



Casa abierta al tiempo

AZCAPOTZALCO

DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA AMBIENTALES

**ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA
DE LA CAPTURA, USO Y ALMACENAMIENTO
DEL BIÓXIDO DE CARBONO**
de una Central de Generación Eléctrica
para la Recuperación Mejorada de Petróleo

TESIS DOCTORAL
DICIEMBRE 2014

RODOLFO LACY TAMAYO

ALUMNO 2123805374

DOI: 10.24275/uama.6735.7468



DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA AMBIENTALES

**ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA
DE LA CAPTURA, USO Y ALMACENAMIENTO
DEL BIÓXIDO DE CARBONO**

de una Central de Generación Eléctrica
para la Recuperación Mejorada de Petróleo

TESIS DOCTORAL

DICIEMBRE 2014

RODOLFO LACY TAMAYO

ALUMNO 2123805374

DRA. MABEL VACA MIER

ASESOR INTERNO DE LA UAM

DR. MARIO MOLINA

ASESOR EXTERNO



FOTO DE PORTADA: Planta piloto post-combustión de captura de CO₂, desarrollada por la empresa Toshiba y ubicada en la carboeléctrica de Mikawa, al sur del Japón. Foto tomada el 19 de febrero del 2014. En la fotografía aparecen, de derecha a izquierda, el Dr. Carlos Serralde del Centro Mario Molina, un servidor y el Maestro César Contreras de la SENER.

*Le dedico esta tesis a Djamila, Ximena, Julio y Dany,
por el amor paciente con el que me apoyaron.
Asimismo se la dedico a mis padres,
cuyo ejemplo de superación y perseverancia
he tratado de honrar toda mi vida.*

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis doctoral es producto de la visión que el Dr. Mario Molina ha tenido durante varias décadas para investigar y desarrollar soluciones al problema del calentamiento global, así como a su empeño por buscar opciones tecnológicas conjuntas para las industrias del petróleo y la electricidad; opciones que atiendan el corazón del problema del cambio climático: la quema de combustibles fósiles. Su apoyo y guía personal fueron fundamentales en la elaboración de esta tesis y también lo han sido en mi desarrollo profesional y humano.

Deseo agradecer el soporte computacional brindado por el Centro Mario Molina para la utilización del programa *SimaPro* y particularmente el apoyo de su equipo de especialistas, que durante diez años ha compartido conmigo el interés, la investigación y la gestión de la captura de bióxido de carbono en México. En especial fue importante en esta tesis el soporte y asesoría recibido por el Dr. Carlos Serralde, la M.I. Mariana Climent y el equipo de modelación de ciclo de vida coordinado por la Ing. Graciela Hernández y el Ing. Gerardo Ríos. Mi agradecimiento por igual al Ing. Carlos Mena, el Biól. Adolfo Lara, el Geóg. Enrique Ramírez, la M.C. Zitely Tzompa, la Lic. Verónica Carballido y mi asistente Mónica Rodríguez.

Para la elaboración de esta tesis conté también con el apoyo institucional del Ing. Juan José Guerra, Secretario del Medio Ambiente y Recursos Naturales, que con entusiasmo dió seguimiento al avance de mi programa de doctorado; además, recibí el apoyo oportuno y preciso de la Ing. Erika Guzman, el Ing. Ricardo Pérez y el Ing. Rubén Hernández así como con la ayuda incondicional y siempre eficiente de Guadalupe Guerrero, quien me ha acompañado generosamente en toda mi trayectoria personal, y de César Lara, todos ellos de la SEMARNAT.

Deseo reconocer en estos agradecimientos el soporte en información y el compañerismo profesional del Maestro Leonardo Beltrán y el Dr. Moisés Dávila de la Secretaría de Energía, el Ing. Miguel Ángel Valdovinos y el Ing. Vicente Arévalo de la Comisión Federal de Electricidad, el Dr. Fernando Rodríguez de Petróleos Mexicanos, así como el consejo del Dr. Jose Miguel González Santaló del Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Finalmente deseo reconocer la amistad y la guía académica de la Dra. Mabel Vaca Mier, que me entusiasmó a realizar el doctorado con su ejemplar tenacidad, su excelencia profesional y su gran calidad humana.

