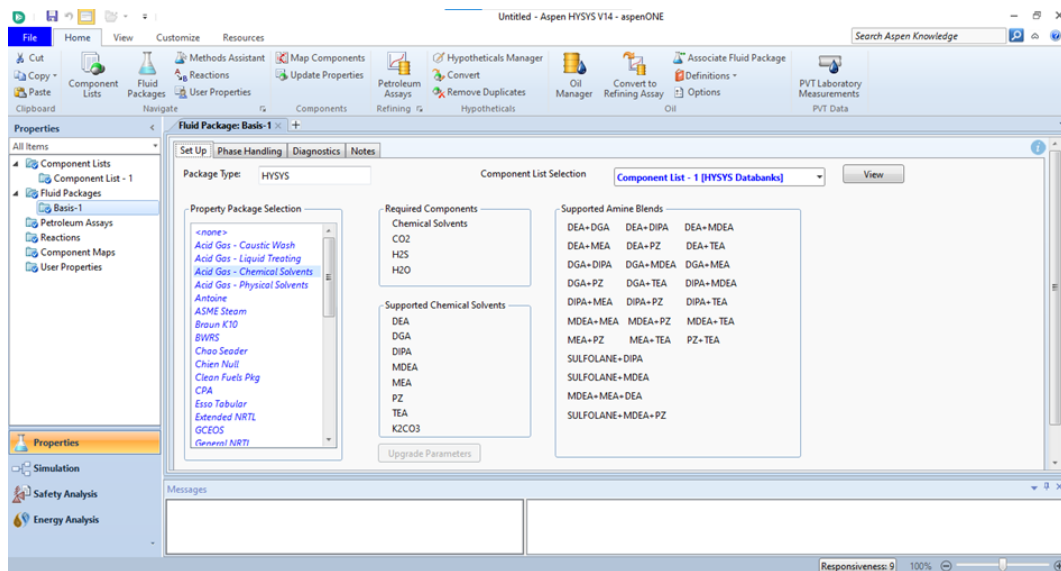


Figure 3.5: Sélection du modèle thermodynamique

- Accéder à l'environnement de simulation et ajouter les opérations unitaires à partir du model palette

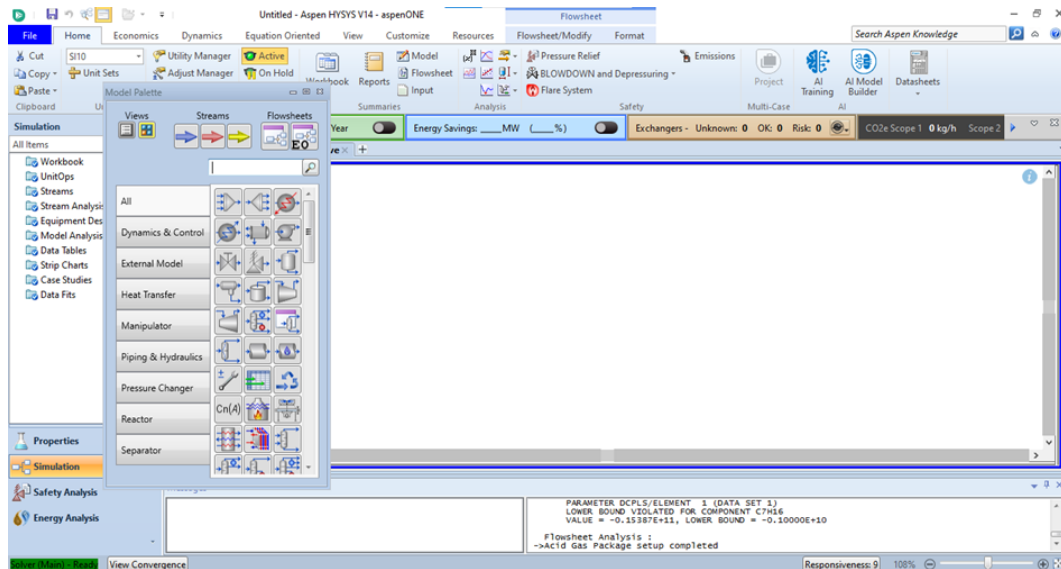


Figure 3.6: Insertion des équipements

- Relier les unités avec des flux d'entrée/sortie en précisant leurs conditions (débit, température, pression)
- Définir les propriétés spécifiques de chaque équipement (pression, température, etc.)
- Lancer la simulation

