



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA QUÍMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA PETROLERA



**“PROPUESTA METODOLÓGICA DE CAPTACIÓN Y TRATAMIENTO
DE CO₂ PARA SU TRANSFORMACIÓN EN UREA EN MÉXICO”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO PETROLERO

PRESENTA:

ELIZABETH VELÁZQUEZ MORALES

DIRECTOR DE TESIS

M. en C. RENÉ HERNÁNDEZ MENDOZA

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. ROBERTO VLADIMIR AVALOS BRAVO

Ciudad de México, julio 2021



Folio
T-DEySA-039-21

85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
50 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

Asunto
Autorización de tema

CDMX, 29 de junio de 2021

Pasante
Elizabeth Velázquez Morales
PRESENTE

Boleta
2014171224981732

Programa Académico
I.Q.P.

Mediante el presente se hace de su conocimiento que la Subdirección Académica a través de este Departamento autoriza al **Ing. Rene Hernández Mendoza** y al **Dr. Roberto Vladimir Avalos Bravo** sean asesores en el tema que propone usted desarrollar como prueba escrita en la opción **Tesis Individual**, con el título y contenido siguiente:

"Propuesta metodológica de captación y tratamiento de CO₂ para su transformación en urea en México"

- Resumen
- Introducción
- I. Generalidades
- II. Marco teórico y metodológico
- III. Aplicación de la metodología al caso de estudio
- Conclusiones
- Recomendaciones
- Referencias Bibliográficas

De acuerdo al artículo 28 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional, el trabajo deberá ser concluido en un término no mayor de un año, a partir de esta fecha.

Ing. Félix Rincón García
Jefe del Departamento de
Ingeniería Química Petrolera

Ing. Rene Hernández Mendoza
Director Interno

Dr. Roberto Vladimir Avalos Bravo
Director Externo

Ing. César Rodríguez Guerrero
Jefe del Departamento de Evaluación
y Seguimiento Académico.

M. en C. Isaura García Maldonado
Subdirectora Académica

c.c.p.- Depto. de Evaluación y Seguimiento Académico.
c.c.p.- Depto. de Gestión Escolar.
CRG/mlcp





Folio
T-DEySA-039-21

85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
50 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

Asunto
Cesión de derechos

CDMX, 01 de julio de 2021

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

la que suscribe: **Elizabeth Velázquez Morales** estudiante del Programa de: **Ingeniería Química Petrolera** con número de Boleta: **2014171224981732**, manifiesta que es autora intelectual del presente trabajo escrito, por la opción: **Tesis Individual** bajo la dirección de los profesores **Ing. René Hernández Mendoza y del profesor Dr. Roberto Vladimir Avalos Bravo** ceden los derechos del trabajo: **"Propuesta metodológica de captación y tratamiento de CO₂ para su transformación en urea en México"** al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección de correo electrónico evelazquezm1302@alumno.ipn.mx , rhernandezm@ipn.mx y ravalos@ipn.mx Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

A t e n t a m e n t e

C. Elizabeth Velázquez Morales

Nombre y Firma
De la estudiante

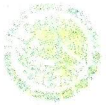
Ing. René Hernández Mendoza

Nombre y Firma
del director Interno

Dr. Roberto Vladimir Avalos Bravo

Nombre y Firma
del director Externo





Folio
T-DEySA-039-21

85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
80 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

Asunto
Autorización de Impresión

CDMX, a 01 de julio de 2021

Pasante
Elizabeth Velazquez Morales
PRESENTE

Boleta
2014171224981732

Programa Académico
I.Q.P.

Los suscritos tenemos el agrado de informar a usted, que habiendo procedido a revisar el borrador de la modalidad de titulación correspondiente denominado:

"Propuesta metodológica de captación y tratamiento de CO₂ para su transformación en urea en México"

encontramos que el citado trabajo escrito de Tesis Individual reúne los requisitos para autorizar el examen profesional y proceder a su impresión según el caso, debiendo tomar en consideración las indicaciones y correcciones que al respecto se le hicieron.

Atentamente
JURADO

Ing. René Hernández Mendoza
Presidente

M. en E. Armando Tonatiuh Avalos Bravo
Secretario

M. en E. Nancy Sánchez Maldonado
Vocal 1

M. en AP. Yadira Marisol Dávila Ugalde
Vocal 2

Dr. Roberto Vladimiro Avalos Bravo
Vocal 3

c.c.p.- Depto. de Evaluación y Seguimiento Académico.
c.c.p.- Depto. de Gestión Escolar.
CRG/micp



Agradecimientos

A mi director de tesis, M. en C. René Hernández Mendoza por su increíble apoyo en esta última etapa, por su apoyo para la construcción de esta Tesis y por ser un gran consejero.

A mi codirector de Tesis, profesor y amigo, Dr. Vladimir Ávalos Bravo por su total comprensión, paciencia, apoyo y amistad. Por ser un gran impulsor y una de las personas que me inspiran para ser una gran profesionista, que con su ejemplo me da la aspiración necesaria para lograrlo todo, por su confianza impuesta en mí y sobre todo por enseñarme a cómo hacer las cosas bien y que con honestidad todo se puede lograr, gracias.

A mi familia, por siempre creer en mí, por siempre apoyarme y entenderme en cada paso y circunstancia dura, por nunca permitirme abandonar lo que más amo, por ser un motivo de inspiración para ser una gran persona y profesionista, por su infinito amor y paciencia.

A mi mamá, que con su amor y paciencia me enseñó lo que es el amor de una madre, que con su calidez me enseñó a ser una buena persona con valores y de buenos sentimientos, por siempre apoyarme en cada paso, por ser mi mejor profesora y mi mejor amiga.

A mi padre, por ser tan justo, por apoyarme en todos mis buenos y malos momentos, por enseñarme a ser una persona responsable y fuerte, por apoyarme con mis decisiones, por su amor, gracias.

A mi jefe, Ing. Antonio Daza Cedeño por ser un gran mentor, una gran guía, por su paciencia, por todo lo que me ha enseñado, por el gran apoyo en mi servicio social y por su amistad.

Agradecimientos

Este Proyecto fue financiado por la Secretaria de Investigación y Posgrado (SIP) del Instituto Politécnico Nacional (IPN) bajo el número de registro del proyecto 20210303

Contenido

Resumen	6
Abstract	7
Objetivo	8
Metodología de desarrollo del Proyecto de Tesis	9
Índice de Figuras	11
Índice de Tablas.....	12
Glosario de Términos y Definiciones.....	14
Introducción	16
Capítulo 1 Generalidades.....	19
1.1 Emisiones de la Industria Química.....	19
1.2 Evolución de las emisiones CO ₂ en el sector de la refinación.....	21
1.1.1 Cálculo del Consumo de Energía	23
1.1.2 Cálculo de las Emisiones de dióxido de carbono.....	27
1.2 Contaminación Atmosférica.....	31
1.3 Emisiones Mundiales de CO ₂	33
1.3.1 Emisiones Nacionales de CO ₂	34
1.4 Evidencias y Consecuencias del Cambio Climático.....	34
1.4 Medidas para enfrentar el cambio climático.....	38
1.4.1 Acuerdo de París.....	39
Capítulo 2 Marco Teórico y Metodológico	43
2.1 Recuperación Mejorada de Petróleo.....	43
2.2 Captura y confinamiento de CO ₂	44
2.3 Características de las fuentes de emisión adecuadas para la captura de CO ₂	48
2.4 Tecnologías de captura disponibles en la actualidad.....	49
2.5 Costos de la captura de CO ₂	51
2.6 Costo de los sistemas de CAC.....	51
2.7 Transporte de CO ₂	56

2.7.1 Métodos existentes para transportar el CO ₂	56
2.8 Aspectos relacionados con el medio ambiente, la seguridad y los riesgos...	58
2.9 Métodos de almacenamiento (Geológico, Oceánico y en otros materiales) .	59
2.10 Usos industriales del CO ₂	61
2.11 Proceso de elaboración de Urea a partir de amoníaco y dióxido de carbono.	63
2.12 Urea en números reales.....	66
2.13 Concentración.....	66
2.14 Evaporación	66
2.15 Granulación	66
Capítulo 3 Aplicación de la Metodología al Caso de Estudio.....	68
3.1 Situación Energética Actual.....	69
3.2 Avances de los principales proyectos.....	74
3.3 Normatividad respecto al manejo de sustancias químicas peligrosas en México.....	77
3.3.1 El marco jurídico federal.....	78
3.4 NOM-050-SEMARNAT-2018.....	79
3.5 Clasificación de sustancias químicas peligrosas	80
3.6 Peligros por almacenamiento de sustancias Químicas en México	81
3.7 Medidas de Prevención de accidentes por almacenamiento de CO ₂ en México.....	82
Conclusiones y Recomendaciones.....	85
Referencias Bibliográficas	86

Resumen

En esta tesis se presenta una propuesta para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera del planeta, consistente en capturar, y/o transportar, y/o confinar, y/o transformar los gases contaminantes en otros compuestos químicos que puedan utilizarse en la agroindustria o en la industria química. El caso de estudio es el dióxido de carbono, que adicional al uso que se le puede dar como fluido de inyección a yacimientos de petróleo para extracción mejorada, puede utilizarse en la obtención de urea, compuesto que se usa ampliamente en la elaboración de fertilizantes, resinas, polímeros y materiales plásticos industriales, suplementos alimenticios para ganado, así como materia prima para elaborar cosméticos y especialidades químicas.

Abstract

This thesis presents a proposal to reduce greenhouse gas emissions to the atmosphere of the planet, consisting of capturing, and / or transporting, and / or confining, and / or transforming polluting gases into other chemical compounds that can be used in agribusiness or the chemical industry. The case study is carbon dioxide, which in addition to the use that can be given as an injection fluid to oil fields for improved extraction, can be used in the production of urea, a compound that is widely used in the production of fertilizers, resins, polymers and industrial plastic materials, food supplements for livestock, as well as raw material to make cosmetics and chemical specialties.

Objetivo

Mediante el caso de estudio de la recuperación y/o aprovechamiento de dióxido de carbono proveniente de la quema de combustibles, presentar la metodología de análisis de alternativas de ingeniería que se propone seguir para reducir la emisión al aire atmosférico de sustancias gaseosas contaminantes y/o promotoras del calentamiento global.

Metodología de desarrollo del Proyecto de Tesis

En el presente trabajo de tesis, para cumplir con los objetivos planteados en la sección anterior se llevaron a cabo las actividades mostradas en la figura 1.1

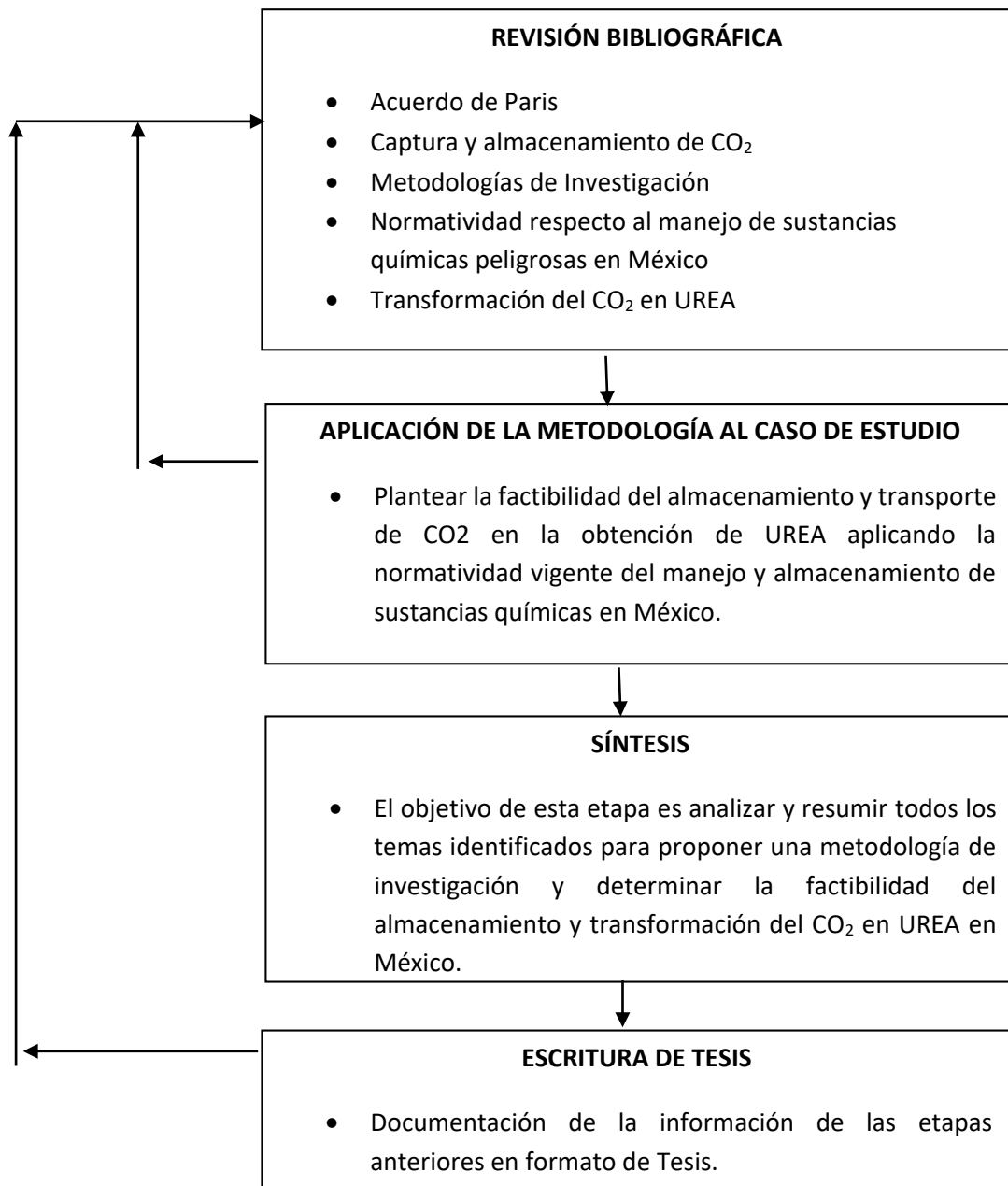


Figura 1.1 Metodología del trabajo de Tesis.

A continuación, se describen brevemente las etapas mostradas en la figura anterior.

1. Revisión Bibliográfica

El objetivo primordial de esta etapa es la recopilación y análisis de información relacionada con:

En el capítulo I se presenta y analiza la información recopilada, en particular, en este se justifica la situación actual de las emisiones de CO₂ en el mundo, así como, las formas de captación que existen en otros países. Además de esto se analizan métodos de almacenamiento y transformación para el aprovechamiento del mismo en diferentes industrias y que servirán de base para la elaboración del proyecto de tesis.

2. Aplicación de la metodología propuesta para el diagnóstico de la situación actual.

El objetivo de esta etapa es diagnosticar los problemas que existen actualmente relacionados con la captación de CO₂ en el país, normatividad, los métodos de almacenamiento, transporte y transformación en productos útiles, así como los posibles productos obtenidos y la justificación de la elección de la UREA, para de esta forma presentar una metodología de investigación que permita conceptualizar el problema para presentar una propuesta de solución y que está escrito en el capítulo II.

3. Síntesis

El objetivo de esta etapa es analizar y resumir toda la evidencia recopilada y demostrar los resultados de la metodología propuesta ya aplicada al caso de estudio y los resultados de esta etapa se presentan en el Capítulo III; finalmente, las conclusiones y recomendaciones se escriben al final de esta tesis.

Índice de Figuras

Figura 1.1 Metodología del trabajo de Tesis.	9
Figura 1 CO ₂ en la cadena de los hidrocarburos: Fase de producción, fase de manipulación y fase de disposición. (Juez. J., 2005)	20
Figura 2 Distribución geográfica de las emisiones de CO _{2 eq} (MMt) en las refinerías a nivel mundial en 2000. (Fuente: Juez. J., 2005)	21
Figura 3 Dependencia del consumo de energía específica y nivel de complejidad tomando como ejemplo 28 refinerías de EEUU (Orzen, 2005).	25
Figura 4 Balance del consumo de energía específica para cubrir una demanda de gasolinas y para el total de crudo procesado (Orzen, 2005).	26
Figura 5 Emisiones Mundiales de CO ₂ . (IEA. CO2 Emissions from Fuel Combustion. Highlights. 2013 Edition. France. 2013).	33
Figura 6 Variación del nivel del mar en algunos sitios de los litorales mexicanos. (INE, Semarnat, UNAM.2008).	37
Figura 7 Visión general de los procesos y los sistemas de captación de CO ₂ (IPCC. 2005).	47
Figura 8 Diagrama de bloques simplificado de producción de Urea. (Quera, M. 1993).	65
Figura 9 Ubicación de los complejos petroquímicos de PEMEX (SENER, 2017).	72
Figura 10 Criterios de clasificación de grados de riesgo a la salud (modelo rombo). (IPCC, 2005)	81

Índice de Tablas

Tabla 1 Procesos característicos de diferentes tipos de refinerías y factor de complejidad para cada proceso (EPA, 1997).	23
Tabla 2 Capacidad de carga por tipo de proceso, tipo de refinería, procesando crudo Maya y considerando un déficit de gasolinas en el año 2015 (EPA, 1997).	24
Tabla 3 Consumo de energía específica (EPA, 1997).	26
Tabla 4 Consumo de energía procesando crudo Maya con déficit de gasolinas (Orzen, 2005).	27
Tabla 5 Propiedades Típicas del petróleo Crudo Puro y sus Derivados (Ancheyta, 2011).	29
Tabla 6 Factores de emisión por tipo de crudo empleando la metodología del PICC y por cálculo estequiométrico por contenido de carbono (IPCC, 2005).	30
Tabla 7 Emisiones de dióxido de carbono procesando crudo Maya y considerando refinerías de baja eficiencia.	31
Tabla 8 Medidas, compromisos o acciones tomadas (Semarnat. México. 2012).	38
Tabla 9 Esquema de los procesos para las diferentes técnicas de CAC (fuente: ZEP).	45
Tabla 10 Opciones y aplicaciones de separación y captura de carbono, Adaptado de (Semarnat. México. 2012).	47
Tabla 11 Resumen de metodologías para el almacenamiento del CO ₂ , adaptado de (Bobicki et al., 2012).	50
Tabla 12 Caja Escala de los costos correspondientes a los componentes de un sistema de CAC en 2002, aplicados a un tipo de central eléctrica o fuente industrial determinado. Los costos de los	

distintos componentes no pueden sumarse simplemente para calcular los costos del sistema de CAC en su conjunto en dólares de los EE.UU. por CO₂ evitado. Todas las cifras son representativas de los costos para nuevas instalaciones a gran escala, donde los precios del gas natural asumidos oscilan entre 2,8 y 4,4 dólares de los EE.UU. por GJ y los precios del carbón, entre 1 y 1,5 dólares de los EE.UU. por GJ. (IPCC, 2005). **53**

Tabla 13 Escala de costos totales correspondientes a la captación, el transporte y el almacenamiento geológico de CO₂ sobre la base de la tecnología existente para nuevas centrales eléctricas que utilizan carbón bituminoso o gas natural (IPCC, 2005). **55**

Tabla 14 Resumen de metodologías para el almacenamiento del CO₂, adaptado de (Bobicki et al., 2012). **60**

Tabla 15 Producción de los Principales Petroquímicos en Pemex – Fertilizantes. (PEMEX, 2019). **76**

Tabla 16. Capacidad por complejo Petroquímico miles de toneladas (Anuario Estadístico PEMEX, 2017) **76**

Glosario de Términos y Definiciones

RAE= Refinería de Alta Eficiencia

RBE= Refinería de Baja eficiencia

BAU= Escenarios Tendenciales

RAG-C= Escenario Inflacionario de Referencia

RAG-B= Escenarios Inflacionario Bajo

RAG-A= Escenario Inflacionario Alto

CERBE: Consumo de Energía-Refinerías de Baja eficiencia

CERAE: Consumo de Energía-Refinerías de Alta Eficiencia

PERBE: Porcentaje de Consumo-Refinerías de Baja Eficiencia

PERAE: Porcentaje de Consumo-refinerías de Alta Eficiencia

R1: Refinería simple

R2: Refinería Semi Compleja

R3: Refinería Compleja

R4: Refinería muy Compleja

t CO₂/bl: Toneladas de dióxido de carbono por barril procesado

t CO₂/tep: Toneladas de dióxido de carbono por tonelada equivalente de petróleo procesado.