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	<i>xi</i>
ABSTRACT	<i>xii</i>
I. INTRODUCCIÓN	1
I.1 El papel del bióxido de carbono en la extracción de combustibles fósiles de transición y no convencionales	6
I.2 La captura industrial de bióxido de carbono como una estrategia de mitigación climática	9
I.3 Iniciativas internacionales para la aplicación y la transferencia tecnológica de la captura y el almacenamiento geológico del bióxido de carbon (CCS)	11
I.4 Preocupaciones ambientales en la aplicación de las prácticas CCS, EOR y CCUS	13
II. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE	15
II.1 Estado del Arte de la Tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento Geológico de Bióxido de Carbono	15
II.1.1 Tecnología de Captura de Bióxido de Carbono	16
II.1.2 Impacto ambiental del uso de aminas y subproductos gaseosos	20
II.1.3 Transporte de Bióxido de Carbono por Ducto	23
II.1.4 Sistema de compresión, presurización y deshidratación de CO ₂	28
II.1.5 Recuperación Mejorada de Petróleo	31
II.1.6 Aspectos físicos y químicos relevantes en los yacimientos donde se realiza la práctica EOR con CO ₂	35
II.1.7 Equipos y materiales típicos de una operación EOR con CO ₂	40
II.1.8 Monitoreo Operativo y Ambiental de una operación CCUS	49
II.2 Estado del Arte en el Análisis de Ciclo de Vida CCS, CCS+EOR y EOR	55
II.2.1 Estudios de ciclo de vida para combustibles fósiles y plantas de generación de electricidad	57
II.2.2 Revisión de Estudios de Ciclo de Vida de la Captura, Uso y Almacenamiento Geológico de Bióxido de Carbono (CCS, CCUS y EOR)	58
II.2.2.1 Fronteras	62
II.2.2.2 Categorías Ambientales	67
II.3 Necesidades metodológicas para ACV sobre CCUS basados en EOR	74
III. HIPÓTESIS Y OBJETIVOS DE LA TESIS DOCTORAL	75
IV. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA	76
IV.1 Desarrollo de modelo del sistema CCUS. Fronteras y componentes	79
IV.2 Definición de los Objetivos del Análisis de Ciclo de Vida	82
IV.3 Selección de los Categorías e Indicadores de Impacto Ambiental	83
IV.4 Bases de Datos de Ciclo de Vida	85

	Página
V. CÁLCULO DE DATOS E INTEGRACIÓN DE LOS INVENTARIOS DE CICLO DE VIDA	86
V.1 Abasto de gas natural. Construcción y operación de un gasoducto	86
V.2 Central de generación eléctrica de referencia con planta de captura de CO ₂	90
V.3 Transporte del CO ₂ capturado por ducto	105
V.4 Uso del CO ₂ de origen antropogénico en la recuperación mejorada de petróleo	119
V.5 Monitoreo ambiental	126
VI. RESULTADOS NUMÉRICOS Y DISCUSIÓN SOBRE EL USO DEL MODELO DE EVALUACIÓN DE UNA OPERACIÓN CCUS	127
VI.1 Cálculo de los impactos ambientales en ciclo de vida de la actividad CCUS en México	129
VI.2 Análisis de sensibilidad del modelo CCUS	138
VI.3 Comparación de los impactos ambientales en ciclo de vida de la actividad CCUS en México con otras opciones tecnológicas para generar electricidad	141
VI.4 Rutas tecnológicas CCUS en México	144
VII. CONCLUSIONES	147
REFERENCIAS	151
APENDICE	163
I. SimaProo. Pantallas iniciales y diagramas de resultados del sistema CCUS y sus componentes	163
II SimaPro. Diagramas de resultados del ACV de distintas centrales de generación eléctrica en su impacto al calentamiento global (GWP)	176
III. Aplicación del modelo IECM-Universidad Carnegie Mellon. Pantallas de trabajo de la simulación de una planta NGCC con CCS	183