Schéma scénario 1

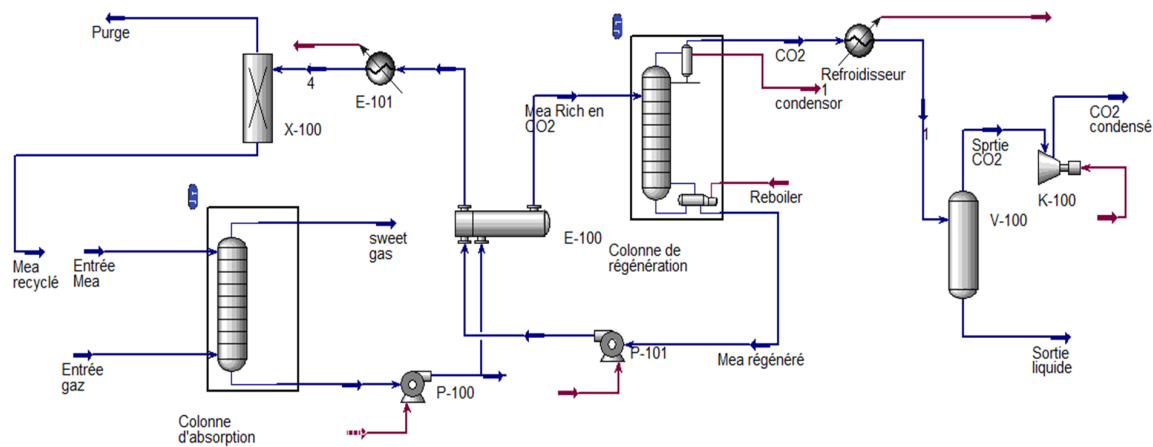


Figure 3.7: Schéma du scénario 1 dans Aspen HYSYS

Schéma scénario 2

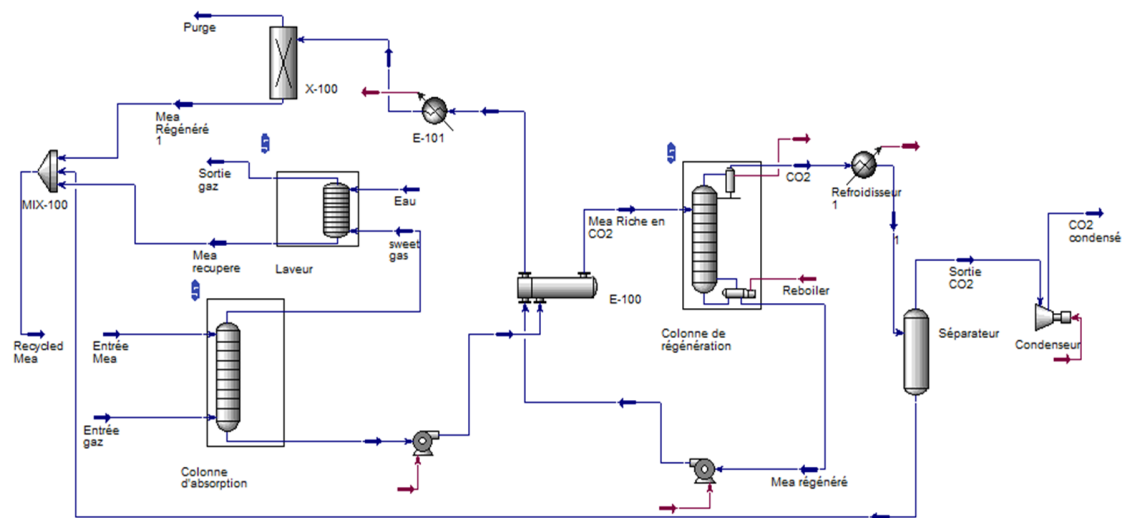


Figure 3.8: Schéma du scénario 2 dans Aspen HYSYS

3.4 Conclusion

La méthodologie présentée dans ce chapitre constitue la base de l'analyse comparative des performances des deux scénarios de capture de CO_2 . Elle repose sur des données industrielles réelles, enrichies par des hypothèses de modélisation cohérentes avec la littérature scientifique. En structurant l'étude autour de trois concentrations représentatives de CO_2 et en prenant en compte les pertes parasites ainsi que les besoins en solvant, cette approche permet une estimation réaliste des besoins opérationnels et énergétiques du procédé. Les résultats de la simulation, présentés dans le chapitre suivant, permettront de juger de l'efficacité et de la viabilité des configurations testées.

Chapitre 4

Résultats et discussion

4.1 Introduction

Ce chapitre présente et analyse les résultats obtenus à l'issue de la modélisation du procédé de captage du dioxyde de carbone (CO_2) par absorption chimique avec de la monoéthanolamine (MEA), réalisée à l'aide du logiciel Aspen HYSYS. L'étude est structurée selon trois cas distincts de concentration en CO_2 dans le gaz à traiter (15%, 18,5%, 20%), chacun examiné sous deux configurations : une régénération simple et une régénération avec récupération du solvant.

Les résultats incluent des optimisations sur les débits de gaz en sortie de la colonne de régénération, ainsi que des comparaisons détaillées des performances en termes de consommation de MEA, d'efficacité de captage et d'impact sur la conception de l'unité (diamètre de la colonne). Une synthèse comparative permet enfin d'identifier les configurations les plus performantes techniquement et économiquement.

4.2 Résultats de simulation du procédé d'absorption du gaz CO_2 par les amines moyennant le logiciel ASPEN HYSYS

La modélisation du procédé a été effectuée sous ASPEN HYSYS en se basant sur deux configurations : un scénario de régénération simple, et un autre avec récupération supplémentaire de la MEA. L'objectif est d'évaluer les performances des deux approches, notamment en termes d'efficacité et de consommation de solvant.

4.2.1 Cas de 15% de CO_2

Les simulations ont été réalisées en prenant comme gaz d'alimentation un flux contenant 15 % en mol de CO_2 . Les résultats incluent une première phase d'optimisation du débit de sortie de gaz du régénérateur, suivie d'une comparaison des deux scénarios du procédé.

Optimisation débit de sortie CO_2

Pour cette étape, différents débits de sortie du CO_2 (vapeur à la sortie de la colonne de régénération) ont été testés. La température du Reboiler s'ajuste automatiquement selon les besoins thermodynamiques du système. L'objectif est de maximiser la quantité de CO_2 récupérée, tout en minimisant l'énergie nécessaire à la régénération (réduire la température du Reboiler). Le tableau 4.1 présente les valeurs du débit molaire de CO_2 en fonction du débit de sortie des gaz du reboiler.

Tableau 4.1: Débit molaire de CO_2 en fonction le débit de sortie (cas 15% de CO_2)

Débit de sortie (kmol/h)	2 500	5 000	10 000	15 000	20 000
Débit molaire de CO_2 (kmol/h)	1 515,28	2 828,07	3 299,82	3 478,82	3 578,32

Le graphe suivant illustre l'évolution du débit molaire de CO_2 en fonction du débit de sortie des gaz du rrégénérateur

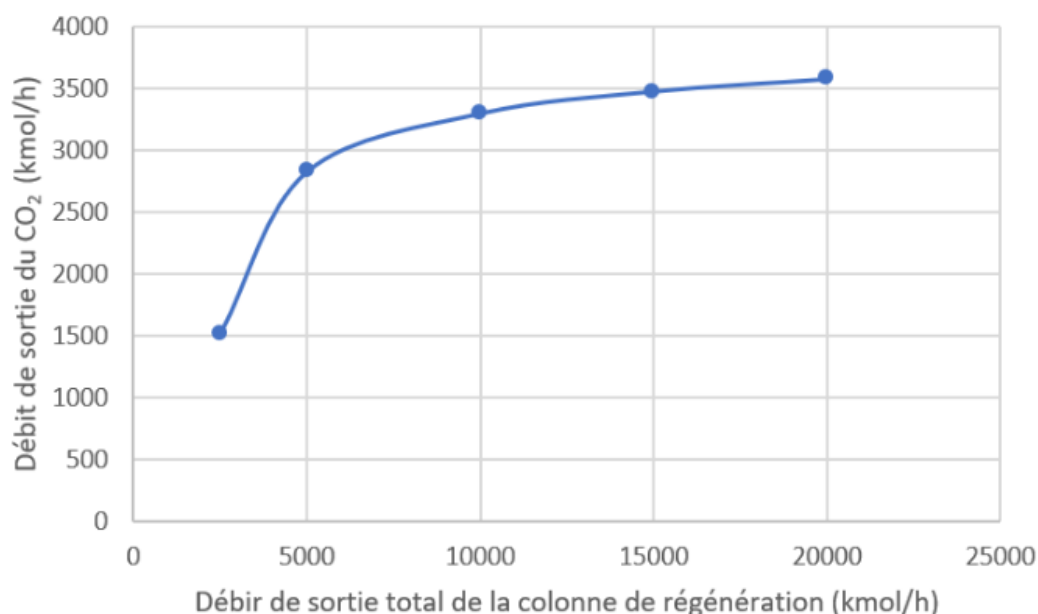


Figure 4.1: Graphe illustrant la variation du débit de CO_2 en fonction du débit total à la sortie de la colonne de régénération en kmol/h pour 15% de CO_2

Interprétation du graphe :

À partir d'un débit de sortie de 10 000 kmol/h, l'augmentation de la quantité de CO_2 récupéré devient de moins en moins significative. Il n'est donc plus nécessaire d'augmenter davantage ce débit, d'autant plus que cela impliquerait une température de reboiler plus élevée, donc une consommation énergétique supplémentaire sans gain proportionnel.