M1: 70% Istmo y 30% Maya.

M2: 65% Istmo y 35% Maya.

M3: 50% Istmo y 50% Maya.

M4: 44% Istmo y 56% Maya.

PICC: Panel Intergubernamental para el Cambio Climático.

CAC: Captación y almacenamiento de dióxido de carbono.

OECD: Organisation for Economic Co-operation and Development.

GEI: Gases de Efecto Invernadero. Destilación Atmosférica (DA)

HN: Hidrotratador de Naftas

RC: Reformador Catalítico

HD: Hidrotratador de Destilados

DV: Destilación al Vacío

FCC: Craqueo Catalítico Fluido
AQ: Alquilación
CQ: Coquización
INEM: Inventario Nacional de Emisiones de Contaminantes
COV: Compuestos Orgánicos Volátiles.
INEGEI: Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
OMM: Organización Meteorológica Mundial.
ENACC: Estrategia Nacional de Cambio Climático.
AP: Acuerdo de París.
CDN: Contribuciones determinadas a nivel nacional.
EOR: Enhanced Oil Recovery.
CP: Índice de Capacidad de Proceso.
CCGN: Planta de Generación de Ciclo Combinado a Gas Natural.
CCGI: Planta de Energía de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada.
SNR: Sistema Nacional de Refinación.
SENER: Secretaría de Energía.
CENAGAS: Centro Nacional de Control del Gas Natural.
CPEUM: Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
NOM: Norma Oficial Mexicana.
LGS: Ley General de Salud.
LGEEPA: Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.
LGPGIR: Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.
LFD: Ley Federal del Trabajo.
DOF: Diario Oficial de la Federación.
NFPA: National Fire Protection Association.
HMIS: Hazardous Materials Identification System.
IPVS: Inmediatamente Peligroso para la Vida y la Salud.
TWA: Concentración Máxima de Exposición durante 8 horas de trabajo.
STEL: Límite Máximo Permitido.
CEILING: Concentración que no se Debe Exceder en Ningún Momento.

Introducción

El dióxido de carbono, es un gas de efecto invernadero que se encuentra en la atmósfera. Las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles y otros procesos antropogénicos aumentan su concentración en la atmósfera, contribuyendo al calentamiento global.

De acuerdo con publicaciones de la Organización de las Naciones Unidas (ONU, PNUMA 2016), el incremento del CO₂ atmosférico en los últimos 200 años es significativamente mayor al que se tuvo en el planeta desde el inicio de la especie humana hasta nuestros días, pasando de un valor medio anual estable en el tiempo de 280 ppm antes de que iniciara la revolución industrial del siglo diecinueve a casi 410 ppm en el año 2019.

La ONU ha declarado que este incremento en la concentración del CO₂ atmosférico es la causa principal del calentamiento del planeta y emprendió importantes acciones de alcance mundial para atemperar este aumento, como es la firma del Protocolo de Kioto (diciembre de 1997) y en fecha más reciente, la Agenda 2030 (septiembre de 2015) que tiene como uno de sus objetivos atemperar el cambio climático y promover el desarrollo sostenible de la sociedad humana.

Los gobiernos de los países firmantes de los acuerdos mencionados se comprometieron a promover y que sus sociedades desarrollen acciones de manera permanente y sostenible, tendientes a reducir progresivamente las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero, que son promotores del calentamiento global.

La Política Pública es un importante instrumento de gobierno que orienta la legislación, regulación y administración de las actividades tendientes a lograr las metas y objetivos nacionales.

Cuando se trata de reducir la emisión de contaminantes a la atmósfera, la Política Pública tiene que considerar la manera de involucrar a todos los sectores de la población, tomando en cuenta los diferentes niveles de participación y/o contribución y/o responsabilidad en la generación y liberación de los contaminantes al aire atmosférico y sus posibles aportaciones al control y/o eliminación de las emisiones.

La Ciencia y la Tecnología son variables importantes que contribuyen al establecimiento de la Política Pública en materia de conservación del medio ambiente puesto que aportan la información de las posibles acciones que los

diferentes sectores de la sociedad pueden emprender y sostener, indicando también sus alcances y limitaciones.

El conocimiento científico, técnico y tecnológico existente acerca del tema de la contaminación atmosférica y su repercusión sobre el calentamiento global, determina lo que es posible hacer para atemperarlo y remediarlo, así como también el como hacerlo, y evaluar su eficacia y eficiencia.

Promover este conocimiento y aplicarlo es una parte importante de la Política Pública que a nivel de gobierno se traduce en estrategias y programas de acción, tendientes a lograr los objetivos y metas nacionales. Permite asignar a las diferentes secretarías y agencias de gobierno tareas específicas de control y remediación de la contaminación del suelo, agua y aire, obligando a los diferentes sectores sociales a realizar acciones y reportar periódicamente su cumplimiento, así como evaluar los resultados y logros alcanzados.

En la vertiente científica y tecnológica de la Política Pública, las Ingenierías son las disciplinas que aportan alternativas de acción y solución al problema de la contaminación atmosférica, mediante el desarrollo de estrategias y tecnologías que puedan aplicarse a los diferentes sectores nacionales, de forma individual o colectiva.

En esta tesis se expone una metodología de análisis de ingeniería que tiene como objetivo desarrollar alternativas de reducción de la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera, que incluye la posibilidad de utilizar al contaminante como materia prima para obtener, mediante su transformación química, compuestos de uso industrial y con valor comercial.

A grandes rasgos, la metodología involucra las siguientes etapas:

- Diagnóstico y evaluación de las fuentes emisoras de gases de efecto invernadero al aire atmosférico.
- Impacto de las emisiones sobre el ecosistema.
- Alternativas técnicas y tecnológicas disponibles.
- Evaluación de la viabilidad y factibilidad de las alternativas
- Toma de decisiones

En la aplicación de la metodología de análisis al problema del CO₂, el alcance de esta tesis se limita a la descripción general de las alternativas técnicas y

tecnológicas disponibles, y a exponer los antecedentes de operación del sector industrial del petróleo y petroquímica en los tres anteriores períodos sexenales de gobierno, como primera actividad de la etapa de evaluación de la viabilidad.

Son tres las alternativas tecnológicas que se documentan en esta tesis; las dos primeras consisten en capturar los efluentes gaseosos que contienen dióxido de carbono en los lugares donde se producen, transportarlos e inyectarlos a los yacimientos de petróleo o bien confinarlos por tiempo indefinido en el subsuelo, en lugares donde las características geológicas permitan que el gas permanezca confinado de forma estable.

La tercera alternativa es capturar las mezclas gaseosas y someterlas a procesos físicos y/o químicos, para obtener cada compuesto “contaminante” por separado y posteriormente utilizarlos como reactivos para transformarlos en alguna otra sustancia que pueda utilizarse industrialmente y/o reintegrarse al ecosistema sin dañarlo.

Capítulo 1 Generalidades

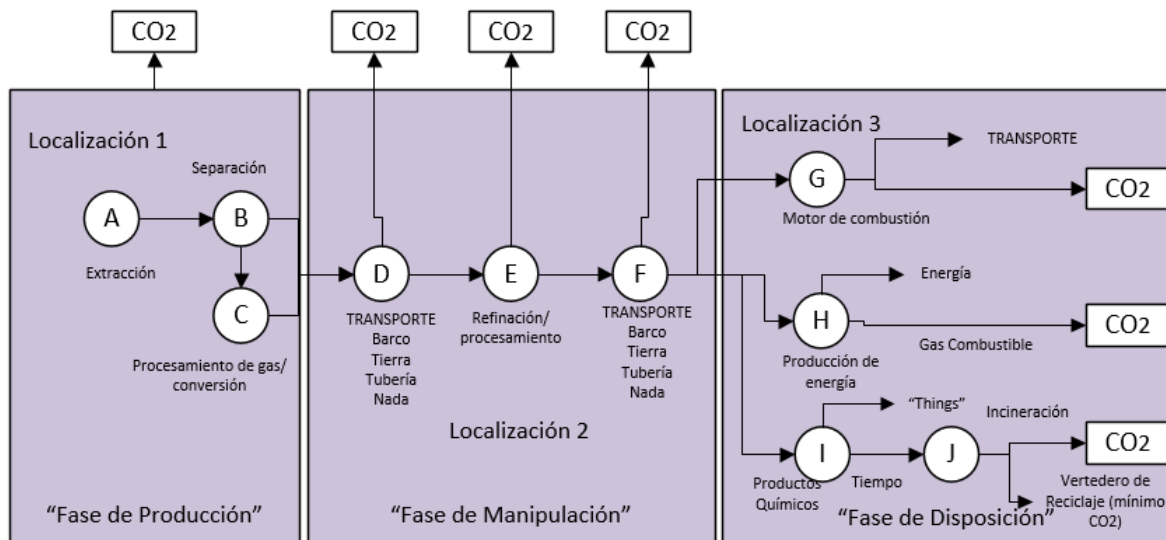
En este capítulo se describen brevemente las principales causas y magnitud del problema del calentamiento global. La quema de combustibles fósiles que realizan los sectores industriales y de movilidad en hornos y máquinas térmicas, y la generación de energía eléctrica a partir de dichas fuentes no renovables, son las principales actividades humanas que originan la gran cantidad de gases de combustión que se emiten al aire atmosférico.

1.1 Emisiones de la Industria Química

Para dimensionar la contribución de la industria del petróleo y el gas se puede tomar como ejemplo a las emisiones de la industria del año 1998 que a nivel mundial alcanzaron la cifra cercana a los 2.3000 Mt CO_2 *equivalentes*. Lo que representó, aproximadamente, el 8% del total de las emisiones antrópicas mundiales. Las contribuciones de CO_2 y de CH_4 principales protagonistas de las emisiones de gases de efecto invernadero en esta industria, no se producen por igual a lo largo de la cadena de producción. Si bien desde la producción del petróleo o gas hasta la disposición final en los lugares de consumo de los combustibles, pasando por las etapas intermedias de transporte, refinado y transporte capilar (procesos denominado Well to, Wheel¹), existen fuentes de CO_2 relacionadas con el consumo de energía y fuentes propias del proceso. En la etapa de refinación se produce aproximadamente el 70-80% del total de emisiones de CO_2 que se emiten a lo largo de toda la cadena de producción de la industria del petróleo y del gas (Juez. J., 2005).

¹ Hay que tener en cuenta que es una industria intensiva en el uso de la energía y casi un 10% del contenido energético de crudo es consumido antes de poder ser distribuido como producto a los consumidores finales [ExxonMobil, 2002]

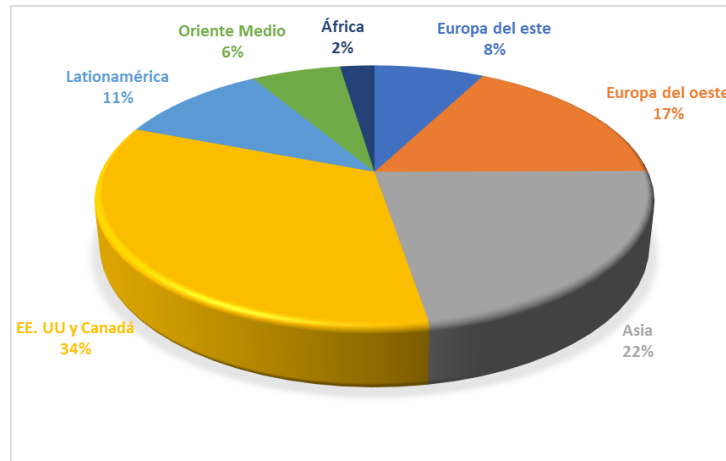
Figura 1 CO₂ en la cadena de los hidrocarburos: Fase de producción, fase de manipulación y fase de disposición (Juez. J., 2005).



Esta contribución a las emisiones está muy relacionada con el nivel de consumo energético realizado por las refinerías. Se estima que, en 1999, a nivel mundial las refinerías consumieron aproximadamente 11×10^6 TJ. Mientras que, también a nivel mundial, el consumo energético fue de $427,1 \times 10^6$ TJ, con un 40% consumido en el sector industrial. Esto significa que los combustibles de las refinerías supusieron el 2,6% del consumo energético mundial o el 6,5% del consumo energético industrial.

En el año 2000, las refinerías de petróleo generaron aproximadamente 764 Mtn CO₂ y 0.1 Mtn de CH₄, lo que significó el 3,2 % de las emisiones de GEI por causa antrópica. En cuanto a la distribución geográfica de estas emisiones, Canadá y EE. UU reúnen la mayor capacidad de refinación de combustibles. Estos dos países a su vez, representan el 25% del consumo mundial de combustibles en las refinerías. Su evolución y proyecciones esperadas siguen un patrón muy similar al resto de las refinerías europeas (Juez. J., 2005).

Figura 2 Distribución geográfica de las emisiones de CO_2_{eq} (MMt) en las refinerías a nivel mundial en 2000. (Juez. J., 2005)



1.2 Evolución de las emisiones CO_2 en el sector de la refinación.

El incremento de emisiones de las refinerías en la década de los noventa se debe principalmente al incremento de los requisitos de calidad de los productos intermedios y finales que requieren uso intensivo de energía térmica y eléctrica, misma que se produce mediante sistemas de cogeneración. Para identificar la tendencia en Europa se puede mencionar el caso de España; durante la década comprendida de 1990 al año 2000, la instalación de sistemas de cogeneración en las refinerías de este país ha originado la emisión de 1,480 toneladas anuales de CO_2 . Es necesario mencionar que los sistemas de cogeneración son muy eficientes en comparación con los anteriores y, no obstante, la cantidad de emisiones es significativamente elevada (Juez. J., 2005).

A nivel mundial el consumo total de energía para el año 2012 fue de 13,157 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMtep), 1.4% más con respecto al año 2011 que fue de 12,981 MMtep y 2.2% más con relación al año 2000 que fue de 10,101 MMtep (Enerdata, 2013). Con proporción solamente al consumo total de energía primaria, el incremento fue de 2.1% y 2.4%, respectivamente, es decir, se consumieron 252 MMtep más que en el año 2011 y 3137 MMtep más que en el 2000 (BP Statistical Review of World Energy, 2013). El porcentaje promedio de consumo

de energía primaria de acuerdo con el total consumido en el periodo del año 2000 al 2012 fue de 93%. Es decir, la energía primaria es la fuente más importante de uso.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), el consumo mundial de energía en las refinerías de petróleo para el año 2011 fue de 273 MMtep, cuatro MMtep más que en 2010 (IEA, 2013a) y siete MMtep más que en 2009 (IEA, 2012a), pero cuatro MMtep menos que en 2008 (IEA, 2011a). Del total consumido, el promedio de utilización en los años 2008, 2009, 2010 y 2011 para los países no integrantes de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD), fue de 43% (IEA, 2011a, 2012a y 2013a) y 55% para los que integran este organismo (IEA, 2011b, 2012b y 2013b). En América del Norte, México como país miembro de la OECD participó con 3% del promedio usado en los años que se mencionaron anteriormente, al igual que Canadá, pero Estados Unidos (EU) es el mayor consumidor con 25%.

Por otra parte, las emisiones mundiales de CO₂ por la quema de combustibles fósiles alcanzaron un nivel récord de 31.6 giga toneladas (Gt) en 2011, según las primeras estimaciones de la IEA (2013c). Esto representa un aumento de 1.0 Gt con respecto al año 2010, es decir, un incremento de 3.2%. El carbón contribuyó con 45% de las emisiones totales de CO₂ relacionadas con la energía en 2011, seguido por el petróleo (35%) y gas natural (20%). En 2012, un incremento de 2.1% en las emisiones de CO₂ de acuerdo con el año 2011 en países no integrantes de la OECD, fue solo parcialmente compensado por una reducción de 1% en las emisiones de países integrantes de la OECD. China realizó la mayor contribución al incremento global aumentando en 548.4 millones de toneladas (MMt), es decir, registró un incremento de 6.3%. América del Norte, presentó una reducción de 2.8% debido principalmente a que EU mostró una disminución de 3.6% y Canadá 0.7% con 216.6 y 4.1 MMt, respectivamente. México por su parte incrementó su emisión 4.6% con 21.8 MMt (Granados et al., 2013).

1.1.1 Cálculo del Consumo de Energía

Determinar el consumo de energía requirió primero calcular el nivel de complejidad de cada refinería con base en los procesos que las caracterizan y utilizando su capacidad de carga. De esta manera, como datos requeridos para este cálculo, la tabla 1 presenta el factor de complejidad por tipo de proceso para cada opción tecnológica y la tabla 2 muestra la capacidad de carga para un escenario tendencial (BAU) para el año 2015 (como ejemplo), con base en la tendencia histórica anual del crecimiento vehicular. Así también se muestran tres escenarios inflacionarios basados en el crecimiento poblacional y en el Producto Interno Bruto (PIB) denominados alto, bajo y de referencia (RAG-A, RAG-B, RAG-C) (Granados et al., 2013).

Tabla 1 Procesos característicos de diferentes tipos de refinerías y factor de complejidad para cada proceso. (EPA, 1997)

Procesos	R1	R2	R3	R4	Factor de Complejidad
Destilación Atmosférica (DA)	---	---	---	---	1
Hidro tratador de Naftas (HN)	---	---	---	---	2
Reformador Catalítico (RC)	---	---	---	---	5
Hidro tratador de Destilados (HD)	---	---	---	---	7
Destilación al Vacío (DV)		---	---	---	2
Craqueo Catalítico Fluido (FCC)			---	---	6
Alquilación (AQ)			---	---	11
Coquización (CQ)				---	5.5
Fuente: (Baird, 1996)					Fuente: (EPA, 1997)
Nota 1: R1= Refinería simple, R2= Refinería semi compleja, R3= Refinería compleja y R4= Refinería muy compleja.					

Tabla 2 Capacidad de carga por tipo de proceso, tipo de refinería, procesando crudo Maya y considerando un déficit de gasolinas en el año 2015 (EPA, 1997).

		Miles de tonelada diarias (Mtd)							
		Procesos							
Refinería	Escenario	DA	HN	RC	HD	DV	FCC	AQ	CQ
R1	BAU	367	77	59	66	---	---	---	---
R2		244	71	66	32	105	---	---	---
R3		168	32	25	20	72	47	7	---
R4		103	34	29	12	44	29	7	15

Fuente: (Granados, 2013)

El nivel de complejidad para cada opción tecnológica se obtuvo utilizando la siguiente relación matemática.

$$NC_r = \sum_{i=1}^n \left(f_c * \left[\frac{C_{ci}}{C_{da}} \right] \right) \quad (1)$$

Donde:

NC_r = Nivel de complejidad de la refinería

i = Tipo de Proceso

f_c = Factor de Complejidad

C_{ci} = Capacidad de Carga del Proceso (Mtd)

C_{da} = Capacidad de Destilación Atmosférica

Como ejemplo de cálculo se muestra el procedimiento obtenido para la refinería R4 utilizando los datos de las tablas 1 y 2, aplicando la ecuación (1).