ANEXOS

A. Artículo “Lacy R., Serralde C., Climent M. y Vaca M., 2013. *Initial Assessment of the Potential for Future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ Captured from Fossil Fuel Industrial Plants.*”

B. Artículo “Lacy R., Serralde C. y Vaca M., 2014. *Initial Estimations for the Carbon Footprint of projected EOR+CCS operations in Mexico.*”

C. Artículo “Lacy R., Molina M., Vaca M., Serralde C., Hernández G., Ríos G., Guzmán E., Hernández R. y Pérez R., 2014. *A comprehensive Life-Cycle Assessment of Carbon Capture, Use and Geological Storage (CCUS) of a linked primary energy and electricity production.*”

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
I.1 INTENSIDADES DE ENERGÍA Y CARBONO DE LAS MODELACIONES ADOPTADAS POR EL IPCC <i>VERSUS</i> LAS INTENSIDADES OBSERVADAS PARA EL PERÍODO 2000-2005	2
I.2 RANGO DE EMISIONES TÍPICAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA DISTINTAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	3
I.3 RESERVAS Y RECURSOS ENERGÉTICOS FÓSILES A NIVEL MUNDIAL <i>VERSUS</i> LAS EMISIONES DE CARBONO REALIZADAS DESDE EL INICIO DE LA REVOLUCIÓN INDUSTRIAL	4
I.4 RESERVAS PROBADAS Y ESTIMADAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES A NIVEL MUNDIAL	5
I.5 NÚMERO DE PROYECTOS EOR A NIVEL MUNDIAL, PRODUCCIÓN Y PRECIO DEL PETRÓLEO 1960-2010	7
I.7 METAS NACIONALES DE MITIGACIÓN DE MEXICO PARA 2020 Y 2050	11
I.6 PROYECTOS CCS DE ESCALA INDUSTRIAL INTEGRADOS EN EL MUNDO EN EL AÑO 2011	12
II.1 VISIÓN GENERAL DE LOS PROCESOS Y LOS SISTEMAS DE CAPTACIÓN DE CO ₂	16
II.2 PROCESO DE CAPTURA DE CO ₂ CON MONO ETANOLAMINA MEA	17
II.3 CO ₂ CAPTURADO <i>VERSUS</i> CO ₂ EVITADO	19
II.4 EMISIONES CONTAMINANTES DE UNA PLANTA NGCC Y SU TOXICIDAD HUMANA	22
II.5 DIAGRAMA PRESIÓN <i>VERSUS</i> TEMPERATURA DEL CO ₂	25
II.6 RUTA TRADICIONAL DE COMPRESIÓN DEL CO ₂ EN EL DIAGRAMA PRESIÓN VS TEMPERATURA	26
II.7 TÍPICO COMPRESOR CENTRÍFUGO DE CO ₂ DRESSER-RAND MODELO D20R7S	29
II.8 RUTAS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE NUEVOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN DE CO ₂	30
II.9 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LA VIDA DE UN POZO APLICANDO DIVERSOS MECANISMOS DE RECUPERACIÓN	33
II.10 PROCESO DE MISCIBILIDAD Y FLUJOS DE CO ₂ , AGUA Y PETRÓLEO EN UN YACIMIENTO MADURO	36
II.11 PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD PARA EL CO ₂ Y DISTINTAS MEZCLAS, DEFINIDA PARA EL ACEITE OBJETIVO DEL CAMPO AGUA FRÍA, CHICONTEPEC, POZO A-561	37
II.12 ARREGLO GENERAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA Y GASES PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	41
II.13 POZO TÍPICO DE INYECCIÓN	43
II.14 CABEZAL TÍPICO DE UN POZO PETROLERO	44
II.15 CONDICIÓN EN EL LARGO PLAZO DE UNA CEMENTACIÓN REALIZADA CON CEMENTO PORTLAND EN EL CAMPO PETROLERO EOR DE SACROC, TEXAS	45
II.16 FALLO DE ACOPLAMIENTO DEBIDO A LA PRESENCIA DE GAS H ₂ S (1,000 PPM) Y 2% DE CO ₂	46
II.17 UNIDAD DE ACONDICIONAMIENTO DEL CO ₂ ANTES DE LA INYECCIÓN EN UN POZO EOR	48
II.18 ESQUEMA DE UN SISTEMA INTEGRAL DE MONITOREO AMBIENTAL EN UNA OPERACIÓN TIPO CCS (SIN EOR)	50
II.19 CONCENTRACIONES SUPERFICIALES DE CO ₂ EN LA ZONA VOLCÁNICA DE <i>LAACHER SEE</i> , ALEMANIA, OBTENIDAS MEDIANTE UN SISTEMA DE MONITOREO LÁSER DE TRAYECTORIA ABIERTA (<i>GASFINDER 2.0</i> CO ₂ DE <i>BOREAL LASER INC.</i>)	52
II.20 EFECTO DE LA CAPTURA DE CO ₂ EN LA EFICIENCIA DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EMPLEANDO GAS NATURAL	61
II.21 FLUJO DE ENERGÍA Y GASES DE EFECTO INVERNADERO AL DESPACHAR 1 MWH CON Y SIN CAPTURA DE CO ₂ (PROMEDIO DE 23 ESTUDIOS DE CICLO DE VIDA)	62