Résultats

Les résultats suivants proviennent des simulations effectuées sous Aspen HYSYS. Ils présentent, pour chaque scénario, la température (en $^{\circ}\text{C}$), la pression (en kPa), le débit (en kmol/h) et la composition de chaque flux, exprimée en fraction molaire. Le make-up MEA, c'est-à-dire la quantité de solvant frais à ajouter, est calculé comme la différence entre le débit d'entrée des amines dans le procédé (Lean MEA) et le débit recyclé après régénération (MEA recyclée).

- **Scénario 1 :** Ce scénario ne comporte pas de dispositifs de récupération de la MEA, tels que le laveur ou le séparateur présents dans le scénario précédent.

Par conséquent, toute la MEA entraînée dans les gaz est perdue, ce qui entraîne une consommation nettement plus élevée en make-up MEA. Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4.2: Résultats pour la régénération simple du solvant (cas 15% de CO₂)

Stream	Flue gas	Lean Mea	Sortie gaz absorbeur	Sortie gaz régénérateur	CO ₂ condensé	Mea recycled	MakeUp	New lean Mea
Température (°C)	40	40	69,512	115,521	218,543	40,000	40	40
Pression (kPa)	101	101	101	200	1200	101	101	101
Débit (kmol/h)	25 630,44	65 650,80	28 357,89	9 999,34	3 360,98	52 256,51	13 394,28	65 650,80
Composition (mol/mol)								
CO ₂	0,1747	0,0000	0,0179	0,3303	0,9804	0,0000	0,0000	0,0000
H ₂ O	0,0529	0,8878	0,2834	0,6696	0,0195	0,8593	0,9988	0,8878
N ₂	0,6721	0,0000	0,6074	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
O ₂	0,1003	0,0000	0,0907	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MEAamine	0,0000	0,1122	0,0005	0,0001	0,0000	0,1407	0,0012	0,1122

Exemple de calcul de la quantité de MEA de remplacement (make-up) en tonnes par an

La quantité massique de monoéthanolamine (MEA) à réinjecter périodiquement dans le système (make-up) peut être déterminée à partir de son débit molaire et de sa masse molaire :

$$\dot{n}_{\text{MakeUp MEA}} = f_{r,\text{MEA}} \cdot Q_{\text{make-up}} \quad (4.1)$$

$$\dot{m}_{\text{MEA}} = \dot{n}_{\text{MEA}} \cdot M_{\text{MEA}} \quad (4.2)$$

Où :

- $\dot{n}_{\text{MEA}}$: débit molaire de MEA de remplacement (kmol/h) ;
- $f_{r,\text{MEA}}$: fraction molaire de MEA dans le flux de make-up (sans unité) ;
- $Q_{\text{make-up}}$: débit total de make-up (kmol/h) ;
- $\dot{m}_{\text{MEA}}$: débit massique de MEA de remplacement (kg/h ou t/h) ;
- M_{MEA} : masse molaire de la MEA (60.08 g/mol ou 60.08 kg/kmol).

Application numérique :

$$\begin{aligned} \dot{n}_{\text{MEA}} &= 0,0012 \cdot 13394,28 = 16,607 \text{ kmol/h} \\ \dot{m}_{\text{MEA}} &= 16,607 \cdot 60,08 = 997,77 \text{ kg/h} = 0,997 \text{ t/h} \\ \dot{m}_{\text{MEA, annuelle}} &= 0,997 \cdot 8760 = 8740,44 \text{ t/an} \end{aligned}$$

• **Scénario 2 :** Dans ce scénario, des équipements supplémentaires (laveur et séparateur) permettent de récupérer la MEA entraînée dans les gaz en sortie. Les pertes de solvant sont ainsi réduites, limitant le besoin en make-up.

Tableau 4.3: Résultats pour la régénération avec récupération du solvant (cas 15% de CO₂)

Stream	Flue gas	Lean Mea	Sortie gaz absorbeur	Sortie gaz régénérateur	CO ₂ condensé	Mea recycled	MakeUp	New lean Mea
Température (°C)	40	40	72,172	108,116	208,153	40,285	40	40
Pression (kPa)	101	101	101	200	1200	101	101	101
Débit (kmol/h)	25 630,44	65 650,80	28 357,89	9 999,34	3 360,98	60 986,03	4 679,62	65 665,65
Composition (mol/mol)								
CO ₂	0,1747	0,0000	0,0179	0,3303	0,9804	0,0002	0,0000	0,0000
H ₂ O	0,0529	0,8878	0,2834	0,6696	0,0195	0,8790	0,9998	0,8876
N ₂	0,6721	0,0000	0,6074	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
O ₂	0,1003	0,0000	0,0907	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MEAamine	0,0000	0,1122	0,0005	0,0001	0,0000	0,1208	0,0002	0,1122

Application numérique pour le calcul de la quantité de MakeUp Mea:

$$\dot{n}_{\text{MEA}} = 0,0002 \cdot 4679,62 = 0,735 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA}} = 0,735 \cdot 60,08 = 44,165 \text{ kg/h} = 0,044 \text{ t/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA, annuelle}} = 0,044 \cdot 8760 = 386,89 \text{ t/an}$$

Calcul de l'efficacité du procédé de capture

L'efficacité de la capture du CO₂ est déterminée par le rapport entre la quantité de CO₂ captée et la quantité initialement présente dans le gaz d'entrée :

$$\eta = \left(\frac{\dot{n}_{\text{CO}_2, \text{in}} - \dot{n}_{\text{CO}_2, \text{out}}}{\dot{n}_{\text{CO}_2, \text{in}}} \right) \cdot 100 \quad (4.3)$$

où :

- $\dot{n}_{\text{CO}_2, \text{in}}$: débit molaire de CO₂ à l'entrée (kmol/h) ;
- $\dot{n}_{\text{CO}_2, \text{out}}$: débit molaire de CO₂ à la sortie (kmol/h) ;
- η : efficacité de captage de CO₂ (%) .

Application numérique :

$$\dot{n}_{\text{CO}_2, \text{in}} = 25630,44 \cdot 0,1747 = 4477,64 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{n}_{\text{CO}_2, \text{out}} = 28357,89 \cdot 0,0179 = 507,61 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{n}_{\text{CO}_2, \text{capté}} = 4477,64 - 507,61 = 3970,03 \text{ kmol/h}$$

$$\eta = \left(\frac{3970,03}{4477,64} \right) \cdot 100 = 88,66\%$$

• Comparaison entre les deux scénari :

L'ajout d'équipements de récupération de MEA dans le scénario 2 permet de réduire significativement les pertes de solvant : le débit de make-up MEA est d'environ 4

680 kmol/h contre 13 390 kmol/h dans le scénario 1. Cela représente une économie notable en matière de consommation de solvant. De plus, le new lean MEA est pratiquement identique dans les deux cas, ce qui indique que les performances d'absorption sont maintenues tout en optimisant la gestion du solvant dans le scénario 2.

4.2.2 Cas de 18.5% de CO₂

Les simulations ont été réalisées cette fois avec un gaz d'alimentation contenant 18,5 % en mol de CO₂. Comme précédemment, les résultats incluent une phase d'optimisation du débit de sortie de gaz régénéré, suivie d'une comparaison entre deux scénarios : une régénération simple et une régénération avec récupération de MEA.