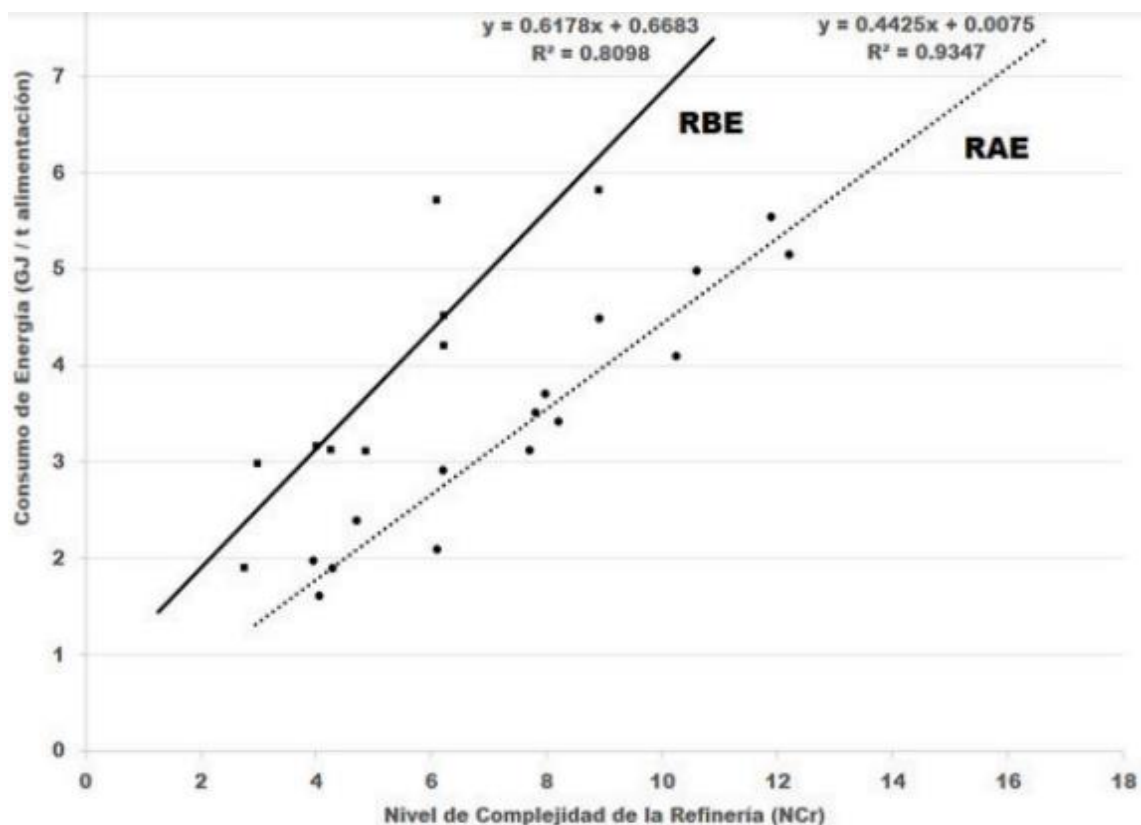
$$NC_r = \left[1 * \left(\frac{103}{103} \right) \right] + \left[2 * \left(\frac{34}{103} \right) \right] + \left[5 * \left(\frac{29}{103} \right) \right] + \left[7 * \left(\frac{12}{103} \right) \right] + \left[2 * \left(\frac{44}{103} \right) \right] + \left[6 * \left(\frac{29}{103} \right) \right] + \left[11 * \left(\frac{7}{103} \right) \right] + \left[5.5 * \left(\frac{15}{103} \right) \right] = 8$$

De esta manera, los resultados del nivel de complejidad para las siguientes opciones tecnológicas de refinación quedarían de la siguiente forma:

R1=3.5, R2=4.7, R3=6.0.

El segundo cálculo fue para determinar el consumo de energía específica de cada opción tecnológica empleando el nivel de complejidad y datos de la figura 3. De esta manera, se localizó el nivel de complejidad obtenido y se relacionó con un consumo de energía específica. Para este procedimiento se consideraron como variables las refinerías de baja y alta eficiencia (RBE, RAE) como lo muestra la figura 3. Por lo tanto, para este cálculo se emplearon las ecuaciones de tendencia expuestas en dicha figura. Igualmente, como ejemplo del tratamiento de la información se muestra lo realizado para la tecnología R4: Refinería de baja eficiencia (RBE)= $0.6178 \cdot (8) + 0.6683 = 5.6$ GJ/t y refinería de alta eficiencia (RAE) = $0.4425 \cdot (8) + 0.0075 = 3.5$ GJ/t. De esta manera, la tabla 3 muestra el consumo de energía específica para cada una de las opciones tecnológicas de refinación del petróleo.

Figura 3 Dependencia del consumo de energía específica y nivel de complejidad tomando como ejemplo 28 refinerías de EEUU (Orzen, 2005).



Finalmente, el último cálculo fue determinar el consumo de energía total derivado de multiplicar los resultados de la tabla 3 por el volumen de crudo procesado analizado en cada proyección (Granados et al., 2013).

Tabla 3 Consumo de energía específica (EPA, 1997).

Tipo de refinería	Consumo de Energía Específica (GJ/alimentación)	
	RBE	RAE
R1	2.8	1.6
R2	3.6	2.1
R3	4.4	2.7
R4	5.6	3.5

Nota: GJ: Giga Joule, t: Tonelada

Como ejemplo para este trabajo se presentan los datos para un escenario BAU (R1= 367, R2= 244, R3= 168, R4= 103 en Mtd) procesando crudo Maya y considerando déficit de gasolinas para el año 2015. En conclusión y como ejemplo, en la figura 4 se muestran el consumo de energía para cubrir una demanda de gasolinas y el porcentaje de consumo con respecto al total de crudo procesado para los diferentes escenarios, independientemente del escenario elegido, las tendencias que se muestran son las mismas (Granados et al., 2013).

Figura 4 Balance del consumo de energía específica para cubrir una demanda de gasolinas y para el total de crudo procesado. (Granados et al., 2013)

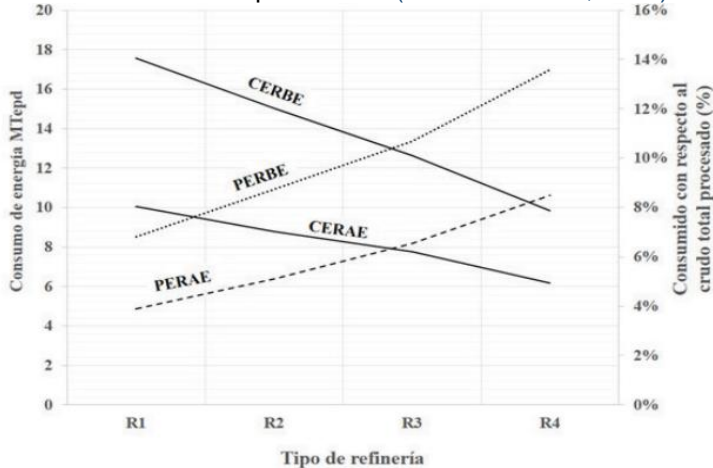


Tabla 4 Consumo de energía procesando crudo Maya con déficit de gasolinas (Orzen, 2005).

		Miles de toneladas de petróleo equivalente (Mtepd)									
Refinería	Escenarios	RBE					RAE				
		2015	2020	2025	2030	Total	2015	2020	2025	2030	Total
R1	BAU	24	33	23	55	173	14	19	25	31	99
	RAG-C	52	71	91	108	357	30	41	52	62	204
	RAG-B	86	115	139	148	543	49	66	79	85	310
	RAG-A	108	139	156	157	632	62	80	89	90	361
R2	BAU	21	28	37	47	148	12	16	22	27	86
	RAG-C	44	61	78	92	306	26	35	46	54	178
	RAG-B	73	99	118	127	464	43	58	69	74	271
	RAG-A	93	119	134	134	540	54	70	78	78	315
R3	BAU	18	24	31	39	124	11	15	19	24	76
	RAG-C	37	51	66	78	257	23	31	40	48	158
	RAG-B	62	83	100	107	391	38	51	61	65	240
	RAG-A	78	100	113	113	455	48	62	69	69	279
R4	BAU	14	18	24	31	97	9	12	15	19	61
	RAG-C	29	40	31	61	181	18	25	20	38	113
	RAG-B	48	65	78	83	304	30	40	49	52	190
	RAG-A	61	78	88	88	354	38	49	55	55	221

1.1.2 Cálculo de las Emisiones de dióxido de carbono

Existen algoritmos capaces de calcular las emisiones de CO₂ para los diferentes tipos de crudos en México.

Las emisiones de CO₂ se obtuvieron al calcular un factor de emisión por tipo de crudo utilizado, empleando dos opciones de cálculo: a) la metodología del PICC y b) por cálculo estequiométrico por contenido de carbono.

La metodología PICC utiliza las directrices de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, módulo energía (PICC, 2014). Por contenido de carbono el paso determinante para la estimación de CO₂ derivado del consumo

energía, y como porcentaje del total de crudo analizado en cada proyección, es la conversión de las unidades de carbono a unidades de CO₂.

El primer paso es encontrar el contenido de carbono, en porcentaje, utilizando el peso molecular del crudo (CC). Para esto, se obtiene un factor (FR) que relaciona el contenido de carbono y el peso molecular del crudo con el peso molecular del CO₂ y el C (44/12). Por otro lado, se utiliza una fórmula para encontrar los barriles de crudo con base en su densidad en grados API (B). Con el factor de relación FR y la fórmula mencionada anteriormente se obtiene el factor de emisión del CO₂ (FE CO₂).

Como auxiliares en estos cálculos se utilizaron los datos de la tabla 5 para obtener el peso molecular de cada crudo (PM) mediante el punto de ebullición promedio molar (PEPM), al mismo tiempo se utilizaron para esta operación el factor de caracterización Watson y la gravedad específica (k, S), el porcentaje en peso de carbono (wt %) para calcular el contenido de carbono (CC) y los grados API para calcular los barriles contenidos en una tonelada de crudo (B).

Algoritmo de cálculo para determinar el factor de emisión de CO₂ por contenido de carbono:

1) Determinar el peso molecular utilizando las ecuaciones 2 y 3 (Ganji et al., 2010).

Donde:

PM = Peso Molecular

PEPM = Punto de Ebullición Promedio Molar

S = Gravedad Específica

Tabla 5 Propiedades Típicas del petróleo Crudo Puro y sus Derivados (Ancheyta, 2011).

	Olmecca	Istmo	Maya	M1	M2	M3	M4
Factor de Caracterización Watson (k)	12	11.95	11.71	11.88	11.83	11.83	11.82
Gravedad Específica (S)	0.8315	0.8584	0.926	0.879	0.892	0.892	0.896
Gravedad API	38.67	33.34	21.31	29.13	27.33	27.33	26.6
Porcentaje en Peso de Carbono (wt %)	85.91	85.4	83.96	84.9	84.7	84.7	84.6

M1, M2, M3 y M4 se obtuvieron con base en datos de (Ancheyta 2002 y 2011), multiplicando las diferentes relaciones de los crudos para obtener cada una de las mezclas.

El PEPM se obtiene al aplicar la siguiente ecuación, k y S se sacan de la tabla 5.

$$k = \frac{\sqrt[3]{PEPM}}{S} \quad (2) \quad \text{Obteniendo} \quad PEPM = (k^* \cdot S^*)^3 \quad (3)$$

Calcular el contenido de carbono mediante la ecuación 4 (wt% se consigue de la tabla 5).

$$CC = \frac{PM * \omega t\%}{100} \quad (4)$$

Establecer el factor de relación (FR) empleando el CC y el PM del crudo analizado con el peso molecular de la relación CO₂/C (44/12) utilizando la ecuación 5.

$$FR = \left(\frac{CC}{PM}\right) * \frac{44}{12} \quad (5)$$

Usando la gravedad API de la tabla 5 calculamos los barriles de crudo analizado por tonelada (t) utilizando la ecuación 6.

$$B = \left(\frac{1}{\left(\frac{141.5}{API + 131.5} \right) * 0.15} \right) \quad (6)$$

Finalmente se calcula el Factor de Emisión del CO₂ utilizando la ecuación 7.

$$FECO_2 = \frac{FR}{B} \quad (7)$$

En la tabla 6 se muestran los factores de emisión de CO₂, en unidades de masa por unidad de volumen y en unidades de masa por unidad de energía, utilizando los dos procedimientos descritos anteriormente (PICC y cálculo estequiométrico por contenido de carbono).

Tabla 6 Factores de emisión por tipo de crudo empleando la metodología del PICC y por cálculo estequiométrico por contenido de carbono

	T CO ₂ /bl		T CO ₂ /tep	
	Metodología PICC	Metodología Contenido de Carbono	Metodología PICC	Metodología Contenido de carbono
OLMECA	0.405	0.414	2.96	3.03
ISTMO	0.418	0.426	3.01	3.12
MAYA	0.446	0.451	3.09	3.3
M1	0.426	0.433	3.03	3.17
M2	0.427	0.435	3.03	3.18
M3	0.432	0.439	3.05	3.21
M4	0.433	0.44	3.05	3.22

En la tabla 7 se presentan las emisiones de CO₂, procesando crudo Maya considerando solo el déficit de gasolinas en refinerías de baja eficiencia.

Tabla 7 Emisiones de dióxido de carbono procesando crudo Maya y considerando refinерías de baja eficiencia

		Miles de toneladas diarias (Mtd)									
Refinería	Escenarios	Metodología PICC					Metodología Contenido de Carbono				
		2015	2020	2025	2030	Total	2015	2020	2025	2030	Total
R1	BAU	75.7	101.8	133.9	168.6	534.4	76.5	103	135.4	170.5	540.4
	RAG-C	159.9	219.3	282.4	334.3	1104.5	161.7	221.8	285.5	338	1116.8
	RAG-B	264.5	356.7	428.2	457.7	1678.7	267.5	360.7	433	462.8	1697.5
	RAG-A	334.9	431.2	483.3	485.3	1952.5	338.6	436	488.7	490.7	1974.4
R2	BAU	64.7	87.1	114.6	144.2	457.1	65.5	88.1	115.8	145.8	462.2
	RAG-C	136.8	187.6	241.5	285.9	944.6	138.3	189.7	244.2	289.1	955.2
	RAG-B	226.2	305	366.2	391.5	1435.7	228.8	308.5	370.3	395.9	1451.8
	RAG-A	286.4	368.8	413.3	415	1669.9	289.6	372.9	418	419.7	1688.7
R3	BAU	54.5	73.3	96.4	121.4	384.7	55.1	74.1	97.5	122.7	389
	RAG-C	115.1	157.9	203.3	240.6	795	116.4	159.7	205	243.3	803.9
	RAG-B	190.4	256.7	308.2	329.5	1208.4	192.5	259.6	311.7	333.2	1221.9
	RAG-A	241	310.4	347.9	349.3	1405.5	243.8	313.8	351.8	353.2	1421.3
R4	BAU	42.4	57.1	75.1	94.5	299.5	42.9	57.7	75.9	95.6	302.9
	RAG-C	89.6	122.9	97.3	187.3	558.1	90.6	124.3	98.4	189.4	564.3
	RAG-B	148.2	199.9	240	256.5	940.8	149.9	202.1	242.7	259.4	951.3
	RAG-A	187.7	241.6	270.8	272	1094.3	189.8	244.3	273.9	275	1106.5

1.2 Contaminación Atmosférica

Como es bien sabido, el ser humano siempre ha buscado la forma de disfrutar mejor todo lo que posee y mejorar sus niveles de comodidad y bienestar utilizando los avances científicos y tecnológicos que permitan mantener el estilo de vida al que se está acostumbrado. En contraste, el creciente consumo de energéticos y materiales tomados de la naturaleza de tipo no renovables, provoca el deterioro del medio ambiente y tiende a modificar las condiciones del ecosistema. En el caso de la zona metropolitana del Valle de México el deterioro es evidente al observar la calidad del aire que respiran sus habitantes. A continuación, se indican los datos de emisión de contaminantes de la zona metropolitana y el Valle de México. (SEMARNAT, 2013)

De acuerdo con el INEM, en 2005 se emitieron alrededor de 71.2 millones de toneladas de contaminantes, de los cuales, 22% fueron emitidos por fuentes naturales² y 78% por fuentes antropogénicas. Las fuentes naturales emitieron principalmente compuestos orgánicos volátiles y óxidos de nitrógeno. Aunque las emisiones de fuentes naturales fueron significativas en cuanto a volumen, se distribuyen ampliamente en todo el territorio nacional, en contraste con las antropogénicas que cobran mayor importancia porque se generan en, o cerca de ciudades o poblados, por lo que se incrementa el número de personas expuestas a los efectos nocivos de los contaminantes. (SEMARNAT, 2013)

El 89% del total de contaminantes emitidos por fuentes naturales en 2005 correspondió a compuestos orgánicos volátiles provenientes de la vegetación y el restante 11% fue de óxidos de nitrógeno generados por la actividad microbiana del suelo. En el caso de las fuentes antropogénicas, el mayor volumen emitido provino de las fuentes móviles carreteras³ (61%), seguidas por las fuentes de área⁴ (9%), las fuentes fijas⁵ (7%) y las fuentes móviles no carreteras⁶.(SEMARNAT, 2013)

Considerando sólo a las fuentes antropogénicas, los contaminantes emitidos en mayor proporción fueron el monóxido de carbono (CO; 41.9 millones de toneladas; 76% del total), los compuestos orgánicos volátiles (COV; 5.2 millones de toneladas).

² Fuentes naturales: incluyen fuentes biogénicas como la vegetación y la actividad microbiana del suelo. En 2005 no se reportaron emisiones por actividad volcánica -otra fuente importante de emisiones, aunque intermitente-, ya que no se registró una actividad significativa.

³ Fuentes móviles carreteras: incluyen autos particulares (tipo sedán), camionetas Pick-up, vehículos privados y comerciales, autobuses de transporte urbano, tractocamiones, taxis, camionetas de transporte público de pasajeros y motocicletas.

⁴ Fuentes de área: incluyen combustión agrícola y doméstica, artes gráficas, asfaltado, lavado en seco, pintado automotriz, pintura para señalización vial, recubrimiento de superficies, uso doméstico de solventes, limpieza de superficies industriales, manejo y distribución de gas licuado de petróleo, gasolinas y Diesel, actividades de construcción, asados al carbón, panificación, aplicación de fertilizantes y plaguicidas, corrales de engorda, ganaderas de amoníaco, labranza, aguas residuales, incendios de construcciones, incendios forestales, emisiones domésticas de amoníaco, esterilización de material hospitalario, cruces fronterizos, terminales de autobuses y quemas agrícolas.

⁵ Fuentes fijas: incluyen a las industrias del petróleo y petroquímica, química (incluye plásticos), producción de pinturas y esmaltes, metalúrgica y siderúrgica, automotriz, celulosa y papel, cemento y cal, asbesto, vidrio, alimentos y bebidas, textil, madera, generación de energía eléctrica, residuos peligrosos, hospitales y producción de asfalto, entre otras.

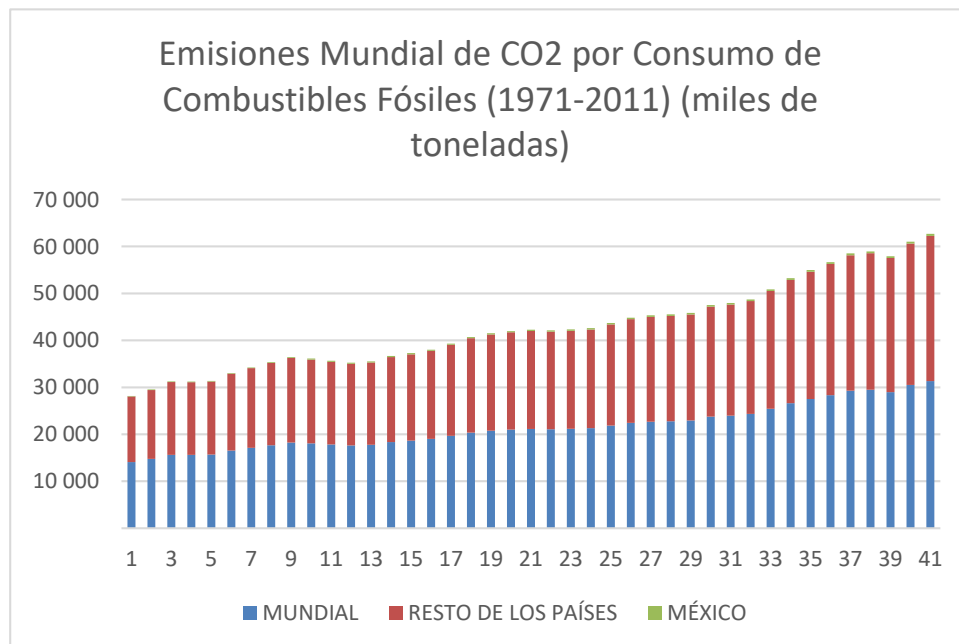
⁶ Fuentes móviles no carreteras: incluyen aviación, equipo básico en aeropuertos, embarcaciones marinas, locomotoras de arrastre, locomotoras de patio, maquinaria de uso agropecuario y para construcción.