	Página
II.22 FRONTERAS POSIBLES DEL ENFOQUE DE CICLO DE VIDA EN OPERACIONES CCUS	65
II.23 IMPACTOS AMBIENTALES DE UNA PLANTA TIPO NGCC SIN CAPTURA DE CO ₂	68
II.24 IMPACTOS AMBIENTALES DE UNA PLANTA TIPO NGCC CON CAPTURA DE CO ₂	68
II.25 CONTRIBUCIÓN A LOS IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS DISTINTAS FASES INDUSTRIALES DE UNA OPERACIÓN CCS CON BASE EN UNA TERMOELÉCTRICA TIPO NGCC	69
II.26 EMISIONES GEI EN CICLO DE VIDA DE LAS OPERACIONES CCS+EOR	71
II.27 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS EMISIONES GEI EN CICLO DE VIDA DE LAS OPERACIONES EOR	72
IV.1 METODOLOGÍA GENERAL DE ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA	76
IV.2 ENFOQUE METODOLÓGICO DE IMPACTOS AMBIENTALES INTERMEDIOS	77
IV.3 ACTIVIDADES DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES DE CICLO DE VIDA	78
IV.4 MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA CCUS. FRONTERAS Y COMPONENTES	81
V.1 RED DE GASODUCTOS DOS BOCAS-POZA RICA	86
V.2 PROYECCIÓN DE LA EFICIENCIA EN TURBINAS DE CICLO COMBINADO	91
V.3 ARREGLO GENERAL TÍPICO DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO A GAS NATURAL 1x1	93
V.4 PROCESOS Y PARÁMETROS OPERATIVOS BÁSICOS EN UNA CENTRAL NGCC CON CAPTURA DE CO ₂	95
V.5 INVENTARIOS DISPONIBLES EN SIMAPRO PARA LA MODELACIÓN DE UNA CENTRAL NGCC CON CAPTURA DE CO ₂	96
V.6 CONFIGURACIÓN Y DESEMPEÑO DE LA PLANTA NGCC CON CAPTURA DE CO ₂ DE ACUERDO AL MODELO IECM	103
V.7 EFECTO DE LA CAPTURA DE CO ₂ EN LA EFICIENCIA DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EMPLEANDO GAS NATURAL	104
V.8 EMPLAZAMIENTO GEOGRÁFICO DEL ESTUDIO DE CICLO DE VIDA CCUS EN MÉXICO	105
V.9 TRAZO POSIBLE DE LA TUBERÍA DE TRANSPORTE DE CO ₂ DESDE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL ÁREA DE TUXPAN AL CAMPO PETROLERO DE COAPECHACA, CHICONTEPEC	106
V.10 RUTAS POSIBLES DE UNA TUBERÍA DE TRANSPORTE DE CO ₂ DESDE LA CIUDAD DE POZA RICA A DISTINTOS CAMPOS PETROLEROS DEL ACTIVO TERCIARIO DEL GOLFO, PALEOCANAL DE CHICONTEPEC	107
V.11 ESPACIO O “DERECHO DE VÍA” REQUERIDO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN CARBONODUCTO	113
V.12 IMPACTO AMBIENTAL CARACTERÍSTICO DE UN DESARROLLO LINEAL	116
V.13 SEÑALIZACIÓN REQUERIDA DEL CARBONODUCTO	117
V.14 HELICÓPTERO BELL 206-LIII DE MONITOREO	118
V.15 VISTA AÉREA DE UN POZO EN CONSTRUCCIÓN EN CHICONTEPEC	120
V.16 POZO HORIZONTAL TÍPICO EN CHICONTEPEC	122
V.17 PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN DEL OOIP CON LA TÉCNICA WAG EN CHICONTEPEC	123
VI.1 BASES DE DATOS Y SU ORGANIZACIÓN SECUENCIAL PARA EL CÁLCULO DE IMPACTOS EN EL MODELO SIMAPRO	128
VI.2 EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO DE LA OPERACIÓN CCUS EN CICLO DE VIDA	130
VI.3 DIAGRAMA JERÁRQUICO DE ASIGNACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES EN LA CATEGORÍA DE CALENTAMIENTO GLOBAL PARA EL SISTEMA CCUS MODELADO, POR BBL Y POR KWH	132
VI.4 IMPACTOS AMBIENTALES EN CICLO DE VIDA POR LAS ETAPAS DEL SISTEMA CCUS	136
VI.5 COMPARACIÓN DEL IMPACTO RELATIVO DE LA PRÁCTICA CCUS EN MÉXICO CON OTROS ESTUDIOS DE CICLO DE VIDA CCS	137
VI.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO CCUS	139
VI.7 COMPARACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES EN CICLO DE VIDA DEL SISTEMA CCUS CON DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	143
VI.8 OPCIONES CCUS EN MÉXICO	146