Optimisation débit de sortie CO₂

Des simulations ont été menées pour différents débits de gaz en sortie de la colonne de régénération, en observant l'évolution de la quantité de CO₂ récupérée. Les résultats sont donnés dans le tableau 4.4

Tableau 4.4: Débit molaire de CO₂ en fonction du débit de gaz en sortie (cas de 18.5% de CO₂)

Débit de sortie (kmol/h)	5 000	10 000	15 000	20 000
Débit molaire de CO ₂ (kmol/h)	3 025,8476	3 954,6141	4 197,1191	4 332,8597

Le graphe suivant illustre l'évolution du débit molaire de CO₂ en fonction du débit de sortie des gaz du reboiler.

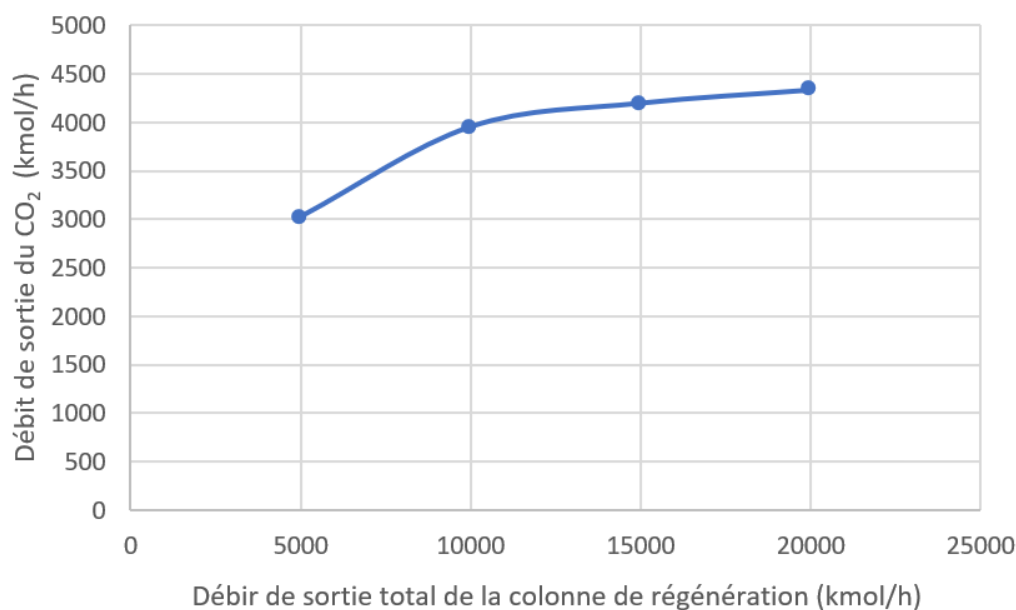


Figure 4.2: Graphe illustrant la variation du débit de CO₂ en fonction du débit total à la sortie de la colonne de régénération en kmol/h pour 18.5% de CO₂

Interprétation du graphe :

À partir d'un débit de 10 000 kmol/h, l'augmentation de la quantité de CO₂ récupéré devient marginale. Il n'est donc pas pertinent d'augmenter davantage le débit de sortie, car cela impliquerait une température de reboiler plus élevée, donc une dépense énergétique supplémentaire sans gain significatif en termes de captage.

Résultats

Les résultats des simulations obtenus sous Aspen HYSYS pour les deux scénarios sont résumés dans les tableaux ci-après. Pour chaque flux, y figurent la température (°C), la pression (kPa), le débit (kmol/h) et la composition molaire. Le besoin en make-up MEA correspond à l'écart entre le débit total de solvant réinjecté (New Lean MEA) et la quantité réellement recyclée après régénération.

- **Scénario 1 :** Les résultats sont présentés dans le tableau 4.5

Tableau 4.5: Résultats pour la régénération simple du solvant (cas 18.5% de CO₂)

Stream	Flue gas	Lean Mea	Sortie gaz absorbeur	Sortie gaz régénérateur	CO ₂ condensé	Mea recycled	MakeUp Mea	New lean Mea
Température (°C)	40	40	74,82	112,92	214,88	40	40	40
Pression (kPa)	101	101	101	200	1200	101	101	101
Débit (kmol/h)	26 675,39	78 780,95	29 953,57	19 998,65	4 429,10	54 953,06	23 827,89	78 780,95
Composition (mol/mol)								
CO ₂	0,2071	0,0000	0,0214	0,2167	0,9743	0,0000	0,0000	0,0000
H ₂ O	0,0508	0,8878	0,3171	0,7831	0,0256	0,8395	0,9990	0,8878
N ₂	0,6458	0,0000	0,5751	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
O ₂	0,0964	0,0000	0,0858	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MEAamine	0,0000	0,1122	0,0006	0,0002	0,0000	0,1605	0,0010	0,1122

Application numérique pour le calcul de la quantité de MakeUp Mea:

$$\dot{n}_{\text{MEA}} = 0,00096 \cdot 23827,89 = 22,85 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA}} = 22,85 \cdot 60,08 = 1372,79 \text{ kg/h} = 1,37 \text{ t/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA,an}} = 1,37 \cdot 8760 = 12025,6 \text{ t/an}$$

- **Scénario 2 :** Les résultats sont présentés dans le tableau 4.6

Tableau 4.6: Résultats pour la régénération avec récupération du solvant (cas 18.5% de CO₂)

Stream	Flue gas	Lean Mea	Sortie gaz absorbeur	Sortie gaz régénérateur	CO ₂ condensé	Mea recycled	MakeUp Mea	New lean Mea
Température (°C)	40	40	74,824	112,924	214,881	40,652	40	40
Pression (kPa)	101	101	101	200	1200	101	101	101
Débit (kmol/h)	26 675,393	78 780,954	29 953,575	19 998,646	4 429,095	72 933,909	5 873,749	78 807,658
Composition (mol/mol)								
CO ₂	0,2071	0,0000	0,0214	0,2167	0,9743	0,0004	0,0000	0,0000
H ₂ O	0,0508	0,8878	0,3171	0,7831	0,0256	0,8784	0,9999	0,8875
N ₂	0,6458	0,0000	0,5751	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
O ₂	0,0964	0,0000	0,0858	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MEAamine	0,0000	0,1122	0,0006	0,0002	0,0000	0,1212	0,0002	0,1122

Application numérique pour le calcul de la quantité de MakeUp Mea:

$$\dot{n}_{\text{MEA}} = 0,00015 \cdot 5873,75 = 0,88 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA}} = 0,88 \cdot 60,08 = 52,89 \text{ kg/h} = 0,053 \text{ t/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA,an}} = 0,053 \cdot 8760 = 464,11 \text{ t/an}$$

Application numérique pour le calcul d'efficacité :

$$\dot{n}_{\text{CO}_2,\text{in}} = 26675,39 \cdot 0,2071 = 5521,55 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{n}_{\text{CO}_2,\text{out}} = 29953,57 \cdot 0,0214 = 640,03 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{n}_{\text{CO}_2,\text{capté}} = 5521,55 - 640,03 = 4881,52 \text{ kmol/h}$$

$$\eta = \left(\frac{4881,52}{5521,55} \right) \cdot 100 = 88,41\%$$

- **Comparaison entre les deux scénari :**

Le scénario 2 permet de réduire considérablement les pertes de MEA grâce aux équipements de récupération. Le débit de make-up MEA chute de 23 828 à seulement 5 874 kmol/h, soit une réduction de près de 75 %. Cela se traduit par une économie annuelle d'environ $12\,526 - 614 = 11\,912$ t/an de solvant.