1.3 Emisiones Mundiales de CO₂

Debido a que el volumen de emisión mundial de CO₂ es representativo de la emisión total de GEI, ya que equivale a más del 70% de las emisiones totales y a que es el GEI para el cual se cuenta con información más confiable y homogénea a nivel mundial. La emisión de CO₂ se ha incrementado de manera directa con la quema de combustibles fósiles. Durante el periodo 1971-2010, la emisión mundial derivada del consumo de combustibles fósiles aumentó alrededor de 115%.

De acuerdo con el último informe publicado por la Agencia Internacional de Energía, en el año 2010, cinco países fueron responsables del 58% del CO₂ emitido a nivel mundial por consumo y quema de combustibles fósiles: Estados Unidos, China, Rusia, Japón e India, que en conjunto emitieron 16 935.9 millones de toneladas de un total de poco más de 30.2 mil millones de toneladas generadas en el planeta. (SEMARNAT, 2013)

Figura 5 Emisiones Mundiales de CO₂. (IEA. CO₂ Emissions from Fuel Combustion. Highlights. 2013 Edition. France. 2013)



1.3.1 Emisiones Nacionales de CO₂

En México, la primera estimación nacional de las emisiones de GEI se publicó en 1995 con datos de 1990. Los resultados se presentaron ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en 1997 como parte de la Primera Comunicación Nacional ante la Convención.

De acuerdo con el último Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI), la emisión total de GEI aumentó aproximadamente 33.4% entre 1990 y 2010 siendo en este último año de alrededor de 748 millones de toneladas de CO₂ equivalente⁷. El sector energético, que incluye el consumo de combustibles fósiles⁸ y las emisiones fugitivas⁹, emitió en el 2010 poco más del 67% del total de GEI (503.8 millones de toneladas de CO₂ equivalente). Dentro de este sector, el consumo de combustibles fósiles es la principal fuente de emisiones en el país: entre 1990 y 2010 emitió entre 48.6 y 56.2%, respectivamente, del volumen total de GEI. (SEMARNAT, 2013)

1.4 Evidencias y Consecuencias del Cambio Climático.

A continuación, se presentan las evidencias y consecuencias más preocupantes para México.

➤ Temperatura

Las evidencias de cambios en el clima, tanto a escala global como regional, incluyen básicamente incrementos de la temperatura (atmosférica y marina superficial), en la concentración de vapor de agua en la atmósfera, así como cambios en los

⁷ CO₂ equivalente: volumen de bióxido de carbono que causa el mismo forzamiento radiactivo que una mezcla determinada de gases de efecto invernadero. El equivalente de bióxido de carbono para un gas determinado se calcula multiplicando su volumen por su potencial de calentamiento.

⁸ Incluye consumo de combustibles para la generación de energía, manufactura e industria de la construcción y transporte, entre otros sectores.

⁹ Aquellas emisiones que se generan en las actividades antes, durante y después del minado del carbón, así como las registradas en la producción, transmisión, almacenamiento y distribución del petróleo y gas natural.

patrones de precipitación, vientos y pautas de circulación atmosférica y oceánica (estos últimos se manifiestan en una mayor frecuencia).

El incremento de temperatura (conocido como “calentamiento global”) es una de las evidencias más contundentes de la existencia del cambio climático. La Organización Meteorológica Mundial (OMM) indicó que los 13 años más calurosos desde que existen registros de temperatura se concentraron en los últimos 15 años (OMM, 2011). De acuerdo con el IPCC, el incremento de temperatura del periodo 2001-2005 con respecto al periodo 1850-1899 fue de 0.76°C (IPCC, 2007a).

➤ Precipitación

De acuerdo con el IPCC, a partir de 1976 la humedad superficial aumentó en estrecha relación con las temperaturas más altas tanto terrestres como oceánicas. El vapor de agua total en el aire, sobre los océanos, aumentó 1.2% por década desde 1988 hasta 2004, lo que podría reflejarse en el aumento de precipitaciones tanto en forma de lluvia como de nieve (IPCC, 2007c). Se ha observado un incremento significativo de las precipitaciones en zonas orientales de América del Norte y del Sur, Europa septentrional y en Asia septentrional y central, así como condiciones más secas en el Mediterráneo, África meridional y algunas zonas de Asia meridional.

➤ Huracanes

El efecto de la temperatura sobre la actividad ciclónica es un tema polémico. A la fecha no se ha encontrado una correlación clara entre la temperatura y el número de huracanes; sin embargo, existe cada vez más evidencia de que la intensidad de los huracanes sí ha sido influenciada por la creciente temperatura de los océanos.

A nivel global, el número de huracanes de categoría 1 ha sido relativamente constante; en contraste, los huracanes de las categorías más fuertes (4 y 5) prácticamente duplicaron su número y proporción respecto al número total de huracanes registrados durante la década pasada. Las proyecciones para el año 2100 indican consistentemente que el incremento de la temperatura hará que

aumente globalmente la intensidad media de los ciclones tropicales entre 2 y 11% (Bender et al., 2010; Knutson et al., 2010).

➤ Nivel del mar

El incremento del nivel del mar se debe principalmente a dos factores: la expansión de los cuerpos de agua marina debido a su calentamiento y la contribución del agua que se derrite de los glaciares. Con respecto al primero de ellos, los océanos han absorbido alrededor del 80% del calor que se ha adicionado al sistema climático (IPCC, 2007c).

Su expansión térmica aumentó significativamente desde la segunda mitad del siglo XX y contribuyó con alrededor del 25% del incremento del nivel del mar a partir de 1960, mientras que para el periodo 1993-2003 lo hizo en aproximadamente 50% (Nicholls y Cazenave, 2010). Sin embargo, es importante señalar que el incremento de la temperatura del mar no ha ocurrido en todo el planeta: zonas del Atlántico Norte, Pacífico Norte y Pacífico ecuatorial se enfriaron durante los últimos 50 años, siguiendo un patrón opuesto a la tendencia global de calentamiento (IPCC, 2007c).

El incremento total del nivel medio del mar para el siglo XX se ha estimado en 17 centímetros, con un rango entre 12 y 22 centímetros (IPCC, 2007a). El promedio mundial de aumento del nivel del mar fue, en el periodo 1961-2003, de 1.8 milímetros por año (con un rango de 1.3 a 2.3 mm). Sin embargo, entre 1993 y 2003, la tasa de incremento promedio alcanzó los 3.1 milímetros (2.4 a 3.8 mm) por año (IPCC, 2007a; Nicholls y Cazenave, 2010). Tal vez este incremento parezca mínimo, pero si se considera que existen numerosas ciudades ubicadas en zonas costeras bajas e incluso por debajo del nivel del mar (como es el caso de Ámsterdam, Holanda, que está en promedio a 4 metros por debajo del nivel del mar), pequeños cambios en el nivel pueden tener efectos importantes.

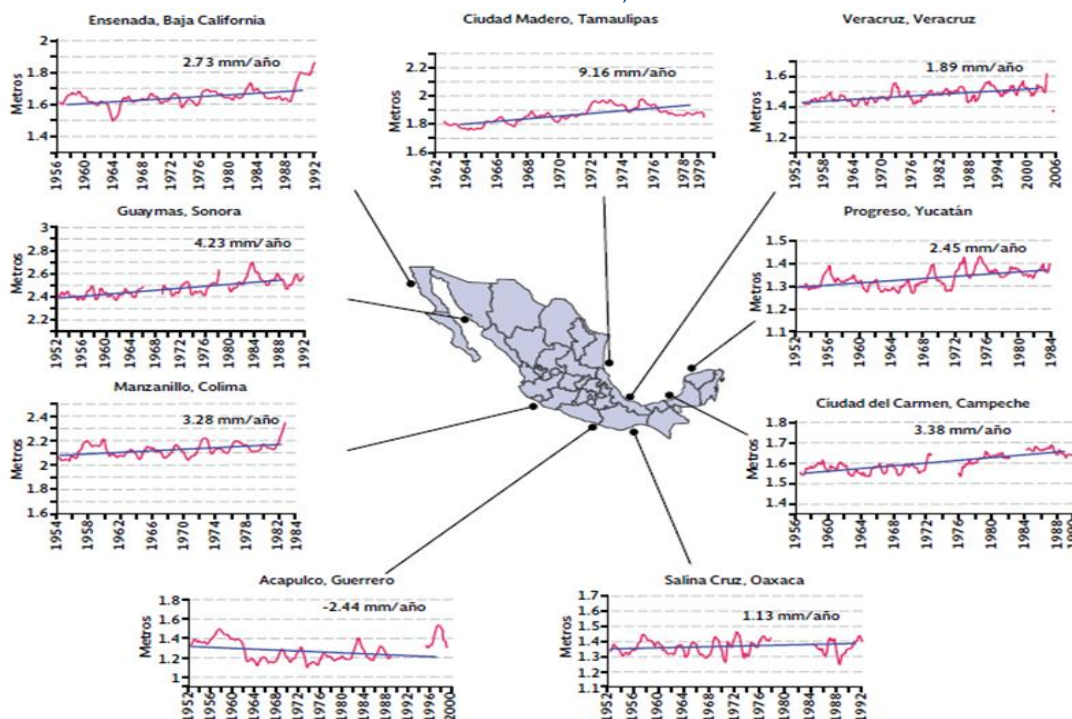
Por otro lado, el deshielo de los glaciares contribuyó con alrededor del 30% del incremento del nivel del mar de 1993 a 2009 (Nicholls y Cazenave, 2010). De

acuerdo con el IPCC, el derretimiento de los glaciares y casquetes polares contribuyó con 0.05 metros al incremento del nivel del mar en el periodo 1961-2003 y con 0.077 metros entre 1993 y 2003 (IPCC, 2007c).

México también ha sido afectado por la elevación del nivel del mar. Los registros indican que la mayoría de los 17 sitios estudiados en el Golfo de México y el Pacífico mexicano, entre principios de los años cincuenta y el año 2000, muestran tendencias de incremento en el nivel, excepto Acapulco, Guerrero, cuya tendencia fue negativa debido a un movimiento de la corteza terrestre provocado por un doble sismo (Semarnat et al., 2008).

En la Figura 6 se observa la tendencia del nivel del mar en algunos de los 17 sitios analizados. En el Golfo de México, el incremento registrado varió de 1.79 milímetros por año en Alvarado, Veracruz, hasta 9.16 milímetros en Ciudad Madero, Tamaulipas; no obstante, debe considerarse que los periodos de datos para ambos sitios son diferentes. En el Pacífico mexicano sobresalen Guaymas (Sonora) y Manzanillo (Colima).

Figura 6 Variación del nivel del mar en algunos sitios de los litorales mexicanos. (Semarnat, UNAM.2008).



1.4 Medidas para enfrentar el cambio climático

En el año 2009 México presentó sus propias medidas para enfrentar al cambio climático, su propio estudio sobre las implicaciones económicas del cambio climático. En él se destaca que este fenómeno global tendrá consecuencias económicas negativas para nuestro país: los costos económicos de los impactos climáticos al 2100 serán al menos tres veces superiores que los costos de mitigación de 50% de nuestras emisiones.

A continuación, se detallan algunas de las propuestas más importantes en México y que a la fecha han contribuido a un descenso casi insignificante de las emisiones de CO₂.

Tabla 8 Medidas, compromisos o acciones tomadas (Semarnat. México. 2012.)

Medidas, compromisos o acciones tomadas	Observaciones
Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENACC)	En mayo de 2007 se publicó la ENACC cuyos objetivos son: <ul style="list-style-type: none"> - Identificar oportunidades de reducción de emisiones y desarrollar proyectos de mitigación. - Reconocer la vulnerabilidad de los respectivos sectores y áreas de competencia e iniciar proyectos para el desarrollo de capacidades nacionales y locales de respuesta y adaptación. - Proponer líneas de acción, políticas y estrategias que sirvan de base para la elaboración de un Programa Especial de Cambio Climático.
Programa GEI México	Es un programa nacional voluntario de contabilidad y reporte de GEI y de proyectos de reducción de emisiones. El Programa es coordinado por la Semarnat y la Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable (CESPEDES), con el soporte técnico del Instituto Mundial de Recursos (WRI, por sus siglas en inglés) y el Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sustentable (WBCSD, por sus siglas en inglés). Las empresas reportan anualmente sus emisiones de GEI. Los resultados del Programa para el año 2010 son los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> - Empresas inscritas: 155. - Inventarios corporativos de GEI entregados: 100. - Total de emisiones contabilizadas por los reportes entregados: 121 millones de tCO₂e. - Porcentaje de emisiones respecto al total del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero: 18%.
Comisión Intersecretarial de	La Comisión se creó en 2005 y tiene como atribución principal coordinar la planeación e integración sectorial de las políticas nacionales en materia de cambio climático. Está integrada por los titulares de las Secretarías de Medio Ambiente y Recursos Naturales (quien la preside

Cambio Climático	y tiene a su cargo el Secretariado Técnico); Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación; Comunicaciones y Transportes; Economía; Desarrollo Social; Energía; Relaciones Exteriores, Hacienda y Crédito Público, Gobernación, Salud, Turismo y Marina, así como por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Se apoya en siete Grupos de Trabajo: Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y Captura de Gases de Efecto Invernadero; Mitigación; Adaptación; Programa Especial de Cambio Climático; REDD+ (actividades que reducen las emisiones por evitar la deforestación y degradación forestal y contribuyen a la conservación, manejo sostenible de los bosques y mejoramiento de los acervos de carbono forestal); Negociaciones Internacionales y Vinculación con la Sociedad Civil.
Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y Captura de Gases de Efecto Invernadero	Se creó en 2004 y funciona como Grupo de Trabajo de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático con la atribución de identificar oportunidades, así como facilitar y aprobar la realización de proyectos de reducción de emisiones y captura de gases de efecto invernadero en México. A finales de junio de 2012, el Comité había otorgado 292 cartas de aprobación de proyectos. Los proyectos mexicanos registrados ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) sumaban 144 hasta finales de julio de 2012 y habían recibido 16.03 millones de Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE), lo que coloca a México en el 5º lugar mundial de RCE recibidas.

1.4.1 Acuerdo de París

El Acuerdo de París (AP) sobre el Cambio Climático fue adoptado contra todo pronóstico el 15 de diciembre de 2015 en la 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco sobre el Cambio Climático.

El acuerdo de París (AP) sobre el cambio climático fue firmado por las naciones integrantes de la Organización de las Naciones Unidas el 15 de diciembre de 2015, en la 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco sobre el Cambio Climático.

Las negociaciones que condujeron al acuerdo incluyeron la discusión de la estructura jurídica que se debería adoptar para garantizar que el instrumento internacional diera continuidad a los compromisos de la Convención Marco y eventualmente substituyera al protocolo de Kioto.

En su momento, el AP fue el mejor acuerdo posible y se declaró como la última oportunidad para revertir el proceso de cambio climático y evitar el desastre. Si no se alcanzara el objetivo de su artículo 2, de impedir que las temperaturas lleguen a

superar el incremento previsto de dos grados centígrados en relación con el periodo pre-industrial, la mayor parte de las especies del planeta desaparecerían al igual que los ecosistemas tal y como se han conocido.

De acuerdo con el AP, a continuación, se describen las fórmulas que se consideraron eficaces para luchar contra el cambio climático.

- El consenso para su adopción se alcanza porque la flexibilidad de sus obligaciones lo permite y porque las cuestiones más conflictivas se proyectan en el futuro ya que se planifica su resolución una vez cruzado el límite crítico del año 2020.
- El AP consiguió inicialmente un apoyo unánime a nivel mundial para combatir un problema cuya existencia al menos ya no se cuestiona, aunque su flexibilidad permite a cada una de las Partes llevar a cabo una interpretación de la carga obligacional asumida que puede llegar a diferir sobre la naturaleza del Acuerdo.
- El AP también ha supuesto una segunda oportunidad para la Convención Marco sobre el Cambio Climático, a la que se remite en su articulado no solo como fuente normativa sino también para señalar que uno de los objetivos que persigue es mejorar su aplicación. (El acuerdo de París sobre el cambio climático: sus aportaciones al desarrollo progresivo del Derecho internacional y las consecuencias de la retirada de los Estados Unidos, Universidad de Granada).

Forma legal del AP

El AP es un instrumento internacional legalmente vinculante. Esto significa que, según el derecho internacional público, crea obligaciones y dispone de mecanismos y procedimentales capaces de proporcionar incentivos efectivos, para asegurar que las partes cumplan con sus obligaciones.

Las CDN (Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional) colocan primero el significado de la CDN e inmediato después la abreviatura entre paréntesis también son vinculantes, a pesar de que no forman parte del AP. Las CDN pueden calificar bajo el derecho internacional como un acto unilateral vinculante y también como un “acuerdo ulterior” bajo la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados. Además, están contempladas en una disposición del AP.

La robusta estructura del Acuerdo de París es una cuestión clave para América Latina y el Caribe por ser una región altamente vulnerable al cambio climático y porque cada vez tiene un potencial mayor de aportar soluciones.

Estructura del Acuerdo de París

El AP incluye cuatro componentes principales:

- 1) Objetivos
- 2) Campos para la acción (mitigación, REDD+, mecanismos cooperativos, adaptación, y pérdidas y daños).
- 3) Medios de implementación (financiamiento, desarrollo y transferencia de tecnología y fortalecimiento de capacidades).
- 4) Procedimientos para la gestión del cumplimiento (marco de transparencia reforzado para las medidas y el apoyo, balance mundial y mecanismo para facilitar la aplicación y promover el cumplimiento).

Objetivos

El AP tiene por objeto principal reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático -al mejorar la aplicación de la Convención-, incluido el logro de su objetivo, para lo cual establece una meta general (limitar el aumento de la temperatura) y otras específicas en tres áreas: mitigación, adaptación y financiamiento.

Mitigación

Una meta a largo plazo para la mitigación orienta el enfoque general del AP, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza. El AP prevé mantener el aumento de la temperatura bien por debajo de 2 grados centígrados con respecto a los niveles pre-industriales, y también proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5°C, nivel vital para salvaguardar a los países más vulnerables; lograr que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo lo antes posible (pico de emisiones) y alcanzar un equilibrio entre las emisiones y la absorción por los sumideros en la segunda mitad del siglo (carbono-neutralidad).

Adaptación

En cuanto a la adaptación, se establece el objetivo de aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos. Se subraya el vínculo entre mitigación y adaptación: cuando menos esfuerzos se realicen para atacar las causas del cambio climático, mayores serán los esfuerzos necesarios para adaptarse al mismo.

Financiamiento

En materia de financiamiento, se establece el objetivo de elevar las corrientes financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones, aumentando el financiamiento post-2020 mediante el establecimiento de un objetivo colectivo cuantificado de movilizar como mínimo 100.000 millones de dólares anuales, teniendo en cuenta las necesidades y prioridades de los países en desarrollo.

Capítulo 2 Marco Teórico y Metodológico

En este capítulo se exponen las principales alternativas de uso del CO₂ a escala industrial. Se consideran solamente las alternativas a esta escala debido a que la cantidad de emisiones gaseosas al aire atmosférico originadas por la quema de combustibles en nuestro país es del orden de millones de toneladas anuales.

Se necesitan considerar solo tres alternativas; en la primera de ellas se requiere capturar el compuesto y trasladarlo a los yacimientos de extracción de petróleo para su inyección, en la segunda es necesario capturar el compuesto y transportarlo a los sitios de confinamiento, que por sus características geológicas puedan mantenerlo en el subsuelo por tiempo indefinido. La tercera alternativa consiste en separar y purificar el CO₂ de las mezclas de gases que lo contienen y utilizarlo como materia prima en la elaboración de Urea, compuesto químico que se utiliza en grandes cantidades en la agroindustria y en la elaboración de resinas, polímeros y especialidades químicas de alto consumo.