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
I.1 CAMPOS PETROLEROS DONDE SE ESTIMA ES POSIBLE HACER PRÁCTICAS EOR EN MÉXICO	8
II.1 COMPOSICIÓN TÍPICA DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN EN PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	15
II.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LA MONOETANOL AMINA	18
II.3 COSTOS DEL MWH Y EL CO ₂ EVITADO Y CAPTURADO EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD USDLLS/MWH	19
II.4 PRINCIPALES CONTAMINANTES ESTIMADOS EN LA CHIMENEA DE UNA PLANTA DE CAPTURA DE CO ₂	20
II.5 COMPARACIÓN DEL POTENCIAL CARCINOGENICO DE ALGUNAS ESPECIES DE NITRAMINAS Y NITROSAMINAS	21
II.6 ESPECIFICACIONES DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CO ₂ PARA SER TRANSPORTADO EN TUBERÍA	25
II.7 RESTRICCIONES DE CALIDAD DEL CO ₂ PARA LA PRÁCTICA EOR Y RECOMENDACIONES PARA PROYECTOS TIPO CCS	27
II.8 CONSUMO ENERGÉTICO DE LA COMPRESIÓN ISOTÉRMICA MULTI-ETAPAS	31
II.9 PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE ACUERDO AL MECANISMO DE RECUPERACIÓN COMO FUNCIÓN DE LA CANTIDAD ORIGINAL DE PETRÓLEO EN EL YACIMIENTO (OOIP)	32
II.10 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE CICLO DE VIDA EN UNA OPERACIÓN PROMEDIO EOR CON CO ₂ EN EUA	35
II.11 PARÁMETROS INDICATIVOS PARA LA SELECCIÓN DE CO ₂ COMO FLUIDO DE INYECCIÓN EN UNA OPERACIÓN TIPO EOR	38
II.12 ESPESADORES DE CO ₂	39
II.13 COMPOSICIÓN Y CONDICIONES DE SUMINISTRO DEL CO ₂ CARACTERÍSTICO DEL YACIMIENTO SHEEP MOUNTAIN, COLORADO, EUA	40
II.14 ESPECIFICACIONES PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA LA TUBERÍA DE CAMPO Y POZOS	42
II.15 MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN RESISTENTES A LA CORROSIÓN PARA LOS COMPONENTES DE LOS POZOS DE INYECCIÓN DE CO ₂	47
II.16 APLICABILIDAD DE LOS MÉTODOS DISPONIBLES PARA LA DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE FUGAS DE CO ₂ DESDE EL SITIO DE SU ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO	53
II.17 TÉCNICAS APLICABLES A LA EXPLORACIÓN DE ALMACENAMIENTOS GEOLÓGICOS DE CO ₂	54
II.18 PROGRAMAS DE CÓMPUTO PARA REALIZAR ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA	57
II.19 COBERTURA TEMÁTICA DE LOS ESTUDIOS DE CICLO DE VIDA CCS, CCUS (CCS+EOR) Y EOR	63
II.20 CATEGORÍAS DE IMPACTO AMBIENTAL CONTEMPLADAS EN LOS ESTUDIOS DE CICLO DE VIDA CCS, CCUS (CCS+EOR) Y EOR	66
II.21 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE CICLO DE VIDA EN UNA OPERACIÓN PROMEDIO EOR CON CO ₂ EN EUA	70
IV.1 CATEGORÍAS DE IMPACTO AMBIENTAL Y FACTORES DE CARACTERIZACIÓN	84
V.1 BASE DE DATOS PARA LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE 1 MJ DE GAS NATURAL	87
V.2 CONSUMOS DE MATERIALES EN LAS FASES DE CONSTRUCCIÓN Y DESMANTELAMIENTO DEL GASODUCTO	89
V.3 BASE DE DATOS PARA EL TRANSPORTE POR DUCTO DE GAS NATURAL EN 1 KM	89
V.4 CARACTERÍSTICAS PROMEDIO DE LA PLANTA DE REFERENCIA NGCC	92
V.5 CONSUMOS PARA LA FASE DE CONSTRUCCIÓN EN EL ESTUDIO CASO DE LA CENTRAL NGCC SIN CCS	97
V.6 BASE DE DATOS DE LAS ENTRADAS Y SALIDAS PARA LA FASE DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL NGCC SIN CAPTURA DE CO ₂	97