Les performances de captage du CO₂ restent inchangées, avec une efficacité autour de 88,4 %, confirmant que les équipements de récupération permettent d'optimiser le procédé sans perte d'efficacité.

4.2.3 Cas de 20% de CO₂

La dernière série de simulations a été menée pour un gaz contenant 20 % de CO₂. Les résultats montrent l'impact de cette concentration plus élevée sur les performances du système et sur la consommation de MEA.

Optimisation du débit de sortie CO₂

L'optimisation porte sur le débit de gaz en sortie de la colonne de régénération. Le tableau suivant présente la quantité de CO₂ récupérée pour différents débits :

Tableau 4.7: Débit molaire de CO₂ en fonction du débit de gaz en sortie (cas de 20% de CO₂)

Débit de sortie (kmol/h)	5000	10000	15000	20000	25000
Débit molaire CO ₂ récupéré (kmol/h)	3029,06	4202,59	4476,55	4635,38	4740,38

Le graphique ci-dessous représente l'évolution du débit molaire de CO₂ en fonction du débit de gaz en sortie de la colonne de régénération.

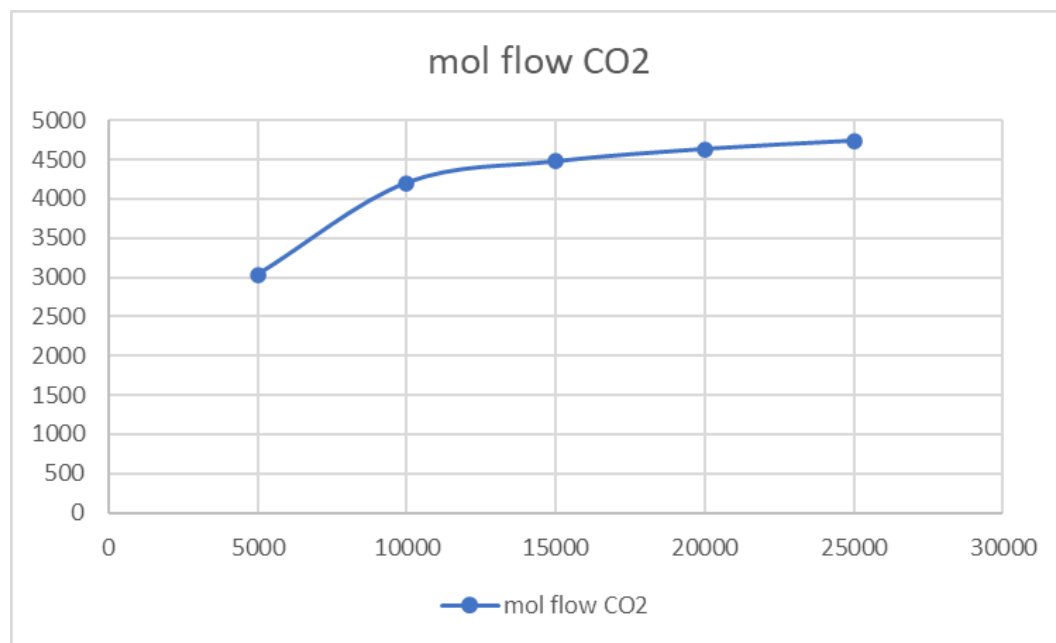


Figure 4.3: Graphe illustrant la variation du débit de CO₂ en fonction du débit total à la sortie de la colonne de régénération en kmol/h pour 18.5% de CO₂

Interprétation du graphe :

On remarque que la récupération de CO₂ atteint un plateau au-delà de 15 000 kmol/h. Cela indique que l'efficacité de régénération ne s'améliore que très peu à plus haut débit, alors que les besoins énergétiques augmentent.

• Scénario 1

Dans cette configuration de base, aucune récupération de MEA n'est effectuée dans le gaz de dégazage, ce qui entraîne des pertes importantes de solvant.

Application numérique pour le calcul de la quantité de MakeUp Mea:

$$\dot{n}_{\text{MEA}} = 0,00149 \cdot 14415,93 = 21,49 \text{ kmol/h}$$

Tableau 4.8: Résultats pour la régénération simple du solvant (cas 20% de CO₂)

Stream	Flue gas	Lean Mea	Sortie gaz absorbeur	Sortie gaz régénérateur	CO ₂ condensé	Mea recycled	MakeUp Mea	New lean Mea
Température (°C)	40	40	75,62	103,86	202,23	40	40	40
Pression (kPa)	101	101	101	200	1200	101	101	101
Débit (kmol/h)	27 123,23	87 534,39	30 446,24	10 000,86	4 256,46	73 118,47	14 415,93	87 534,39
Composition (mol/mol)								
CO ₂	0,2201	0,0000	0,0224	0,4198	0,9827	0,0000	0,0000	0,0000
H ₂ O	0,0500	0,8878	0,3267	0,5801	0,0172	0,8660	0,9985	0,8878
N ₂	0,6351	0,0000	0,5658	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
O ₂	0,0948	0,0000	0,0844	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MEA	0,0000	0,1122	0,0007	0,0000	0,0000	0,1340	0,0015	0,1122

$$\dot{m}_{\text{MEA}} = 21,49 \cdot 60,08 = 52,89 \text{ kg/h} = 1,29 \text{ t/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA,an}} = 1,29 \cdot 8760 = 11310,51 \text{ t/an}$$

• Scénario 2

L'ajout d'un système de récupération (laveur ou séparateur) permet de capter une partie importante de la MEA présente dans les gaz, réduisant ainsi les pertes de solvant.

Tableau 4.9: Résultats pour la régénération avec récupération du solvant (cas 20% de CO₂)

Stream	Flue gas	Lean Mea	Sortie gaz absorbeur	Sortie gaz régénérateur	CO ₂ condensé	Mea recycled	MakeUp Mea	New lean Mea
Température (°C)	40	40	74,824	112,924	214,881	40,652	40	40
Pression (kPa)	101	101	101	200	1200	101	101	101
Débit (kmol/h)	26 675,393	78 780,954	29 953,575	19 998,646	4 429,095	72 933,909	5 873,749	78 807,658
Composition (mol/mol)								
CO ₂	0,2071	0,0000	0,0214	0,2167	0,9743	0,0004	0,0000	0,0000
H ₂ O	0,0508	0,8878	0,3171	0,7831	0,0256	0,8784	0,9999	0,8875
N ₂	0,6458	0,0000	0,5751	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
O ₂	0,0964	0,0000	0,0858	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MEA	0,0000	0,1122	0,0006	0,0002	0,0000	0,1212	0,0002	0,1122