2.1 Recuperación Mejorada de Petróleo

Uno de las principales aplicaciones del CO₂ es la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, siglas en inglés de Enhanced Oil Recovery), es el proceso de inyección de CO₂ se realiza en condiciones súper críticas —con una presión mayor a ocho mega pascales (MPa) y una temperatura mayor a 31.5 grados centígrados (°C)— bajo las referidas condiciones, el gas se comporta como un líquido y se espera que dentro del yacimiento se conserve en ese estado para su posterior almacenamiento.

El desplazamiento del aceite por gas se puede clasificar como miscible o mezclable, inmisible, o bien como un proceso miscible multi-contacto, dependiendo de las propiedades del gas inyectado, así como de los fluidos y condiciones del yacimiento. El gas inyectado puede utilizarse para el mantenimiento de la presión o la estabilización del drenaje gravitacional.

Desplazamiento mezclable o miscible. - Con condiciones de miscibilidad, el gas y los hidrocarburos forman una sola fase. Una de las principales ventajas del desplazamiento miscible, es la reducción del efecto de la presión capilar que retiene el aceite. La miscibilidad también promueve el flujo del aceite, provoca hinchamiento y reduce la viscosidad del fluido incrementando su movilidad.

La inyección de dióxido de carbono, además del almacenamiento natural permanente de grandes volúmenes en yacimientos petroleros, ayuda a la reactivación de campos maduros.

Emplear el CO₂ en estos procesos tiene otro efecto beneficioso: sustituye a disolventes orgánicos tóxicos, de más difícil manejo, inflamables y que dejan trazas en las sustancias con las que interactúan. Entre ellos está el hexano, un compuesto que además deriva del petróleo. Sin embargo, a pesar de todos estos rasgos de benevolencia ambiental, la gran mayoría del CO₂ procede de su fabricación ad hoc, no de capturas y aprovechamientos de otros procesos ([El País, 2014](#)).

2.2 Captura y confinamiento de CO₂

El almacenamiento de CO₂ sólo es posible si esta especie química está lo suficientemente concentrada como para que sea posible su compresión hasta alcanzar un estado denominado supercrítico (densidad de 760 kg/m³ a 21,1 ° C). Por este motivo, los sistemas de captura tienen como objetivo la obtención de una corriente concentrada en CO₂ preparada para su transporte y almacenamiento permanente. Estos sistemas incluyen un proceso de separación de gases a gran escala que acaba generando una corriente pura concentrada de CO₂. Los sistemas de captura de CO₂ se suelen clasificar en:

Pre-combustión: El combustible debe transformarse y pasar a tener un bajo o nulo contenido en carbono. En el proceso se obtiene H₂ y CO₂, el primero queda disponible para su combustión en turbinas de gas y el segundo se captura para su posterior almacenamiento.

Oxicombustión parcial y total: La combustión se realiza en presencia de oxígeno puro o con una mezcla enriquecida en oxígeno en lugar de aire. El resultado en ambos casos es un gas efluente con un alto contenido en CO₂ (su concentración dependerá del contenido de O₂ en la mezcla utilizada en la combustión). En ambos casos es necesario utilizar técnicas de separación de gases para capturar el CO₂ de los gases efluentes. Las técnicas que se utilicen dependerán de la concentración de CO₂ de los mismos.

Post-combustión: Se trata de técnicas que se aplican al final del proceso de combustión. El objetivo es separar el CO₂ que se encuentra diluido en los gases efluentes del resto de componentes del gas mediante técnicas de separación de gases: membranas, absorción química, adsorción física, ciclos de calcinación-carbonatación, etc.

A pesar de que las tres rutas antes mencionadas son de gran utilidad estas dependerán su uso para la industria a la que se desea aplicar, ya que no todas estas rutas funcionan para la captura del CO₂ por sus costes, la mejor opción es elegir la tecnología adecuada.

Tabla 9 Esquema de los procesos para las diferentes técnicas de CAC (fuente: ZEP)

Post-combustión			Oxicombustión			Pre-combustión
			Separación de oxígeno			Separación de oxígeno
Preparación del combustible. Secado del lignito.			Preparación del combustible. Secado del lignito.			Manejo del Combustible (Lignito/biomasa).
Combustión (Lecho fluidizado, carbón pulverizado, lignito, coque de petróleo).			Oxicombustión parcial o total.			Gasificación y reformado (Gas natural, carbón lignito y biomasa).
Caldera	Turbina de Gas	Combustión Industrial	Caldera	Turbina de Gas	Combustión Industrial	Eliminación del polvo
Ciclo de gases			Ciclo de gases			Intercambio de CO
700°C			700°C			Desulfuración

Tratamiento de los gases efluentes con recuperación de calor.	Recirculación de gases y mezcla con O_2	Captura de CO_2 /Separación de H_2 .
Captura CO_2	Tratamiento y enfriamiento de los gases efluentes.	Turbina de gas H_2
Purificación del CO_2	Purificación del CO_2	Purificación de CO_2
Compresión del CO_2	Compresión del CO_2	Compresión del CO_2

Como ya se mencionó, la captura del CO_2 se puede llevar a cabo por tres tecnologías siendo estas la pre-combustión que básicamente pretende separar el carbón del combustible eliminándolo antes de la combustión, en la oxicombustión, por otro lado, promete separar el CO_2 de una corriente que tiene un alto contenido de oxígeno y una cantidad nula o casi despreciable de nitrógeno. De estos métodos, la captura posterior a la combustión (post-combustión) tiene la mayor promesa, ya que puede ser adaptado a las unidades existentes en las plantas de energía (Zhao et al., 2016).

Por lo tanto, la tecnología más adecuada es la post-combustión siendo que además esta tiene una versatilidad que abarca varias industrias en las que se puede adaptar y seleccionar la que más convenga debido a las diferentes mezclas de efluentes que emiten las diversas industrias.

Figura 7 Visión general de los procesos y los sistemas de captación de CO₂ (IPCC, 2005).

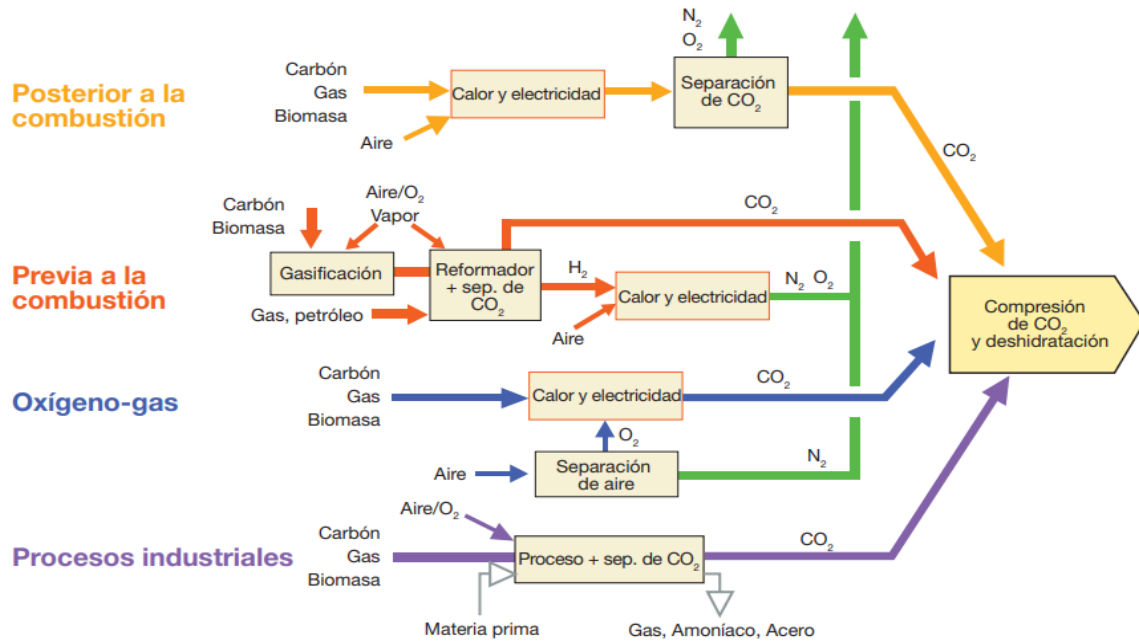


Tabla 10 Opciones y aplicaciones de separación y captura de carbono. (Semarnat. México. 2012).

Opción de captura	Tecnología de separación	Método	Aplicación
Post-Combustión	Absorción por disolventes químicos	Disolvente a base de amina, por ejemplo; Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), y amina (KS - 1). -Los disolventes alcalinos, por ejemplo; NaOH y Ca (OH) ₂ . -Líquidos iónicos	Plantas de energía; siderurgia; Industria del cemento; Refinerías de petróleo.
	Adsorción por sorbentes sólidos	Sorbentes sólidos a base de aminas. -Sorbentes sólidos basados en metales alcalino-térreos, por ejemplo; CaCO ₃ . -Sorbentes sólidos de carbonato de metal alcalino, por ejemplo; Na ₂ CO ₃ y K ₂ CO ₃ .	No se ha informado de ninguna aplicación

Separación con membranas	Estructuras orgánicas porosas/polímeros. -Membranas poliméricas. -Membranas de permeación. -Membranas inorgánicas, por ejemplo; zeolitas. -Membranas híbridas.	Plantas de energía Plantas de energía; Edulcorante de gas natural
Separación criogénica	Separación criogénica.	Plantas de energía
Adsorción por oscilación de presión/ vacío	Zeolitas. Carbón activado.	Plantas de energía; siderurgia

2.3 Características de las fuentes de emisión adecuadas para la captura de CO₂

Varios factores determinan si la captura de dióxido de carbono es una opción viable para una determinada fuente de emisión:

- Su tamaño
- Si es fija o móvil
- Su proximidad con potenciales lugares de almacenamiento
- El grado de concentración de sus emisiones de CO₂

El CO₂ podría capturarse de fuentes de emisión fijas de gran envergadura, como las centrales eléctricas o las plantas industriales. De encontrarse cerca de lugares de almacenamiento potenciales, por ejemplo, de formaciones geológicas adaptadas, estas infraestructuras podrían ser elegidas para la temprana implementación de la captura y almacenamiento de CO₂.

A estas alturas, todavía no se consideran las fuentes de emisión pequeñas o móviles, ya sea en hogares, comercios o medios de transporte, porque todavía no son adecuadas para la captura y almacenamiento.

2.4 Tecnologías de captura disponibles en la actualidad

Captura de CO₂ del proceso de conversión de energía en general significa que en algún momento del proceso será necesario separar el CO₂, como ocurre con la descarbonización posterior a la combustión y la pre-combustión. Alternativamente, el proceso de conversión de energía puede producir una corriente de CO₂ concentrada, siempre que no haya nitrógeno presente durante la formación de CO₂.

Este es el principio de un proceso de desnitrógeno. En cualquier caso, está claro que el proceso general de captura o descarbonización de CO₂ consistirá en una combinación de etapas de conversión de energía o combustible y etapas de separación. Los procesos de descarbonización pueden involucrar varios métodos de separación:

- Membranas, que utilizan barreras selectivas para separar gases;
- Disolventes, que utilizan líquidos de absorción para separar los gases;
- Sorbentes, que utilizan partículas selectivas para separar gases;
- Criogénico, utilizando la diferencia en los puntos de condensación para separar los gases.

Además de estos métodos de separación, los combustibles también pueden descarbonarse directamente y convertirse en carbono inerte e hidrógeno, evitando el uso de carbono en el proceso de combustión. También se pueden usar procesos biológicos para convertir CO₂ en biomasa, que luego se puede usar como combustible. Por último, hay una serie de tecnologías de conversión de energía que forman parte de un proceso de descarbonización. Es particularmente importante integrar las tecnologías de conversión de energía con las tecnologías de separación de CO₂ y O₂ para lograr rutas de captura de bajo costo y alta eficiencia.

Tabla 11 Caja de herramientas de captura de CO₂. (CO₂ Capture Process Principles and Costs)

Método de Captura	Postcombustión Descarbonización	Pre-combustión Descarbonización	Conversión des nitrogenada
Principio de separación			
Membranas	<ul style="list-style-type: none"> -Absorción de gas de membrana -Membranas poliméricas -Membranas cerámicas -Membranas de transporte facilitado -Membranas de tamiz molecular de carbono 	Separación CO ₂ / H ₂ basada en: <ul style="list-style-type: none"> -Membranas cerámicas -Membranas poliméricas -Membranas de paladio -Absorción de gas de membrana 	<ul style="list-style-type: none"> -Membranas conductoras de O₂. -Membranas de transporte facilitado.
Adsorción	<ul style="list-style-type: none"> -Carbonatación de cal / calcinaciones -Sorbentes a base de carbono 	<ul style="list-style-type: none"> -Dolomita, hidrotalcitas y otros carbonatos -Circonatos 	<ul style="list-style-type: none"> - Adsorbentes para la separación de O₂/N₂ -Adsorbente de O₂ de alta temperatura
Absorción	<ul style="list-style-type: none"> -Líquidos de absorción mejorada -Equipo de contacto novedoso -Diseño mejorado de procesos 	<ul style="list-style-type: none"> -Líquidos de absorción mejorada -Diseño mejorado de procesos 	<ul style="list-style-type: none"> -Absorbentes para la separación de O₂ / N₂
Criogénico	Licuefacción mejorada	Separaciones CO ₂ /H ₂	-Destilación mejorada para la separación del aire
Extracción de Carbono	No aplica	Descarbonización directa	-No aplicable
Biotecnología	Producción de algas	Aplicaciones de alta presión	-Enfoques biomiméticos
Conversión de Energía	<ul style="list-style-type: none"> -Ciclos de potencia -Procesos de combustión -Ciclos de turbinas de gas 	Hidrógeno en cámaras de combustión de turbinas de gas	-Combustión en atmósfera de O ₂ / CO ₂ / H ₂ O

	-Ciclos de vapor		
--	------------------	--	--

2.5 Costos de la captura de CO₂

El rigor de los futuros requisitos para el control de las emisiones de gases de efecto invernadero y los costos previsible de los sistemas de CAC determinarán, en gran medida, el futuro despliegue de tecnologías de CAC en comparación con otras opciones de mitigación de los gases de efecto invernadero. En la presente sección se resume, en primer lugar, el costo general de la CAC correspondiente a las principales opciones y aplicaciones para procesos consideradas en las secciones anteriores. En este resumen y en el presente informe, por “costos” se entienden únicamente los precios de mercado y no incluyen los costos externos como los daños al medio ambiente y otros costos sociales de carácter más amplio que pueden guardar relación con el uso de la CAC. Hasta la fecha, apenas se ha tratado de evaluar y cuantificar esos costos externos. En segundo lugar, la CAC es examinada en el marco de opciones alternativas para la reducción de los gases de efecto invernadero a nivel mundial.

2.6 Costo de los sistemas de CAC

Como se ha señalado anteriormente, aún no se ha adquirido demasiada experiencia con respecto a la combinación de la captación, el transporte y el almacenamiento de CO₂ en un sistema de CAC plenamente integrado. Además, si bien algunos de sus componentes ya se utilizan en mercados maduros para ciertas aplicaciones industriales, la CAC aún no se ha usado en centrales eléctricas a gran escala (que es la aplicación con el mayor potencial).

La bibliografía muestra una escala de costos de los componentes de la CAC relativamente amplia. Ello se debe, principalmente, a la variabilidad de los factores propios de cada emplazamiento, especialmente las características del diseño, el funcionamiento y la financiación de las centrales eléctricas o las instalaciones industriales en que se utiliza la CAC; el tipo y el costo del combustible empleado; las distancias, los terrenos y las cantidades requeridas por el transporte del CO₂; y

el tipo y las características del almacenamiento de CO₂. Además, persiste la incertidumbre en torno al rendimiento y el costo de los componentes y los sistemas integrados de la tecnología de CAC nuevos y existentes.

No obstante, la bibliografía indica que, por lo general, se estima que el costo de la construcción y el funcionamiento de los sistemas de captación de CO₂ disminuirá con el tiempo como resultado del aprendizaje práctico (por medio del despliegue de la tecnología) y de la I+D sostenida. Los hechos observados también sugieren que los costos de los prototipos de planta de captación podrían superar a las estimaciones actuales antes de descender más adelante. En casi todos los sistemas de CAC, el costo de la captación (incluida la compresión) representa el mayor componente de los costos. Los gastos de electricidad y combustible varían de un país a otro de forma considerable, y estos factores también influyen en la viabilidad económica de las opciones de CAC.

En la tabla 12 se resumen los costos de captación, transporte y almacenamiento de CO₂ indicados en las secciones 3 a 7; también figuran entre ellos los costos de vigilancia. En el cuadro RT-10, se combinan los costos de los distintos componentes para mostrar los costos totales de la CAC y la generación de electricidad para tres sistemas eléctricos con transporte por gasoductos y dos opciones de almacenamiento geológico (IPCC, 2005).

Tabla 12 Caja Escala de los costos correspondientes a los componentes de un sistema de CAC en 2002, aplicados a un tipo de central eléctrica o fuente industrial determinado. Los costos de los distintos componentes no pueden sumarse simplemente para calcular los costos del sistema de CAC en su conjunto en dólares de los EE.UU. por CO₂ evitado. Todas las cifras son representativas de los costos para nuevas instalaciones a gran escala, donde los precios del gas natural asumidos

oscilan entre 2,8 y 4,4 dólares de los EE.UU. por GJ y los precios del carbón, entre 1 y 1,5 dólares de los EE.UU. por GJ (IPCC, 2005).

Componentes del sistema de CAC	Escala de costos	Observaciones
Captación del CO ₂ emitido en una central eléctrica a carbón o a gas	Costos netos del CO ₂ captado en comparación con la misma planta sin captación	Costos netos del CO ₂ captado en comparación con la misma planta sin captación
Captación del CO ₂ emitido en la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas	5-55 US\$/tCO ₂ captado (neto)	Aplicable a las fuentes con alto grado de pureza que requieren un simple secado y compresión
Captación del CO ₂ emitido por otras fuentes industriales	25-115 US\$/tCO ₂ captado (neto)	La escala refleja el uso de diversas tecnologías y combustibles
Transporte	1-8 US\$/tCO ₂ transportado (neto)	Por cada 250 km de transporte por gasoductos o buque para un flujo másico de 5 (extremo superior) a 40 (extremo inferior) MtCO ₂ /año
Almacenamiento geológico	0,5-8 US\$/tCO ₂ inyectado (neto)	Con exclusión de los ingresos potenciales generados por la recuperación mejorada de petróleo o la ECBM
Almacenamiento geológico: vigilancia y verificación	0,1-0,3 US\$/tCO ₂ inyectado	Esto abarca la fase previa a la inyección, la inyección y la vigilancia posterior a la inyección, y depende de las prescripciones reglamentarias
Almacenamiento oceánico	5-30 US\$/tCO ₂ inyectado (neto)	Con inclusión del transporte a 100-500 km de la costa; quedan excluidas la vigilancia y la verificación
Carbonatación mineral	50-100 US\$/tCO ₂ mineralizado (neto)	Escala correspondiente al mejor caso estudiado. Incluye el uso de energía adicional para la carbonatación

Para las plantas con almacenamiento geológico y sin créditos en concepto de recuperación mejorada de petróleo, el costo de la CAC varía entre 0,02 y 0,05 dólares de los EE.UU. por kWh para las plantas de CP, y entre 0,01 y 0,03 dólares de los EE.UU. por kWh para las plantas de CCGN (en ambos casos, aplicando la captación posterior a la combustión). Para las plantas de CCGI (que utilizan la captación previa a la combustión), el costo de CAC oscila entre 0,01 y 0,03 dólares de los EE.UU. por kWh en relación con una planta similar sin CAC. Para todos los sistemas eléctricos, el costo de la CAC puede reducirse entre 0,01 y 0,02 dólares de los EE.UU. por kWh cuando se utiliza la recuperación mejorada de petróleo con el almacenamiento de CO₂, ya que los ingresos generados por ella compensan, en parte, los costos de la CAC. Las mayores reducciones de los costos se observan en el caso de las plantas que funcionan con carbón, que captan las mayores cantidades de CO₂. En algunos casos contados, la base de la escala de costos de la CAC puede ser negativa, lo cual indicaría que el crédito asumido por concepto de la recuperación mejorada de petróleo a lo largo de la vida útil de la planta es superior al costo mínimo de captación de CO₂ para ese sistema. Esto también podría aplicarse en algunos casos de captación de bajo costo en los procesos industriales.