	Página
V.7 BASE DE DATOS DE LAS ENTRADAS Y SALIDAS PARA LA FASE DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL NGCC CON CAPTURA DE CO ₂	99
V.8 CONSUMOS PARA LA FASE DE CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE CAPTURA DE CO ₂	101
V.9 VENTAJAS RELATIVAS DE LA SOLUCIÓN DE AMINAS AVANZADAS KS-1 PROPIEDAD DE LA EMPRESA MITSUBISHI	101
V.10 PARÁMETROS BÁSICOS OPERATIVOS DE LA PLANTA DE REFERENCIA NGCC Y LA PLANTA SIMULADA EMPLEANDO EL MODELO IECM	102
V.11 CÁLCULO DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS POR LA COMPRESIÓN DE CO ₂	108
V.12 CÁLCULO DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DEL CARBONODUCTO Y SU EMISIÓN DE CO ₂ ASOCIADA EN CICLO DE VIDA	112
V.13 ANCHO MÍNIMO DE FRANJA DE DESARROLLO DEL SISTEMA PARA ALOJAR LA TUBERÍA DE TRANSPORTE NOM-007-SECRE-2010	112
V.14 CÁLCULO DEL ÁREA DE CLAREO NECESARIO PARA EL CARBONODUCTO	114
V.15 CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE CO ₂ DERIVADAS DE LA EXCAVACIÓN Y RELLENO DE LA ZANJA DEL CARBONODUCTO	114
V.16 EMISIONES DE CO ₂ DERIVADAS DEL CAMBIO DE USO DEL SUELO EN LA LLANURA COSTERA DE VERACRUZ PARA COLOCAR UN CARBONODUCTO	116
V.17 EMISIONES DE CO ₂ DERIVADAS DE LA SEÑALIZACIÓN DEL CARBONODUCTO	117
V.18 EMISIONES DE CO ₂ DERIVADAS DEL MONITOREO DEL CARBONODUCTO EMPLEANDO UN HELICÓPTERO BELL 206-LIII	118
V.19 EMISIONES TOTALES DE CO ₂ POR LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE UN CARBONODUCTO C.T. TUXPAN-CAMPO COAPECHACA, VERACRUZ	119
V.20 MAQUINARIA DE CONSTRUCCIÓN Y SU CONSUMO DE COMBUSTIBLE	121
V.21 CÁLCULO PRELIMINAR DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	125
V.22 EMISIONES DE CO ₂ DERIVADAS DE LA VIGILANCIA AMBIENTAL POST-INYECCIÓN DURANTE 30 AÑOS	126
VI.1 IMPACTOS AMBIENTALES EN CICLO DE VIDA DEL SISTEMA CCUS	131
VI.2 ESTIMACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE UNA OPERACIÓN CCUS EN MÉXICO	135
VI.3 EMISIONES DE CO ₂ ASOCIADAS A UNA OPERACIÓN CCUS DURANTE 30 AÑOS	137
VI.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO CCUS	140
VI.5 COMPARACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES EN CICLO DE VIDA DEL SISTEMA CCUS CON DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	142