Application numérique pour le calcul de la quantité de MakeUp Mea:

$$\dot{n}_{\text{MEA}} = 0,00016 \cdot 6060,44 = 0,97 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA}} = 0,97 \cdot 60,08 = 58,28 \text{ kg/h} = 0,058 \text{ t/h}$$

$$\dot{m}_{\text{MEA,an}} = 0,058 \cdot 8760 = 508,8 \text{ t/an}$$

Application numérique pour le calcul d'efficacité :

$$\dot{n}_{\text{CO}_2,\text{in}} = 27123,23 \cdot 0,2201 = 5973,56 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{n}_{\text{CO}_2,\text{out}} = 30446,24 \cdot 0,0224 = 681,99 \text{ kmol/h}$$

$$\dot{n}_{\text{CO}_2, \text{capté}} = 5973,56 - 681,99 = 5291,57 \text{ kmol/h}$$

$$\eta = \left(\frac{5291,57}{5973,56} \right) \cdot 100 = 88,58\%$$

4.3 Analyse comparative des scénarios de captage du CO₂

Afin d'évaluer les performances globales des différentes configurations de captage du CO₂, une comparaison a été réalisée entre deux scénarios (avec et sans récupération du solvant) pour trois concentrations en CO dans le gaz traité : 15 %, 18,5 % et 20 %. L'analyse porte sur plusieurs critères clés : l'efficacité du procédé de captage, les débits massiques de monoéthanolamine (MEA) utilisés, ainsi que les implications sur les dimensions de la colonne d'absorption. Le tableau 4.10 ci-dessous synthétise l'ensemble des résultats obtenus pour ces six cas de figure.

Tableau 4.10: Tableau récapitulatif des résultats pour les 3 cas (15% 18.5% et 20%) et les 2 scénarios

CO ₂ (mol/mol)	15%		18,50%		20%	
	Scénario 2	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 1
Diamètre de la colonne (m)	12,260	12,260	12,835	12,835	13,178	13,178
Hauteur (m)	10	10	10	10	10	10
Flux CO ₂ entrée (t/h)	197,048	197,048	243,026	243,026	262,731	262,731
CO ₂ capturé (t/h)	174,654	174,654	214,854	214,854	232,735	232,735
Efficacité (%)	88,64%	88,64%	88,41%	88,41%	88,58%	88,58%
MEA Théorique (t/h) (efficacité 90%)	469,884	469,884	579,523	579,523	626,511	626,511
MEA entrée (t/h)	442,606	442,606	531,127	531,127	590,141	590,141
MEA recyclé (t/h)	442,561	441,608	531,074	529,754	590,082	588,852
MakeUp MEA (t/h)	0,044	0,998	0,053	1,373	0,059	1,289
MakeUp MEA (t/an)	386,887	8740,438	464,111	12025,600	515,886	11294,028
Total MEA (t/an)	829,449	9182,046	995,185	12555,354	1105,968	11882,880

4.3.1 Performances de la colonne

À partir des données du tableau précédent, le graphique suivant compare les pertes annuelles de MEA selon la concentration en CO_2 , avec et sans système de récupération.

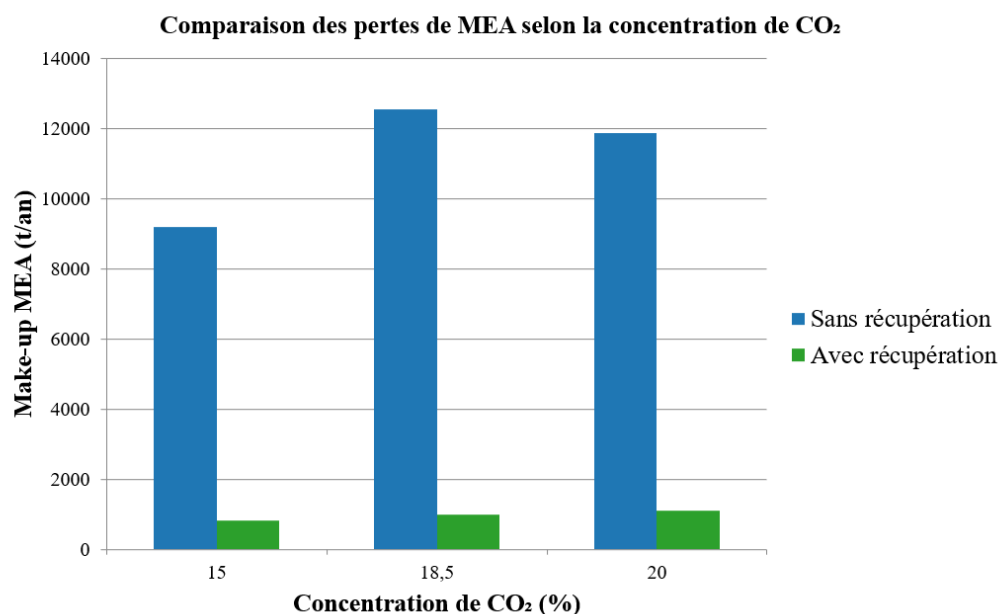


Figure 4.4: Diagramme de barres représentant les pertes annuelles de MEA avec et sans récupération, en fonction de la concentration de CO_2

Scénario 1

Le premier scénario repose sur un système classique de régénération du solvant MEA sans dispositif de récupération complémentaire. Les résultats montrent une efficacité de capture stable autour de 88,5 %, quel que soit le taux de CO_2 (15%, 18,5%, 20%). Cela confirme la robustesse du procédé en conditions simulées.

Cependant, cette stabilité s'accompagne d'un inconvénient majeur: une consommation élevée de monoéthanolamine (MEA). Cette surconsommation est due aux pertes de solvant dans les colonnes d'absorption et de régénération. En effet, une partie de la MEA est entraînée par les flux gazeux en sortie, notamment sous forme de vapeur, ce qui engendre un besoin constant de réinjection de solvant frais. Ces pertes augmentent avec la concentration en CO_2 , atteignant leur maximum à 20%, ce qui alourdit le bilan économique et environnemental du procédé.

Scénario 2

Le deuxième scénario introduit un système de récupération du solvant, avec condensation des vapeurs d'amine en sortie de colonne. Cette amélioration vise à réduire les pertes de MEA sans compromettre l'efficacité de captage.

Les résultats montrent que l'efficacité de capture reste similaire à celle du scénario 1

(toujours autour de 88,5%), mais avec une consommation d'amines nettement réduite. Le système permet de recycler une partie significative de la MEA évaporée, améliorant ainsi la durabilité du procédé et réduisant les besoins en solvant neuf. Ce scénario représente donc une optimisation technique et économique du premier.

Conclusion comparative

Le scénario 2 constitue une amélioration claire du procédé classique, car il permet de maîtriser les pertes d'amines, tout en maintenant une haute efficacité de capture. Il offre une solution plus viable pour un déploiement industriel à long terme, notamment dans un contexte de réduction des coûts d'exploitation et de préservation des ressources chimiques.

4.3.2 Dimensions de la colonne

Le diamètre de la colonne augmente modérément avec la concentration en CO_2 , allant de 12,26 m pour 15 % de CO_2 à 13,18 m pour 20 % de CO_2 .