Además de los procesos de conversión de energía basados en combustibles fósiles, el CO₂ también podría ser captado en centrales eléctricas alimentadas por biomasa, o en plantas de combustibles fósiles con co-combustión de biomasa. En este momento, las plantas de biomasa son de una escala reducida (menos de 100 MW); lo que significa que los costos resultantes de la producción tanto con CAC como sin ella son relativamente altos en comparación con las alternativas basadas en combustibles fósiles. Los costos de la CAC totales para la biomasa podrían ascender a 110 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ evitado. La aplicación de la CAC a instalaciones de conversión alimentadas por biomasa o co-combustión daría lugar a emisiones de CO₂ más bajas o negativas, que podrían reducir los costos de esta opción, dependiendo del valor de mercado de la reducción de las emisiones de CO₂ (IPCC, 2005).

Tabla 13 Escala de costos totales correspondientes a la captación, el transporte y el almacenamiento geológico de CO₂ sobre la base de la tecnología existente para nuevas centrales eléctricas que utilizan carbón bituminoso o gas natural (IPCC, 2005).

Parámetros del rendimiento y los costos de la central eléctrica	Central eléctrica de carbón pulverizado	Central eléctrica de ciclo combinado de gas natural	Central eléctrica de ciclo combinado de gasificación de carbón integrada
Central de referencia sin CAC			
Costo de la electricidad (US\$/kWh)	0,043-0,052	0,031-0,050	0,041-0,061
Centrale avec piégeage			
Aumento de la necesidad de combustible (%)	24-40	11-22	14-25
CO ₂ captado (kg/kWh)	0.82-0.97	0.36-0.41	0.67-0.94
CO ₂ evitado (kg/kWh)	0.62-0.70	0.30-0.32	0.59-0.73
% CO ₂ evitado	81-88	83-88	81-91
Central eléctrica con captación y almacenamiento geológico			
Costo de la electricidad (US\$/kWh)	0.063-0.0999	0.043-0.077	0.055-0.091
Costo de la CAC (US\$/kWh)	0.019-0.047	0.012-0.029	0.010-0.032
% aumento del costo de la electricidad	43-91	37-85	21-78
Costo de la mitigación (US\$/t CO ₂ evitado)	30-71	38-91	14-53
(US\$/tC evitado)	110-260	140-330	51-200
Central eléctrica con captación y recuperación mejorada de petróleo			
Costo de la electricidad (US\$/kWh)	0.049-0.081	0.037-0.070	0.040-0.075
Costo de la CAC (US\$/kWh)	0.005-0.029	0.006-0.022	(-0.005)-0.019
% aumento del costo de la electricidad	12-57	19-63	(-10)-46

Costo de la mitigación (US\$/tCO ₂ evitado)	9-44	19-68	(-7)-31
(US\$/tC evitado)	31-160	71-250	(-25)-120

Igualmente, el CO₂ podría ser captado en plantas de H₂ alimentadas por biomasa. El costo registrado oscila entre 22 y 25 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ (de 80 a 92 dólares de los EE.UU. por tonelada de C) evitado en una planta que produce un millón de Nm³ de H₂ al día, y corresponde a un aumento de los costos de producción de H₂ de unos 2,7 dólares de los EE.UU. por GJ. Las plantas de biomasa de dimensiones considerablemente mayores podrían beneficiarse de las economías de escala, reduciendo los costos de los sistemas de CAC a niveles similares a los de las plantas de carbón. No obstante, hasta la fecha no se ha adquirido mucha experiencia con las plantas de biomasa a gran escala, por lo que aún no se ha demostrado su viabilidad, y es difícil estimar los costos y el potencial.

2.7 Transporte de CO₂

Salvo en el caso de que las plantas estén ubicadas directamente sobre un lugar de almacenamiento geológico, el CO₂ captado debe ser transportado desde el punto de captación hasta un lugar de almacenamiento. En esta sección se examinan los principales métodos de transporte de CO₂ y se evalúan los aspectos relacionados con la salud, la seguridad y el medio ambiente, así como los costos.

2.7.1 Métodos existentes para transportar el CO₂

En la actualidad, los gasoductos funcionan como una tecnología de mercados maduros y son el método más común de transporte de CO₂. Por el general, el CO₂ gaseoso es comprimido a una presión superior a 8 MPa con el fin de evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO₂, facilitando y abaratando, así, su transporte. El CO₂ también puede ser transportado en forma líquida en buques, o en camiones o vagones cisterna que transportan CO₂ en cisternas isotérmicas a una temperatura muy inferior a la temperatura ambiente y a una presión mucho más baja. (IPCC, 2012)

El primer gasoducto de CO₂ de larga distancia entró en funcionamiento en los primeros años del decenio de 1970. En los Estados Unidos, más de 2 500 km de gasoductos transportan más de 40 Mt de CO₂ al año desde fuentes naturales y antropogénicas hasta emplazamientos, principalmente, en Texas, donde el CO₂ es utilizado para la recuperación mejorada de petróleo. Esos gasoductos operan en modo de “fase de condensación” (en la que tiene lugar una progresión continua del gas al líquido, sin que se produzca un cambio de fase bien definido), a la temperatura ambiente y a alta presión. En la mayor parte de esos gasoductos, el flujo es impulsado por compresores en el extremo inicial, si bien algunos gasoductos tienen estaciones de compresión intermedias (impulsoras).

En ciertas situaciones o lugares, el transporte de CO₂ por buque puede resultar más atractivo desde el punto de vista económico, especialmente si el CO₂ tiene que ser transportado a largas distancias o a ultramar. Los gases de petróleo licuados (GPL, principalmente el propano y el butano) son transportados en buques cisterna a gran escala comercial. El CO₂ puede ser transportado en barco prácticamente del mismo modo (por lo general, a una presión de 0,7 MPa), pero actualmente se lleva a cabo a pequeña escala debido a la escasa demanda. Las propiedades del CO₂ licuado son similares a las de los GPL y la tecnología podría ampliarse para ajustarse a los grandes medios de transporte de CO₂ si se materializara la demanda de esos sistemas.

Los camiones y los vagones cisterna también son opciones técnicamente viables. Estos sistemas transportan CO₂ a una temperatura de -20°C y a una presión de 2 MPa. Sin embargo, son costosos en comparación con los gasoductos y los buques, salvo a una escala muy reducida, y es poco probable que sean de utilidad para la CAC a gran escala. (IPCC, 2012)

2.8 Aspectos relacionados con el medio ambiente, la seguridad y los riesgos

Al igual que se aplican normas para la admisión de gas natural en los gasoductos, también deberían formularse normas mínimas para el CO₂ de “calidad de gasoducto” a medida que se desarrolla la infraestructura de gasoductos de CO₂. Las normas vigentes, elaboradas en gran parte en el marco de aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo, no son forzosamente idénticas a las que se necesitarían para la CAC. Un bajo contenido de nitrógeno es importante para la recuperación mejorada de petróleo, pero no sería tan significativo para la CAC. En cambio, un gasoducto de CO₂ que atravesara zonas habitadas podría necesitar un contenido máximo específico de H₂S más bajo. El transporte de CO₂ por gasoductos que atraviesan zonas habitadas también requiere una selección detallada de la ruta, protección en caso de presión excesiva, detección de fugas y otros factores relativos al diseño. No obstante, no se prevé ningún obstáculo importante respecto del diseño de gasoductos para la CAC.

Durante el transporte, podrían producirse fugas de CO₂ a la atmósfera, aunque las fugas en los gasoductos son muy pequeñas. El CO₂ seco (sin humedad) no es corrosivo para el acero al carbono-manganeso que suele utilizarse para los gasoductos, incluso si el CO₂ contiene contaminantes como el oxígeno, el sulfuro de hidrógeno, y los óxidos de sulfuro o de nitrógeno. En cambio, el CO₂ húmedo es sumamente corrosivo, de manera que, en este caso, un gasoducto de CO₂ tendría que construirse con una aleación resistente a la corrosión, o su interior tendría que estar revestido con una aleación o una capa continua de polímeros. Algunos gasoductos se construyen con aleaciones resistentes a la corrosión, si bien el costo de los materiales es varias veces mayor que el del acero al carbono-manganeso. Para los buques, la pérdida total en la atmósfera se sitúa entre el 3 y el 4 por ciento por cada 1 000 km, contando tanto los gases de evaporación como los gases de escape de las máquinas del buque. Los gases de evaporación podrían disminuirse mediante la captación y la licuefacción, y la recuperación reduciría la pérdida a un

nivel de entre el 1 y el 2 por ciento por cada 1 000 km. Los costos de transporte del CO₂ se pueden revisar en la tabla 12.

2.9 Métodos de almacenamiento (Geológico, Oceánico y en otros materiales)

Secuestro de CO₂

A diferencia de la captura del CO₂ industrial, estos métodos son llevados a cabo más que nada por la naturaleza e ingeniería, recordando que el secuestro se refiere, de manera más precisa a la captura del CO₂ mediante procesos naturales e ingenieriles en la naturaleza, es decir, son permanentes y se dividen en dos grandes grupos:

- Secuestro biótico
- Secuestro abiótico

Secuestro biótico de CO₂

Basado en su eliminación de la atmósfera a través de la fotosíntesis, es un proceso natural. Hay numerosos beneficios de la tierra dado el secuestro biótico de carbono.

Algunos son:

- a) Mejora de la calidad de los recursos de suelo y agua.
- b) Disminución de las pérdidas de nutrientes de los ecosistemas.
- c) Reducción de la erosión del suelo.
- d) Mejora del hábitat de vida la silvestre.
- e) Mayor conservación del agua.
- f) Restauración de suelos degradados.

Secuestro abiótico CO₂

Es un proceso de ingeniería. La tecnología para inyección profunda en el océano, estratos geológicos, minas de carbón y pozos de petróleo, etc. En el presente, estas técnicas son costosas y el CO₂ inyectado es propenso a las fugas. Además del alto costo, los problemas de medición y monitoreo, impactos ecológicos adversos y medidas regulatorias deben ser desarrolladas e implementadas. Sin embargo, la

capacidad de absorción de las técnicas abióticas es extremadamente grandes (miles de giga toneladas de carbono) (Rattan, 2008).

Debido a la capacidad de captura de las técnicas abióticas, este estudio se centrará en este tipo de tecnologías.

Tecnologías de secuestro de CO₂.

El almacenamiento o secuestro de CO₂, se puede lograr a través del secuestro geológico, secuestro oceánico, uso industrial y secuestro mineral. Las ventajas, desventajas y costos asociados con estas opciones de almacenamiento se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14 Resumen de metodologías para el almacenamiento del CO₂, adaptado de (Bobicki et al., 2012).

Método de almacenamiento de CO ₂	Ventajas	Desventajas	Costo (US \$/Ton CO ₂ almacenado)
Secuestro geológico	*Factible a gran escala. *Capacidad de almacenamiento sustancial conocida. *Amplia experiencia *Bajo costo	*Monitoreo necesario. *Fuga posible.	0.5-8.0 (almacenamiento) 0.1-0.3 (monitoreo)
Secuestro oceánico	*Gran capacidad de almacenamiento	*Almacenamiento temporal *Posibles efectos nocivos sobre microbios y biota Acuáticos.	6-31 (Tubería) 12-16 (Otros)
Uso industrial	CO ₂ incorporado en productos valiosos.	*Capacidad de Almacenamiento limitado *Tiempo de almacenamiento más corto.	
Secuestro mineral (Carbonatación)	*Única forma conocida de almacenamiento permanente *Se requieren minerales	*Alto costo	50-100

	disponibles en cantidades capaces de unir todo el carbono ligado al combustible fósil *Productos de carbonatación ambientalmente benignos		
*no incluye costos de captura			

Otras desventajas tienen que ver más que nada con la contaminación al aire, agua, suelo y subsuelo, estos factores no son muy predominantes a la hora de elegir métodos para la eliminación del contaminante más abundante de la atmósfera.

Estos métodos son los más utilizados en México, y aunque no se considera una manera eficaz para mitigar las emisiones de CO₂ al ambiente se implementa en países con poca preocupación por el impacto al cambio climático. (Bobicki et al., 2012).

2.10 Usos industriales del CO₂

Los usos industriales del CO₂ comprenden los procesos químicos y biológicos en que el CO₂ actúa como reactivo, por ejemplo, los que se utilizan para la producción de urea y metanol, así como diversas aplicaciones tecnológicas que usan directamente el CO₂, como en el sector hortícola, la refrigeración, el envasado de alimentos, la soldadura, las bebidas y los extintores de incendios.

En la actualidad, la tasa aproximada de utilización de CO₂ es de 120 Mt de CO₂ al año (30 Mt de C al año) en todo el mundo, con exclusión de su uso con fines de recuperación mejorada de petróleo. La mayor parte (dos terceras partes del total) se utiliza para producir urea, que se emplea en la fabricación de fertilizantes y otros productos.

Cierta cantidad de CO₂ es extraída de pozos naturales y otra proporción tiene su origen en los procesos industriales que obtienen como subproductos corrientes con alta concentración del compuesto, como las plantas de producción de amoníaco e hidrógeno.

En principio, los usos industriales del CO₂ pueden contribuir a mantenerlo fuera de la atmósfera mediante su almacenamiento en el “depósito químico de carbono” (a saber, las reservas de productos manufacturados carbonatados). No obstante, en tanto que medida de mitigación del cambio climático, esta opción únicamente tiene valor si la cantidad y la duración del CO₂ almacenado son significativas, y si se registra una reducción neta real de las emisiones de CO₂. La duración típica de la mayor parte del CO₂ utilizado actualmente para los procesos industriales corresponde a períodos de almacenamiento de tan sólo días a meses.

Posteriormente, el carbono almacenado es degradado a CO₂ para ser emitido de nuevo a la atmósfera. Esas escalas cronológicas tan breves no aportan una contribución válida a la mitigación del cambio climático. Además, la cifra de 120 Mt de CO₂ al año, correspondiente al uso industrial total, es baja en comparación con las emisiones procedentes de las principales fuentes antropógenos (véase en la tabla 12). Si bien en ciertos procesos industriales se almacena una pequeña proporción de CO₂ (que asciende a un total aproximado de 20 Mt de CO₂ al año) durante un período de hasta varios decenios, la cantidad total que se almacena a largo plazo (en términos de siglos) es, en este momento, igual o inferior a 1 Mt de CO₂ al año, sin perspectivas de que experimente grandes aumentos.

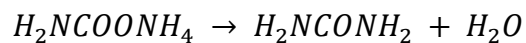
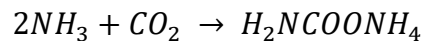
Otra importante cuestión que se plantea es si los usos industriales del CO₂ pueden dar lugar a una reducción neta general de las emisiones de CO₂ mediante la sustitución de otros procesos o productos industriales. Esto sólo puede evaluarse correctamente si se consideran contornos del sistema apropiados para el balance energético y de materiales de los procesos de utilización de CO₂, y si se lleva a cabo un análisis minucioso del ciclo de vida del uso del CO₂ propuesto. La bibliografía en

este ámbito es limitada, pero muestra que es difícil estimar cifras exactas y que, en muchos casos, los usos industriales pueden causar un incremento de las emisiones globales en lugar de una reducción neta. Dada la baja fracción de CO₂ que es retenido, el exiguo volumen utilizado y la posibilidad de que la sustitución pueda provocar el aumento de las emisiones de CO₂, es de esperarse que la contribución del uso industrial de CO₂ a la mitigación del cambio climático sea moderada.

2.11 Proceso de elaboración de Urea a partir de amoníaco y dióxido de carbono.

Reacciones y condiciones de Operación del Proceso

Reacciones:



Temperatura:

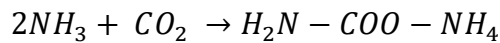
Tasa de descomposición de carbamato, la reacción aumenta con la temperatura. Es lenta a <150°C (NH₃: CO₂, estequiométrica). Y bastante rápida a 210°C Se optimiza el proceso a alta temperatura y la velocidad de corrosión es alta. Por lo tanto, tenemos que a T =180 – 210 °C NH₃: CO₂ = 3 /1 a 4/1.

Propiedades termofísicas de la Urea

- Peso molecular 60.06 g/mol
- Densidad 768 Kg/m³
- Punto de fusión 132.7 °C
- Calor de fusión 5.78 a 6 cal/gr
- Calor de combustión 2531 cal/gr

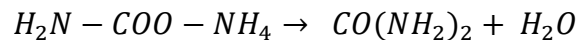
Descripción general del proceso

La síntesis de Urea a nivel industrial se realiza a partir de amoníaco (NH_3) líquido y dióxido de carbono (CO_2) gaseoso. La reacción se realiza en dos pasos, los reactivos mencionados forman un producto intermedio llamado carbamato de amonio ($\text{H}_2\text{N}-\text{COONH}_4$), en la segunda etapa, el subproducto se deshidrata para formar Urea.



$\Delta H^\circ = -117 \text{ kJ/mol}$

Carbamato de amonio



Las velocidades de reacción son diferentes. La primera etapa es mucho más rápida que la segunda lo que provoca una acumulación del subproducto (carbamato), además de amoníaco y dióxido que no se convirtieron.

La segunda reacción es endotérmica, pero, al tratarse de una reacción de equilibrio, solo es posible alcanzar un grado de conversión de carbamato amónico en urea de 50-70%.

En adición a esto el carbamato amónico es altamente corrosivo, la parte del subproducto (carbamato) no convertida a Urea es degradado a sus reactivos de origen.

La diferencia básica entre los distintos procesos radica fundamentalmente en la utilización posterior de los gases de purga (CO_2 , NH_3 , H_2O) procedentes de la sección de descomposición del carbamato, según sean reciclados (Total o parcialmente) o no al reactor. (Quera, M. 1993)

Dando lugar a 3 grandes familias de proceso:

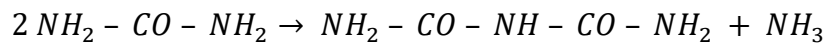
- 1) Proceso de un solo paso
- 2) Proceso de reciclaje parcial

3) Proceso de reciclo total (Plantas modernas)

- Stamicarbon: ZFCL, KAFCO
- Snamprogetti (Snam): JFCL
- Mitsu - Toatsu (M - T): Antes de UFFL 1990.