ACRÓNIMOS

ACV. Análisis de Ciclo de Vida.

CCS. *Carbon Capture and Storage.* Captura y Almacenamiento de Carbono.

CCUS. *Carbon Capture, Use, and Storage.* Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono.

CMNUCC. Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático.

CO₂. Bióxido de carbono.

CO₂ e. Bióxido de carbono equivalente.

EOR. *Enhance Oil Recovery.* Recuperación Mejorada de Petróleo, incluye la terciaria y cuaternaria.

GEI. Gases de Efecto Invernadero.

HCPV. *Hydrocarbon Pore Volume.* Cantidad de hidrocarburos en el volumen del poro de un yacimiento.

IOR. *Improved Oil Recovery.* Recuperación Mejorada de Petróleo, incluye la secundaria, terciaria y cuaternaria.

ICV. Inventario de Ciclo De Vida.

IECM. *Integrated Environmental Control Model.* Modelo Integrado de Control Ambiental, desarrollado por la Universidad Carnegie Mellon.

IGCC. *Integrated Gasification Combined Cycle.* Planta de generación eléctrica de ciclo combinado con gasificación integrada del combustible.

EICV. Evaluación de Impacto de Ciclo De Vida

IPCC. *Intergovernmental Panel on Climate Change.* Panel Intergubernamental de Cambio Climático.

ISO. Organización Internacional de Normalización.

NGCC. *Natural Gas Combined Cycle.* Planta de generación eléctrica de gas natural en ciclo combinado.

MEA. Mono etanolamina.

OOIP. *Original Oil In Place.* Cantidad original de petróleo en un yacimiento.

WAG. *Water after Gas.* Término que refiere a la inyección de CO₂ y agua de manera alternada.