Cette évolution est logique, car un flux de gaz plus riche en CO_2 implique un traitement volumique plus important, nécessitant une section transversale plus large afin de maintenir une vitesse superficielle constante.

4.4 Conclusion

Dans le cadre de cette étude, plusieurs débits de gaz en sortie de la colonne de régénération (5 000, 10 000 et 15 000 kmol/h) ont été simulés pour chacune des concentrations de CO_2 à l'entrée (15 %, 18,5 % et 20 %), afin d'identifier un point de fonctionnement optimal. Il apparaît qu'un débit de 10 000 kmol/h constitue, dans tous les cas, un bon compromis entre taux de captage (environ 88 %) et consommation énergétique.

La comparaison entre les deux scénarios étudiés (avec et sans récupération du solvant) met en évidence les avantages clairs de l'intégration d'un système de lavage et de séparation des pertes de solvant. Dans le scénario 1 (sans récupération), le débit de make-up MEA s'élève à 13 394,28 kmol/h (soit environ 8 740 t/an), contre seulement 4 679,62 kmol/h (soit 387 t/an) dans le scénario 2. Ce dernier permet donc une réduction de près de 90 % des besoins en solvant neuf, avec des émissions fugitives fortement limitées.

Sur le plan dimensionnel, c'est l'augmentation de la concentration en CO_2 dans le gaz d'entrée qui induit une augmentation progressive du diamètre de la colonne (de 12,26 m à 13,18 m). Cette évolution s'explique par la nécessité de traiter un flux massique de CO_2 plus important, tout en maintenant une vitesse de gaz admissible dans la colonne, ce qui impose une plus grande section transversale.

Ainsi, le scénario intégrant la récupération du solvant apparaît nettement plus favorable, en conciliant performance environnementale, stabilité du procédé et réduction des coûts liés à la consommation de MEA.

Perspectives

Perspectives

Dans le prolongement de ce projet de fin d'études dédié à la simulation de la capture du CO₂ par monoéthanolamine (MEA) dans l'industrie cimentière, plusieurs perspectives de développement peuvent être envisagées afin de compléter et valoriser les résultats obtenus, et favoriser une transition vers une application à l'échelle industrielle.

1. Intégration d'une stratégie de valorisation ou de stockage du CO₂ capté

La capture du CO₂ ne peut constituer une solution complète que si elle s'accompagne d'une gestion efficiente du gaz capté. Deux voies principales méritent d'être approfondies :

- **La valorisation du CO₂**, qui s'inscrit dans une logique d'économie circulaire. Le dioxyde de carbone peut être réutilisé comme matière première dans diverses filières industrielles : production d'e-carburants, synthèse de méthanol ou d'urée, fabrication de matériaux de construction (via la carbonatation minérale), ou encore dans les industries alimentaire et pharmaceutique.
- **Le stockage géologique**, notamment dans des aquifères salins ou d'anciens réservoirs pétroliers ou gaziers. L'Algérie dispose d'un potentiel géologique intéressant, mais nécessitant des études spécifiques de caractérisation et de faisabilité.

2. Réalisation d'une étude technico-économique complète (CAPEX /OPEX)

Une analyse approfondie des aspects économiques est essentielle pour évaluer la viabilité du procédé à grande échelle. Cette étude devrait intégrer :

- Le **CAPEX**, relatif aux investissements initiaux (équipements, installation, intégration aux unités existantes),
- Le **OPEX**, correspondant aux coûts d'exploitation (énergie, solvant, maintenance),
- Le **coût par tonne de CO₂ capté**, afin de comparer cette technologie aux autres options de réduction d'émissions.

Une telle démarche permettrait d'identifier les leviers d'optimisation économique et d'orienter les choix technologiques vers les solutions les plus compétitives.

3. Déploiement d'un site pilote en conditions industrielles

La simulation numérique offre une première évaluation, mais elle doit impérativement être complétée par des essais expérimentaux. La mise en place d'un site pilote, au

sein de l'usine de M'sila ou dans une installation équivalente, constituerait une étape déterminante. Elle permettrait de :

- Tester la stabilité du procédé face aux conditions réelles d'exploitation,
- Étudier la dégradation du solvant et les pertes de MEA,
- Valider les performances énergétiques et le comportement dynamique du système,
- Fournir des données techniques concrètes en vue d'un déploiement à plus grande échelle.

En outre, un site pilote jouerait un rôle clé dans la sensibilisation des industriels aux enjeux climatiques et dans la structuration d'une filière nationale de capture du carbone.

Conclusion

Conclusion générale

Face à l'urgence climatique mondiale et à la nécessité de réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre, le secteur industriel, et en particulier l'industrie cimentière, se trouve au cœur des enjeux de décarbonation. Responsable d'environ 8 % des émissions mondiales de dioxyde de carbone, ce secteur doit relever un double défi : maintenir sa production pour répondre aux besoins croissants en matériaux de construction, tout en réduisant son empreinte carbone.

Ce projet de fin d'études s'inscrit dans cette dynamique, en explorant le potentiel de la capture du CO₂ post-combustion par absorption chimique à la monoéthanolamine (MEA), appliquée à l'usine Lafarge de M'sila. La simulation, réalisée sous Aspen HYSYS, a comparé deux scénarios : un système classique de régénération du solvant (scénario 1) et une configuration améliorée intégrant un dispositif de récupération de la MEA (scénario 2).

Les résultats ont montré une efficacité de captage relativement stable, comprise entre 88,4 % et 88,6 %, pour les trois taux de CO₂ testés (15 %, 18,5 % et 20 %), quel que soit le scénario. Toutefois, le scénario 2 permet de réduire jusqu'à 90 % les besoins en solvant frais, avec des pertes de MEA passant d'environ 12 025 t/an à seulement 464 t/an pour le cas à 18,5 % de CO₂. Cette amélioration réduit significativement les impacts économiques et environnementaux liés à la consommation d'amine.

Sur le plan dimensionnel, l'augmentation de la concentration en CO₂ implique une légère hausse du diamètre de la colonne d'absorption, passant de 12,26 m (15 %) à 13,18 m (20 %), ce qui reste maîtrisable pour une intégration industrielle.

Enfin, l'analyse a montré qu'un débit optimal de gaz en sortie de régénérateur de 10 000 kmol/h représente un bon compromis entre performance de captage et consommation énergétique, au-delà duquel les gains deviennent marginaux.

En conclusion, cette étude confirme la faisabilité technologique du captage de CO₂ par MEA dans le contexte cimentier algérien, tout en soulignant l'intérêt crucial de dispositifs de récupération pour améliorer la durabilité économique et environnementale du procédé. Elle ouvre la voie à des développements futurs : tests en conditions réelles, optimisation énergétique, exploration de mélanges d'amines ou de technologies hybrides.

Bibliographie et Webographie

[1] Notre histoire. URL : <https://www.lafarge.fr/notre-histoire>. Date de consultation : Jun. 16, 2025.

[2] Lafarge Algérie - Ciment, béton, granulats. URL : <https://www.lafarge.dz/>. Date de consultation : May 29, 2025.

[3] Développement durable. URL : <https://www.lafarge.dz/5-developpement-durable>. Date de consultation : May 31, 2025.