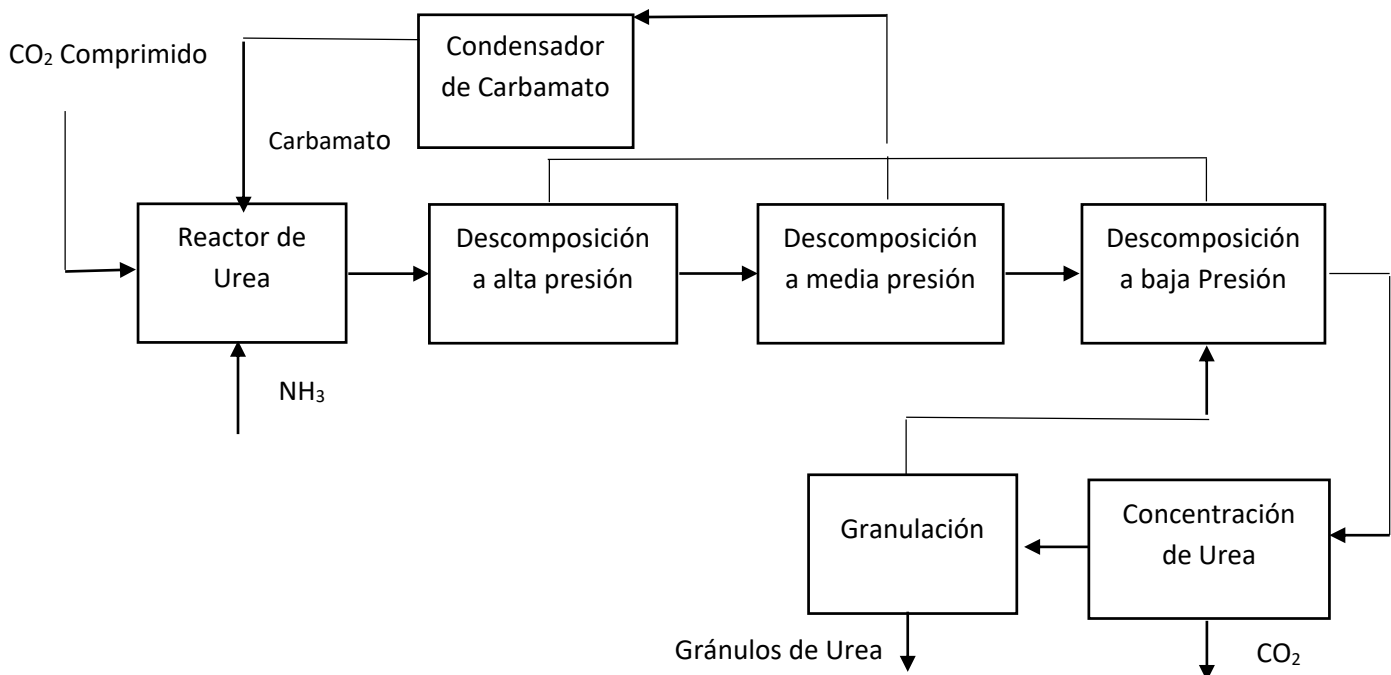
Formación de biuret

El biuret se forma cuando dos moléculas de urea se unen y producen una molécula de amoníaco según:



Se trata de una sustancia altamente tóxica para las plantas, por lo cual su concentración en la urea debe ser muy baja, menor al 0.4%. Para lograr bajas concentraciones se usa un exceso de amoníaco en la síntesis de urea. (Quera, M. 1993)

Figura 8 Diagrama de bloques simplificado de producción de Urea. (Quera, M. 1993)



2.12 Urea en números reales

Se utilizan 590 kg de amoníaco y 784 kg de CO₂ por cada tonelada de urea que se produce. Es decir, para un tren de producción de urea se utilizan de insumo 885 toneladas/día de amoníaco y 1,122 toneladas/día de CO₂ para producir 1500 toneladas/día de urea. (PEMEX, 2020)

2.13 Concentración

La corriente de Urea y agua obtenida en las etapas de descomposición, la cual contiene aproximadamente 70% de urea, es concentrada al 80% en un concentrador de vacío mediante la aplicación de calor externo utilizando vapor de agua. Esta corriente se denomina urea de síntesis, y es bombeada hacia la unidad de Evaporación.

2.14 Evaporación

La corriente proveniente del concentrador se sigue concentrado en dos etapas de evaporación, la primera de ellas (se concentra hasta 95 %) operando a 0.3 Kg/cm² absolutos y la segunda (se concentra hasta 99.8 %) a muy alto vacío, para lograr la evaporación del agua sin descomponer térmicamente la urea. Un equipo clave de esta etapa es un eyector de importantes dimensiones que permite lograr los niveles de vacío requeridos.

Se obtiene de este modo una corriente de urea fundida a 132 °C con bajo contenido de agua, del orden de 0.5%. Esta corriente es enviada a la Torre de Prilling para la formación de perlas de urea.

2.15 Granulación

Luego se pasa al perlado de urea (formación de pequeñas perlas del orden de 2 – 4 mm de diámetro) se realiza en la Torre de Perlado (Torre de Prilling).

La urea fundida es bombeada a la parte superior de la torre de 80m de altura y 16m de diámetro. Mediante un canasto giratorio con unas 6000 pequeñas perforaciones se logra obtener una lluvia de urea fundida, cuyas gotas se van solidificando primero y enfriando luego durante su caída libre, a la vez que se hace circular aire en sentido contrario mediante grandes ventiladores ubicados en la parte superior de la torre.

Se obtiene de este modo el producto final, a temperatura en el intervalo de 40 a 50 C , el cual es transportado mediante elevadores y cintas a los silos de almacenaje.

Capítulo 3 Aplicación de la Metodología al Caso de Estudio

De acuerdo con el Primer Informe de Gobierno del presidente Andrés Manuel López Obrador, en septiembre del año 2019 se planeaba reactivar las plantas industriales de producción de fertilizantes que dejaron de operar hace 20 años. Las bases operativas garantizarían el suministro de 184 millones de pies cúbicos diarios de gas natural por año (que es casi 4% de la producción nacional de gas) así como la integración de las instalaciones de producción de amoníaco y urea en Cosoleacaque, Veracruz, en donde actualmente funciona la única planta de Pemex que produce el primero de ellos. ([Periódico el Economista, México, 2 de septiembre de 2019](#)).

Según el informe presidencial, la rehabilitación iniciaría con las plantas de producción de amoníaco del complejo Cosoleacaque: planta VI a partir del cuarto trimestre del 2019, planta VII a partir del tercer trimestre del 2021. Para urea planta I a partir del cuarto trimestre del 2019 y urea planta II, a partir del tercer trimestre del 2020.

De acuerdo con lo anterior, se utilizaría el gas natural como materia prima para producir el CO₂ a través del proceso denominado gas de síntesis, que consiste en hacer reaccionar el metano con agua en fase gaseosa para obtener hidrógeno y óxidos de carbono. La ruta de proceso de utilizar el CO₂ recuperado de los gases de combustión sería una alternativa a la de utilizar el gas natural como fuente del dióxido de carbono. El alcance de esta tesis no es llegar a una recomendación entre las dos alternativas.

La separación del CO₂ de los demás gases que se producen en la combustión de hidrocarburos fósiles es una operación muy costosa y difícil de realizar, debido a que dichos gases contienen agua, nitrógeno y sus óxidos, óxidos de azufre,

monóxido de carbono, cenizas, posiblemente trazas de metales como níquel y vanadio.

Por lo anterior, este capítulo se concreta a expresar algunas consideraciones pertinentes que serían la primera etapa de las necesarias para realizar el análisis de viabilidad y posteriormente el de factibilidad del uso del CO₂ proveniente de la combustión de compuestos fósiles, como reactivo para la producción de Urea.

3.1 Situación Energética Actual

El sistema energético mexicano enfrenta una severa crisis de producción. Durante más de cuatro décadas funcionó a base de explotar, transformar y utilizar intensamente hidrocarburos de origen nacional. El suministro de éstos cubría los requerimientos crecientes del mercado interno, generaba excedentes netos de exportación y contribuía a financiar el gasto público. Sin embargo, el sistema se tornó gradualmente disfuncional.

La oferta nacional petrolera se deterioró gradualmente y en el último lustro se desplomó a niveles sin precedente. Las fuentes renovables de energía, pese a su dinamismo, no suplen el vacío de la disminuida oferta de hidrocarburos, tampoco lo suplen otras fuentes como la nuclear y el carbón mineral, que permanecen estancadas o en disminución.

En contraste, la demanda nacional de energía mantiene la tendencia de crecimiento moderado que la ha caracterizado por mucho tiempo. La crisis energética afecta la balanza de importaciones y exportaciones dado el aumento de la dependencia de importaciones ya que nuestro país se ha convertido en el principal destinatario de las exportaciones estadounidenses de gas natural.

A partir de la reforma constitucional de 2013 se instaló el régimen jurídico e institucional que rige a las industrias petrolera y eléctrica. Se pretendió recuperar el deteriorado sistema energético establecido hace más de cuarenta años, basado en

la explotación de los hidrocarburos, pero ahora con la modalidad de mercados abiertos y la participación competitiva de la inversión privada, en reemplazo del Estado empresarial que detentaba en exclusiva la actividad de los hidrocarburos y del servicio público de electricidad.

En una economía mixta, la participación de los particulares se ejercía a través de la proveeduría. En los hechos, la implementación del nuevo régimen no alteró la magnitud, raíces y tendencias de la crisis energética. Por el contrario, la agravó. En lo que se conoció como Ronda Cero, el gobierno asignó a Pemex la operación de campos petroleros y áreas para exploración con la mayor parte de las reservas probadas y probables, coloquialmente la joya de la corona; y se adicionó a la asignación 35% de los recursos petroleros prospectivos y 9% de los no convencionales.

El gobierno decidió a partir de entonces, restringir y recortar sistemáticamente el presupuesto de inversiones autorizado a Pemex. El resultado es que en 2018 las reservas probadas fueron de solamente 8400 millones de bpce.

Los campos petroleros y áreas no asignados a Pemex fueron retenidos por el Estado para subastarlos mediante licitaciones. Al cierre de la actual administración las nueve subastas han dado lugar a la firma de 107 contratos de extracción y exploración más tres de asociación con Pemex (farm-out). Los contratos involucran 7 mil millones de bpce de recursos prospectivos (dos tercios en aguas profundas y uno en terrestres y aguas someras), no se dispone de información sobre el eventual equivalente en reservas probadas o posibles.

En el horizonte de la próxima administración y de los primeros años subsiguientes es previsible el agotamiento de las reservas probadas al nivel de extracción actual. A más largo plazo, el eventual aporte de reservas derivadas de los contratos y el que pudiera resultar de las áreas de exploración asignadas a Pemex, sería insuficiente para restituir el nivel actual de reservas, y se manifestaría después de

2030, como se desprende de los compromisos de trabajo de las empresas, hechas las salvedades de hallazgos extraordinarios no previsible.

La reforma energética no modificó la tendencia declinante del Sistema Nacional de Refinación (SNR). La capacidad de proceso de petróleo de 1.65 millones de barriles diarios es la misma de hace cuarenta años y su abandono y falta de prelación hace que confronte graves problemas operativos. En el tercer trimestre de 2018 el SNR operó a 39% de la capacidad instalada, lo que permitió abastecer 30% del consumo nacional de gasolinas. Como ejercicio teórico, la operación a 90% de la capacidad permitiría elevar a participación del abasto nacional a poco menos de dos tercios del consumo. Para ello sería necesario invertir en rehabilitar la operación del sistema y asegurar que la carga de petróleo a procesar reúna las características de su diseño y rehabilitación.

La producción petroquímica a cargo de Pemex confronta también retrocesos, paros de plantas y serios problemas operativos que reclaman inversiones, si se pretende recuperar y darles nuevo horizonte productivo a sus instalaciones y atenuar la dependencia externa del abasto nacional. Habría que solventar desde luego el problema de escasez de la materia prima, asociado al descenso de la extracción de hidrocarburos.

El sistema eléctrico nacional se encuentra inmerso en la implementación de la reforma energética, la incorporación del acelerado avance tecnológico mundial (redes inteligentes, micro redes, vehículos eléctricos, almacenamiento en baterías, tecnologías en la nube) y el imperativo de aumentar la participación de fuentes limpias de energía. Los nacientes mercados de electricidad no han reemplazado la responsabilidad del Estado de prestar el servicio público de electricidad. Tampoco evitan la necesidad de someter a escrutinio la decisión compleja de seleccionar la mezcla de fuentes primarias de energía idónea para satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad.

Empresa productiva subsidiaria PEMEX-FERTILIZANTES CAMARGO.

Figura 9 Ubicación de los complejos petroquímicos de PEMEX (SENER, 2017).



A-Camargo

B-Escobín

C-Tula

D-San Martín Texmelucan

E-Pajaritos

F-Morelos

G-Cosoleacaque

H-Cangrejera

De acuerdo al Diario Oficial de la Federación del primero de enero del 2021 PEMEX- FERTILIZANTES se extinguió y pasó a formar parte de PEMEX- Trasmformación Industrial.

En concordancia con las prioridades establecidas por el Gobierno Federal, se consideró la necesidad de revitalizar la industria de fertilizantes en México, desde una perspectiva de generación de valor para Pemex, con miras a recuperar la soberanía alimentaria nacional. Pemex Fertilizantes es la encargada de integrar la cadena gas-amoniaco-fertilizantes a través de la producción, distribución y comercialización de amoniaco y fertilizantes.

Para ello, cuenta con los activos del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, Pro-Agroindustria y Fertinal que tienen la capacidad para producir en conjunto, poco más de tres millones de toneladas anuales de fertilizantes, fosfatados y nitrogenados, lo que representa aproximadamente la mitad del consumo nacional aparente. (PEMEX,2019)

El programa de producción para 2019 no alcanzó la meta por la falta de volumen y presión de gas natural, por lo cual, como parte de las estrategias implementadas por Pemex Fertilizantes para garantizar el suministro de gas natural como materia prima y a partir del apoyo de SENER, CENAGAS y PTRI, el pasado 3 de diciembre de 2019, se suscribió un contrato de compra - venta de gas natural entre CF Energía, S.A. de C.V. (filial de CFE), y Pemex Fertilizantes, el cual permitirá contar con la materia prima necesaria para la operación de una planta de amoniaco en Cosoleacaque. A partir del 7 de diciembre de 2019 inició el recibo de gas y con ello el proceso de arranque de la planta VI en ese centro de trabajo.

El Complejo Petroquímico Cosoleacaque no operó en 2019 debido a las restricciones en el abasto de gas. El proyecto de rehabilitación de la planta IV de amoniaco, así como los mantenimientos de las plantas V y VII de amoniaco se mantuvieron suspendidos en 2019 por falta de recursos financieros. Por otra parte, los trabajos de mantenimiento de la planta VI de amoniaco se concluyeron en el primer trimestre de 2019, quedando disponible para su arranque y en espera de contar con materia prima en condiciones de continuidad y presión; en el primer semestre de 2020 se estima que inicié operaciones la planta Amoniaco VI en

Cosoleacaque con lo cual se podrá producir, en condiciones de confiabilidad y eficiencia, hasta 1,200 toneladas/día de amoníaco. Con la finalidad de atender parte de la demanda nacional, en 2019 se mantuvo la estrategia de importación de amoníaco, 577 mil toneladas. (PEMEX, 2019)

Respecto al complejo industrial de Fertinal operó al 83.7% de la capacidad disponible, por incidentes operativos, así como por menor adquisición de materias primas al presentarse un escenario de precios altos de compra. (PEMEX, 2019)

Por su parte, Pro-Agroindustria continua en espera de materia prima (amoníaco y anhídrido carbónico) para iniciar el arranque de sus plantas de urea. (PEMEX, 2019).

3.2 Avances de los principales proyectos.

Cosoleacaque - Planta VI. - En el primer trimestre de 2019 se concluyó la instalación de los tubos reformadores, cambio de catalizadores y sustitución de cambiadores de calor. En diciembre de 2019 se inició el proceso de arranque, estimando tener producto en 2020.

Cosoleacaque - Planta IV.- La etapa I del proyecto de rehabilitación de la planta arrojó como resultado que se requieren 662 millones de pesos, adicionales al gasto ya ejercido por 1,826 millones entre los años 2013 y 2017, así como 10 meses para la conclusión de la rehabilitación. Pemex Fertilizantes solicitó suficiencia presupuestal para continuar dicha rehabilitación.

Actualmente, el proyecto está en espera de aprobación de ampliación de vigencia ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público al año 2024 debido a que se programó su conclusión para el año 2023 de acuerdo con lo establecido en el Plan de Negocios.

Cosoleacaque - Planta VII.- Se mantiene fuera de operación en espera de recursos para ejecutar los trabajos de mantenimiento en la sección de servicios auxiliares. Cuenta con proyecto vigente hasta 2021 para aplicar un paquete de concurso para concluir su mantenimiento y tenerla disponible para operar.

Pro-Agroindustria. La planta Urea I inició pruebas en 2018 y no logró estabilizar la operación a causa de una operación discontinua en Cosoleacaque. Se estima que durante el primer semestre de 2020 reinicie el arranque de la planta de Urea I lo cual supondría, una vez que se establezca su operación, una producción de urea de 45 mil toneladas mensuales. Con el fin de crear fuentes adicionales de generación de flujo de efectivo y en tanto no se cuente con la operación de las dos plantas de urea, Pro-Agro instaló llenaderas para la venta de amoniaco importado a partir de la habilitación de la terminal de almacenamiento de amoniaco ubicada en la terminal de Pajaritos, Veracruz.

En el año 2011 se reconfiguraron las instalaciones del Complejo Petroquímico Camargo para producir 136 mil toneladas anuales de fertilizantes, sin embargo, la planta tiene más de 10 años sin ser operada lo que ha ocasionado que la importación de agronitrogenados alcance el 100 por ciento de los fertilizantes importados en México, especialmente Urea, además que el segundo complejo petroquímico encargado de la producción de agro-nitrogenados Cosoleacaque, no ha obtenido los suficientes productos para abastecer la demanda nacional de fertilizantes.

Con el programa PRO-AGRO se tenía planeado apoyar a la agricultura sobre todo en el norte del país y evitar importar miles de toneladas anuales, desafortunadamente, el programa se encuentra detenido ya que se necesita el anhídrido carbónico y el amoniaco que anteriormente abastecía Cosoleacaque.

Las tres plantas antes mencionadas producen casi la mitad de demanda nacional, se considera la opción de poder generar más agro-nitrogenados con la rehabilitación de la petroquímica Camargo.

Tabla 15 Producción de los Principales Petroquímicos en Pemex – Fertilizantes. (PEMEX, 2019)

Empresa Productiva subsidiaria	Complejo petroquímico	Producto	2013 [mtd]	2014 [mtd]	2015 [mtd]	2016 [mtd]	2017 [mtd]
PEMEX-FERTILIZANTES	Cosoleacaque	Anhidro Carbónico	3.4	3.3	2.3	2.15	2.28
		Amoniaco	2.5	2.4	1.6	1.45	1.51
	Camargo	Anhidro Carbónico	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0
		Amoniaco	0	0	0	0	0

Tabla 16. Capacidad por complejo Petroquímico miles de toneladas (Anuario Estadístico PEMEX, 2017)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total	5,309	4,639	4,651	4,651	4,651	4,651	4,651	4,651	4,633
Camargo	333	333	333	333	333	333	333	333	333
Cosoleacaque	4,976	4,306	4,318	4,318	4,318	4,318	4,318	4,318	4,300

Como se ha señalado anteriormente, el presente trabajo tiene como objetivo reducir las emisiones de CO₂ hacia el medio ambiente basándose en la propuesta de capturar, almacenar y transformar el CO₂ proveniente de la post-combustión para obtener urea como producto final entre otros agronitrogenados.

La producción de amoniaco para el proceso de obtención de urea utiliza el proceso Haber Bosch que usa hidrocarburos como fuentes de energía térmica y puede usar gas natural como combustible. El gas natural es un reactivo químico para producir gas de síntesis, que es una mezcla de anhídrido carbónico e hidrógeno. De acuerdo a estas consideraciones, desde el punto de vista de la disponibilidad, suficiencia del abasto de gas natural a México y del consumo de energía de los procesos de

producción de amoníaco y urea, no parece viable disminuir la emisión de CO₂ al aire atmosférico.

La producción de gas de síntesis no es de ayuda a la reducción de gases de efecto invernadero, requiere demasiada energía, cuya producción a su vez genera más contaminantes. En el presente, la producción de gas natural de México no es suficiente para satisfacer el consumo de la industria nacional más la generación de energía eléctrica, y se dependería de la importación proveniente de los Estados Unidos de América.

La propuesta de esta tesis se basa en reactivar el complejo petroquímico Camargo (ahora parte de PEMEX transformación Industrial) para producir más de la mitad de demanda de agronitrogenados para México, proponiendo además que las materias primas (CO₂ y NH₃) se obtengan por la ruta de post-combustión, aprovechando las tecnologías existentes para la captura, almacenamiento y transformación de CO₂, y así reducir la emisión al aire atmosférico de gases de efecto invernadero.

Un tema que se debe incluir en esta tesis es el de Análisis de Riesgos con el enfoque de la operación industrial y seguridad en el trabajo. La seguridad se conceptualiza como la estrategia y acciones que se realizan al interior de las instalaciones industriales de producción, tendientes a preservar los activos materiales y el capital humano que labora en la organización. Los proyectos de construcción y/o modificación de instalaciones industriales para la producción de urea deben realizarse de conformidad con la legislación vigente. A continuación, se presenta la normatividad esencial que debe considerarse.