[4] Geocycle TM El-Djazaïr. URL : <https://www.lafarge.dz/dz-geocycle>. Date de consultation : May 30, 2025.

[5] Cycle du carbone : qu'est-ce que c'est ?. URL : <https://www.futura-sciences.com/planete/definitions/terre-cycle-carbone-20785/>. Date de consultation : May 16, 2025.

[6] Le cycle du carbone (C). URL : <https://fertilisation-edu.fr/cycles-bio-geo-chimiques/le-cycle-du-carbone-c.html>. Date de consultation : May 16, 2025.

[7] Cycle du carbone — Wikipédia. URL : https://fr.wikipedia.org/wiki/Cycle_du_carbone?utm_source=chatgpt.com. Date de consultation : May 16, 2025.

[8] Que nous disent les archives géologiques du CO₂ et du climat ?. URL : <https://www.researchgate.net/publication/274717251>. Date de consultation : Jan. 2006.

[9] Changement climatique 2021 Les bases scientifiques physiques. URL : <https://www.ipcc.ch>. Date de consultation : 2021.

[10] CO₂ Emissions in 2022. URL : <https://www.iea.org>. Date de consultation : 2022.

[11] World Greenhouse Gas Emissions by Sector 2021. URL : <https://www.wri.org/data/world-greenhouse-gas-emissions-sector-2021-sunburst-chart>. Date de consultation : May 15, 2025.

[12] Carbon loss from forest degradation exceeds that from deforestation in the Brazilian Amazon. DOI : 10.1038/S41558-021-01026-5.

[13] Emissions Gap Report 2022: The closing window. United Nations Environment Programme, 2022.

[14] Global CO₂ emissions from cement production, 1928-2018. DOI : 10.5194/ESSD-11-1675-2019.

[15] Cement - IEA. URL : <https://www.iea.org/energy-system/industry/cement>. Date de consultation : May 16, 2025.

- [16] Global CO₂ emissions from energy combustion and industrial processes. URL : <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-co2-emissions-from-energy-combustion-and-industrial-processes-and-their-annual-change-1900-2023>. Date de consultation : May 16, 2025.
- [17] The State of the World's Forests 2020. DOI : 10.4060/CA8642EN.
- [18] Acidification des océans. Troisième Symposium sur « L'océan dans un monde avec un taux élevé de CO₂ ». Stockholm, 2013.
- [19] Principaux repères sur le changement climatique et la santé. URL : <https://www.who.int/fr/news-room/fact-sheets/detail/climate-change-and-health>. Date de consultation : May 16, 2025.
- [20] Résultats des évaluations de la Plateforme intergouvernementale sur la biodiversité. Oct. 2023.
- [21] Incorporation of AFR to Produce a Sustainable Cement. DOI : 10.14419/ijet.v7i4.30.22079.
- [22] Le CCUS: Une composante Clé de la Décarbonation. URL : <https://ifp.hal.science/hal-04607793v1/file/Le%20CCUS%20Une%20composante%20Cl%C3%A9%20de%20la%20D%C3%A9carbonation%20de%20l'Industrie%20%281%29.pdf>. Date de consultation : May 07, 2025.
- [23] Precombustion Decarbonisation Processes. DOI : 10.2516/ogst:2005029.
- [24] Utilization of biomass as an alternative fuel in iron and steel making. DOI : 10.1016/B978-0-12-820226-5.00020-3.
- [25] Recycling of Post-Consumer Glass. DOI : 10.1002/9781118095348.ch16.
- [26] Oxyfuel Combustion Makes Carbon Capture More Efficient. DOI : 10.1021/acsomega.3c05034.
- [27] Gas-Phase Reaction of NOX Formation in Oxyfuel Coal Combustion. DOI : 10.1021/ef200277q.
- [28] Kinetic analysis of CO₂ absorption. URL : <https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1901712/FULLTEXT01.pdf>. Date de consultation : May 11, 2025.
- [29] Advancements in CO₂ capture by absorption and adsorption. DOI : 10.1016/J.JCOU.2024.102727.
- [30] Carbon Dioxide Capture by Pressure Swing Adsorption. DOI : 10.1016/J.EGYPRO.2017.03.1355.
- [31] PRESSURE SWING ADSORPTION FOR CARBON DIOXIDE SEQUESTRATION. URL : <https://www.researchgate.net/publication/238681749>.
- [32] Pressure Swing Adsorption Technologies for CO₂ Capture. DOI : 10.1080/15422119.2015.1047958.
- [33] Review of Cryogenic Carbon Capture Innovations. DOI : 10.3390/c7030058.
- [34] Cryogenic-based CO₂ capture technologies. DOI : 10.1016/J.RSER.2018.11.018.
- [35] Cryogenic heat exchangers for process cooling and energy storage. DOI : 10.1016/J.APPLTHERMALENG.2019.02.106.

- [36] Efficient CO₂ capture using NH₂-MIL-101/CA. DOI : 10.1016/J.CRYOGENICS.2019.06.001.
- [37] MEMBRANES FOR CARBON CAPTURE. URL : <https://www.netl.doe.gov>. Date de consultation : Aug. 2023.
- [38] Membrane Separation Processes for Post-Combustion CO₂ Capture. DOI : 10.2516/ogst/2012046.
- [39] Solvent Selection for Post-Combustion CO₂ Capture. DOI : 10.1016/J.EGYPRO.2013.05.110.
- [40] The economics of CO₂ capture. URL : https://books.google.dz/books?hl=f&lr=&id=B-DS4P_J8KUC&oi=fnd&pg=PP1&dq=Herzog,+H.J.+The+economics+of+CO2+capture.... Date de consultation : May 17, 2025.
- [41] Pre-combustion capture of CO₂. DOI : 10.1016/J.IJGGC.2012.05.018.
- [42] Improved performance of the Benfield-HiPure process. DOI : 10.1016/J.FUPROC.2014.06.012.
- [43] CO₂ capture with potassium carbonate solutions. DOI : 10.1016/J.IJGGC.2015.06.026.
- [44] Captage du CO₂ par des amines. URL : <https://theses.hal.science/tel-02955503v1>. Date de consultation : 2020.
- [45] ETUDE DE LA CAPTURE DU CO₂ DANS UN MELANGE D'AMINES. École Nationale Polytechnique, 2013.
- [46] Evaluation et suivi de solvants innovants pour le captage de CO₂. URL : <https://theses.hal.science/tel-02136800v1>. Date de consultation : 2019.
- [47] Outil d'évaluation du niveau de maturité technologique (NMT). URL : <https://ised-isde.canada.ca/site/carrefour-croissance-propre/sites/default/files/attachments/TRL-f.pdf>. Date de consultation : Apr. 09, 2025.
- [48] Capture overview: post-combustion capture (PCC) using amines. URL : <https://ukccsrc.ac.uk/best-available-technology-bat-information-for-ccs/>. Date de consultation : May 14, 2025.
- [49] DOE-Supported Petra Nova Captures More Than 1 Million Tons of CO₂. URL : <https://www.energy.gov/fecm/articles/doe-supported-petra-nova-captures-more-1-million-tons-co2>. Date de consultation : May 14, 2025.