3.3 Normatividad respecto al manejo de sustancias químicas peligrosas en México

La regulación de las sustancias químicas y sus residuos se sustenta en las disposiciones constitucionales que rigen el derecho de la población a la protección

de la salud y a un medio ambiente adecuado para su desarrollo y bienestar (artículo 4, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: CPEUM) considerando los riesgos que éstas pueden representar para la salud humana y el medio ambiente; así como en la atribución del Estado para regular el aprovechamiento de los recursos naturales a fin de cuidar su conservación y evitar su destrucción (artículo 27, CPEUM).

De conformidad con la reforma constitucional al Artículo 73, fracción XXIX-G y en el contexto del proceso de descentralización del gobierno, el Congreso mexicano estableció que el ejercicio de las atribuciones en materia ambiental corresponde de manera concurrente a la federación, los estados, el Distrito Federal y los municipios. Reformas posteriores de la CPEUM y leyes en la materia han establecido la obligación de las autoridades de los tres órdenes de gobierno de establecer mecanismos de coordinación para la formulación y ejecución de programas específicos.

3.3.1 El marco jurídico federal

Con la finalidad de instrumentar los derechos constitucionales de los ciudadanos, la Federación ha creado numerosas leyes, reglamentos y normas oficiales mexicanas (NOM) que en su conjunto prácticamente regulan cada paso del ciclo de vida de las sustancias químicas peligrosas y sus residuos, hasta su disposición final como residuos peligrosos. Las leyes con una atribución directa en la regulación de estas sustancias son: Ley General de Salud (LGS), Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA); Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR), Ley Federal del Trabajo (LFD), y la Ley Federal de Sanidad Vegetal, cuyas disposiciones principales y sus reglamentos y normas derivadas de éstas son presentadas a continuación:

Con fundamento en la LGEEPA y la LGPGIR, la Semarnat ha publicado diversas NOM relacionadas con residuos: La NOM 087-Semarnat-SSA1-2002, que establece la forma en que deben manejarse los residuos biológico-infecciosos; la NOM-098-

Semarnat-2002, que dicta las medidas ecológicamente adecuadas para la incineración de residuos; las NOM 052, 053 y 054, que establecen las características y procedimientos de identificación de residuos peligrosos, y las NOM 055, 057 y 058, que determinan dónde y cómo debe realizarse el confinamiento de residuos peligrosos. Mientras que la NOM-083-Semarnat-2003 establece las especificaciones relativas a los rellenos sanitarios para la disposición de los residuos sólidos urbanos y de manejo especial.

3.4 NOM-050-SEMARNAT-2018

Norma Oficial Mexicana NOM-050-SEMARNAT-2018. Límites máximos de emisión de contaminantes de los vehículos que usan gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos.

La Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales expide la Norma Oficial Mexicana NOM-050-SEMARNAT-2018, que establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos.

Con la modificación a límites máximos permisibles, se cambia la referencia “niveles de la Norma Oficial Mexicana vigente” por la de “límites en congruencia con las normas oficiales mexicanas que los señalan” y con ello, proporcionarle certidumbre a los regulados.

La presente norma incluye en los métodos de prueba dinámico y estático, la evaluación del Factor Lambda en los vehículos que operen con mezcla pobre al momento de aplicar dichos métodos de prueba. Asimismo, se incluye el procedimiento para la evaluación de la conformidad de acuerdo a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización en su artículo 73 (DOF, 2018).

3.5 Clasificación de sustancias químicas peligrosas

El contar con un sistema de clasificación de sustancias es importante y necesario, ya que proporciona información de manera inmediata sobre los peligros que representa una sustancia en caso de un accidente. Esto permite reaccionar ante la emergencia de forma adecuada y segura.

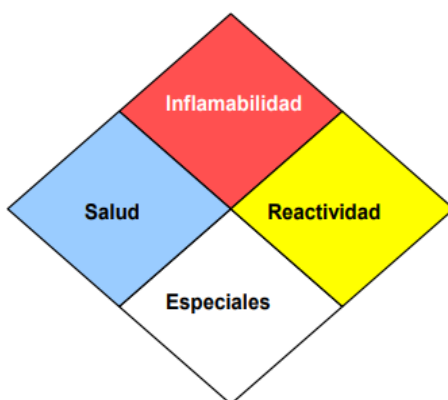
En México, la clasificación de sustancias químicas peligrosas en instalaciones se hace de acuerdo a la norma NOM-018-STPS-2000 "Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo". En esta norma se establece la forma de identificación y clasificación de las sustancias. Las propiedades que toma en cuenta son daños a la salud, inflamabilidad y radiactividad, dándole valores en una escala de 0 a 4 para indicar el grado de peligro que presentan, siendo 4 el de mayor peligro.

Este sistema establece dos opciones de identificación, una en forma de rombo y otra de rectángulo, el modelo rombo coincide completamente con el sistema de identificación de materiales peligrosos establecido por la Asociación Nacional de Protección contra Incendios (National Fire Protection Association NFPA) en el estándar NFPA 704, mientras que el modelo rectángulo concuerda con el Sistema de Identificación de Materiales Peligrosos HMIS por sus siglas en inglés (Hazardous Materials Identification System) desarrollado por la Asociación Nacional de Pinturas y Recubrimientos, ambos sistemas fueron desarrollados en los Estados Unidos.

Los siguientes colores y criterios de clasificación se emplean para ambas formas:

Salud	Azul
Inflamabilidad	Rojo
Reactividad	Amarillo
Riesgo Especial	Blanco

Figura 10 Criterios de clasificación de grados de riesgo a la salud (modelo rombo) (IPCC, 2005).



3.6 Peligros por almacenamiento de sustancias Químicas en México

A continuación, se presentan algunas características fisicoquímicas básicas de las principales sustancias químicas peligrosas almacenadas en el país como son, peso molecular y estado físico para saber cuáles sustancias podrían alcanzar más rápido un receptor, por ejemplo los gases pueden estar más rápidamente en contacto con la población, los líquidos alcanzar cuerpos de agua o infiltrarse en el suelo, lo que representaría un riesgo de contaminación en estos medios, que más tarde puede llegar al hombre. La presión de vapor permite conocer con qué facilidad la sustancia se puede volatilizar y por lo tanto pasar a la fase gaseosa, la solubilidad en agua es importante ya que nos habla de la capacidad de disolverse al contacto con cuerpos de agua o ríos contaminándolos.

Por otra parte se presenta el grado de riesgo según la clasificación de la NOM-018 STPS-2000, partiendo de esta clasificación se describe para cada una de las sustancias su capacidad de inflamarse, de reaccionar y su riesgo a la salud, adicionalmente se proporciona el valor IPVS (Inmediatamente Peligroso para la Vida y la Salud) el cual significa que a esa concentración la persona expuesta muere o sufre un daño severo a la salud, de manera que entre menor es el valor de IPVS más peligrosa es la sustancia en cuestión.

Por último, también se da el Límite Máximo Permissible de Exposición, el cual significa que esa concentración es la máxima permitida, a la cual no se debe llegar en los centros de trabajo, este límite se puede expresar en términos de tres indicadores: como la Concentración Máxima de Exposición durante 8 horas de trabajo (TWA) por sus siglas en inglés; como el Límite Máximo Permitido que no se debe exceder durante 15 minutos en el lugar de trabajo (STEL), por sus siglas en inglés o como la concentración que no se debe exceder en ningún momento, durante una jornada de trabajo (CEILING), este valor del límite máximo permissible de exposición también se utiliza para determinar las zonas de riesgo y amortiguamiento en la simulación de riesgos en caso de accidentes químicos. (CENAPRED, 2003)

3.7 Medidas de Prevención de accidentes por almacenamiento de CO₂ en México

Manejo, Transporte y Almacenamiento:

Precauciones para una manipulación segura: Los gases comprimidos o líquidos criogénicos sólo deben ser manipulados por personas con experiencia y debidamente capacitadas. Proteger los cilindros contra daños físicos; no tirar, no rodar, ni dejar caer. La temperatura en las áreas de almacenamiento no debe exceder los 50°C. Antes de usar el producto, identificarlo leyendo la etiqueta. Antes del uso del producto se deben conocer y entender sus características, así como los peligros relacionados con las mismas. No quitar ni borrar las etiquetas entregadas para la identificación del contenido de los cilindros.

Para la manipulación de cilindros se deben usar, también para distancias cortas, carretillas destinadas al transporte de cilindros. No quitar el protector de seguridad de la válvula hasta que el cilindro no esté sujeto a la pared, mesa de trabajo o plataforma, y listo para su uso. Para quitar las protecciones demasiado apretadas u oxidadas usar una llave inglesa ajustable.

Antes de conectar el envase comprobar la adecuación de todo el sistema de gas, especialmente los indicadores de presión y las propiedades de los materiales. Antes de conectar el envase para su uso, asegurar que se ha protegido contra la aspiración de retorno del sistema al envase. Asegurar que todo el sistema de gas es compatible con las indicaciones de presión y con los materiales de construcción. Asegurarse antes del uso de que no existan fugas en el sistema de gas Usar los equipos de regulación y de presión adecuados en todos los envases cuando el gas es transferido a sistemas con una presión menor que la del envase. No insertar nunca un objeto (p.ej. llave, destornillador, palanca, etc.) a las aberturas del protector de la válvula. Tales acciones pueden deteriorar la válvula y causar una fuga.

Abrir la válvula lentamente. Si el usuario ve cualquier problema durante la manipulación de la válvula del cilindro, debe interrumpir su uso y ponerse en contacto con el proveedor. Cerrar la válvula del envase después de cada uso y cuando esté vacío, incluso si está conectado al equipo. Nunca intente reparar o modificar las válvulas de un envase o las válvulas de seguridad. Debe de comunicarse inmediatamente al proveedor el deterioro de cualquier válvula. Cerrar la válvula después de cada uso y cuando esté vacía. Sustituir los protectores de válvulas o tapones y los protectores de los envases tan pronto como el envase sea desconectado. No someter los envases a golpes mecánicos anormales, que pueden deteriorar las válvulas o equipos de protección. Nunca intente levantar el cilindro / envase por el protector de la válvula. Usar siempre válvulas anti retornos en las tuberías. Al devolver el cilindro instalar el tapón protector de la válvula o tapón protector de fugas. Nunca usar fuego directo o calentadores eléctricos para aumentar la presión en el envase. Los envases no deben ser sometidos a temperaturas superiores a los 50°C. Se debe evitar la exposición prolongada a temperaturas inferiores a los -30°C. Nunca intente incrementar la retirada de líquido del envase mediante el aumento la presión dentro del mismo.

Nunca permitir que el gas licuado quede retenido en partes del sistema porque puede causarse un problema hidráulico. Condiciones de almacenamiento seguro, incluyendo cualquier incompatibilidad: Se deben almacenar los envases llenos de tal manera que los más antiguos sean usados en primer lugar. Los envases deben ser almacenados en posición vertical y asegurados para prevenir las caídas. Las válvulas de los contenedores deben estar bien cerradas y donde sea necesario, las salidas de las válvulas deben ser protegidas con tapones. Los protectores de las válvulas o tapones deben estar en su sitio. Tener en cuenta todas las leyes y requisitos locales sobre el almacenamiento de envases. Los envases almacenados deben ser controlados periódicamente en cuanto a su estado general y fugas. Proteger los envases almacenados al aire libre contra la corrosión y las condiciones atmosféricas extremas. Los envases no deben ser almacenados en condiciones que puedan acelerar la corrosión. Los envases deben ser almacenados en un lugar especialmente construido y bien ventilado, preferiblemente al aire libre. Mantener los envases herméticamente cerrados en un lugar fresco y bien ventilado. Los envases deben ser almacenados en lugares libres de riesgo de incendio y lejos de fuentes del calor e ignición. Los cilindros llenos se deben separar de los vacíos. No permitir que la temperatura de almacenamiento alcance los 50°C. Devolver los envases con puntualidad.

Medidas técnicas/Precauciones: Los recipientes deben ser separados en el área de almacenamiento según las distintas categorías (p.e.: inflamable, tóxico, etc.) y conforme a la reglamentación local. Manténgase lejos de materias combustibles.

(INFRA, 2010)

Conclusiones y Recomendaciones

Se cumplió el objetivo de la tesis. En el capítulo I de este trabajo se hace el diagnóstico y evaluación de las fuentes emisoras de dióxido de carbono al aire atmosférico y su contribución al cambio climático global. En el capítulo II se analizan las alternativas técnicas y tecnológicas actualmente disponibles para reducir dichas emisiones, y en el capítulo III se expone el razonamiento cualitativo que origina la propuesta de utilizar alternativas tecnológicas que substituyan a los procesos basados en el uso de gas natural para la obtención del dióxido de carbono como reactivo necesario para la producción de fertilizantes.

La propuesta metodológica que se hace en esta tesis es útil como instrumento de enseñanza para la Unidad de Aprendizaje de Ingeniería de Proyectos que se imparte en la ESIQIE.

A nivel internacional no se ha desarrollado todavía algún proceso de separación del dióxido de carbono de sus mezclas con otros gases de combustión que sea técnicamente viable y económicamente factible, sin embargo, si se han reportado en la literatura procesos que remueven de dichos gases las cenizas y los óxidos de nitrógeno y de azufre.

Referencias Bibliográficas

Alenza, J. (2011). El Nuevo Régimen Legal del Almacenamiento Geológico del Dióxido de Carbono. diciembre, 2020, de Universidad Pública de Navarra.

Bartolomé, C., Mora, P., & Recalde, J. (2011). El Estado del Arte de las Tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO₂ en la Industria del Cemento. diciembre, 2020, de Agrupación de fabricantes de cemento España.

BP Statistical Review of World Energy June, 2013 BP statistical review of world energy, 2013b

Cámara, A. (2018). CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂. noviembre, 2020, de Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España.

Carrera, J. (2009). El almacenamiento geológico de CO₂, una de las soluciones al efecto invernadero. diciembre, 2020, de Research Gate.

Cerdá, C. (2019). Desarrollo de catalizadores heterogéneos para la producción de metano a partir de la hidrogenación selectiva de CO₂. diciembre, 2020, de Universidad Politécnica de Valencia.

CIEMAT. (2019). Perspectivas de Sustentabilidad en México. diciembre, 2020, de Ministerio de Economía, Industria y Competitividad.

Crel, S., Segura, R., Quaas, R., & Guevara, E. (2003). Identificación de peligros por almacenamiento de sustancias químicas en industrias de alto riesgo en México. diciembre, 2020, de CENAPRED.

Fajardo, T. (2018). El acuerdo de París sobre el cambio climático: sus aportaciones al desarrollo progresivo del Derecho internacional y las consecuencias de la retirada de los Estados Unidos. noviembre, 2020, Recuperado de: Research Gate: <https://www.researchgate.net/publication/322625752>.

Federación de Industria de CCOO de Castilla y León. (2015). Captura y Almacenamiento de CO₂ como Posible Futuro en las Comarcas Mineras de Castilla y León. diciembre, 2020, de Federación de la Industria.

Fronti, L. & Fernández, C. (2007). El Protocolo de Kioto y los Costos Ambientales. Instituto Internacional de Costos, 1, pp. 3-19.

Granados. E, Bravo. H, Sosa. R., López. X., García. Landa., Sánchez., A. "Energy Consumption and Carbon Dioxide Emissions from Petroleum Refining Sector in Mexico from 2015 to 2030" Vol. No.4 México octubre 2015.

Hendriks, C. (2005). CO₂ Capture Process Principles and Costs. diciembre, 2020, de Oil & Gas Science and Technology.

Hernández, E., Álvarez, H., Echeverría, R., López, X., Landa, C. & Álvarez, P. (2015). Consumo de energía y emisiones de bióxido de carbono del sector refinación de petróleo en México de 2015 a 2030. diciembre, 2020, de Ingeniería Investigación y Tecnología.

Hernández, E., Álvarez, H., Echeverría, R., López, X., Landa, C. & Álvarez, P. (2013). Refinación de petróleo y su impacto económico-tecnológico para la producción de gasolinas en México al 2030. diciembre, 2020, de Ingeniería Investigación y Tecnología.

Hopp, Vollrath. "Fundamentos de tecnología química". 1ed. España: Editorial Reverté, [PAG: 301-303] ISBN: 54-291-7245-9.

INE, Semarnat y UNAM. Evaluación regional de la vulnerabilidad actual y futura de la zona costera mexicana y los deltas más impactados ante el incremento del nivel del mar debido al calentamiento global y fenómenos hidrometeorológicos extremos. México. 2008.

Janampa, S., Marianela, M. "Industrialización y Valorización Del Gas Natural De Camisea: Petroquímica Básica En Fertilizantes". Tesis Profesional. Universidad Nacional De Ingeniería, Facultad De Ingeniería De Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, Perú, 2008.

Juez. J., (2005). Análisis y Evaluación de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Industria del Petróleo y el Gas.

Lacy, R. (2017). Cambio Climático y Migración. NOAAANABA GEOB, I, 27.

Martín, J. (2005). Análisis y Evaluación de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Industria del Petróleo y el Gas. Madrid.

Morales, H. & Torres, C. (2008). Tecnologías de captura y secuestro de CO₂. diciembre, 2020, de Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mota, M., Hallet, J. & Mac Dowell N. (2017). Solvent selection and design for CO₂ capture. enero, 2021, de Sustainable Energy and Fuels.

Parada, N. (2017). Tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂ en Sectores Industriales. enero, 2021, de Fundación Universidad de América.

PEMEX, Anuario Estadístico, 2017

PEMEX, Prontuario Estadístico. Dirección general de gas natural y petroquímicos, 2017.

PNUMA. (2016). El Acuerdo de París y sus Implicaciones para América Latina y el Caribe. noviembre, 2020, de Unión Europea.

PNUMA. (2005). La Captación y el Almacenamiento de Dióxido de Carbono. diciembre, 2020, de Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

Pomilla, F., Brunetti, A., Marci, Giuseppe., López, Elisa., Fontananova, E., Palmisano, L. & Barbieri, G. (2018). CO₂ to Liquid Fuels: Photocatalytic Conversion in a Continuous Membrane Reactor. Diciembre, 2020, de ACS Sustainable Chemistry and Engineering.

Prontuario Estadístico, Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, SENER 2017.

Ramírez, A. (2013). Membranas compuestas base polimérica: preparación, caracterización y estudios para la separación de gases. enero, 2021, de Centro de Investigación de Química Aplicada.

Ramírez, E. (2017). Evaluación Técnica y Económica para la Fabricación de Urea en México. enero, 2021, de ESIQIE.

Ruiz, C., Recreo, F., Prado., & Pelayo, M. (2006). Almacenamiento Geológico de CO₂. Criterios de Selección de Emplazamientos. diciembre, 2020, de CIEMAT.

Santa Cruz, D. (2018). Separación y captura de CO₂ mediante una membrana zeolítica. enero, 2021, de CONACYT.

Santamaria, C. (2018). Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico. La Revista de la Industria Energética, pp. 49-59.

SEMARNAT. (2009). Diagnóstico nacional de los contaminantes orgánicos persistentes en México. México.

SEMARNAT. (2013). Guía metodológica para la estimación de emisiones de fuentes fijas. diciembre, 2020, de Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.

SEMARNAT. Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales. Indicadores Clave y de Desempeño Ambiental. Edición 2012. México. 2013.

Suekane, T., Nobuso, T., Hirai, S., Kiyota, M. (2007). Geological storage of carbon dioxide by residual gas and solubility trapping. diciembre, 2020, de Greenhouse Gas Control.

Torres, R. (2018). Política Energética: Problemas y Posibles Soluciones. diciembre, 2020, de Universidad Nacional Autónoma de México.

Wang, Y., Otto, A., Robinius, M., & Stolen, D. (2017). A review of Post Combustion CO₂ Capture Technologies from Coal-fired Power Plants. octubre 27, 2020, Recuperado de: ELSEVIER: www.sciencedirect.com

Yúnez, A. (2020). Energía, Emisiones y Precios Relativos. México: JSTOR.