**PÁGINA INTENCIONALMENTE
EN BLANCO**

RESUMEN

La aplicación temprana de la tecnología de captura, uso y almacenamiento geológico final de bióxido de carbono (CCUS) es una opción de mitigación climática cuando existe una cercanía geográfica de las plantas de generación de electricidad a campos de petróleo y gas donde se puede hacer una recuperación secundaria de hidrocarburos. En esta Tesis Doctoral se desarrolló un modelo CCUS que es evaluado con la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) para estimar la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) de una central hipotética de generación eléctrica de ciclo combinado que emplea gas natural como combustible (NGCC). Los resultados se comparan con otras tecnologías del sector eléctrico como las carboeléctricas supercríticas, la geotermia, las minihidráulicas, las centrales eólicas y las nucleoeeléctricas. Las fronteras del sistema CCUS analizado abarcan la extracción de gas natural, su procesamiento y transporte, la central de generación eléctrica, la captura de bióxido de carbono (CO₂) y su transporte, la recuperación mejorada de petróleo (EOR) y el monitoreo ambiental del almacenamiento geológico final. Se definieron tres unidades funcionales para el modelo: megajoules (MJ) para la producción de energía primaria, kilowatt hora (kWh) para la producción de electricidad y barriles de petróleo (bbl). El impacto ambiental en cambio climático del sistema CCUS evaluado es de 0.044 kgCO₂e/MJ. La central NGCC dentro del sistema CCUS emitiría 0.177 kgCO₂e/kWh, lo que representa el 21% de las emisiones de una carboeléctrica supercrítica, 36% de lo que emite una central NGCC sin captura de CO₂ y 24% menos GEI de lo que emite una central geotérmica en ciclo de vida. El barril de petróleo producido sólo por la práctica EOR dentro del sistema CCUS evaluado tiene una huella de carbono de 38 kgCO₂e/bbl, que es 37% más bajo que el valor promedio histórico de EUA. Desde un enfoque de “pozo a pozo”, cerrando el ciclo de carbono en la producción de energía primaria, la tecnología CCUS es competitiva con las energías renovables.

Palabras clave: Captura de carbono, CCUS, CCS, EOR, CO₂, NGCC, GEI, ACV, Cambio Climático, Potencial de Calentamiento Global.

ABSTRACT

Early projects of Carbon Capture, Use and Geological Storage (CCUS) could be feasible when fossil fuel-power plants are close to oil and gas reservoirs where CO₂-Enhanced Oil Recovery (EOR) technologies are applicable. This Thesis includes estimates for greenhouse gas (GHG) emissions caused in a hypothetical CCUS case with a Natural Gas Combined Cycle power plant (NGCC), which were obtained by using Life-Cycle Assessment (LCA) methodology. This research comprises a comparison with other electricity-generation technologies, including Super Critical Pulverized Carbon (SCPC), NGCC without CO₂ capture, geothermal, mini-hydro, wind and nuclear ones. The LCA stages that were undertaken in this study were *natural gas supply system, electricity generation, CO₂ capture, CO₂ transport, EOR operations and environmental monitoring*. Three different functional units were used in this study: MJ, kWh and produced oil barrel (bbl). Results indicate that energy produced by the described CCUS system has an environmental impact on climate change of 0.044 kgCO₂e/MJ. The NGCC power plant with carbon capture unit would produce 0.177 kgCO₂e/kWh, representing about 21% and 36% of the estimated values for the SCPC and NGCC (without CCS) cases respectively, and about 24% less greenhouse gas emissions than the geothermal scenario. The oil produced in the EOR activity has a greenhouse gas emissions of 38 kgCO₂e/bbl, 37% less than the historical average in the US. In a “well to well” approach, closing the carbon cycle during primary energy production may become a competitive technology to renewable energy sources.

Keywords: CCUS, CCS, EOR, CO₂, NGCC, Greenhouse Gases, LCA, Climate Change, GWP.

I. INTRODUCCIÓN

Las mayores fuentes industriales de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial son las centrales de generación eléctrica que queman combustibles fósiles, seguidas de las emisiones de la industria petrolera, las cementeras y las empresas siderúrgicas. En virtud de que los principales países desarrollados, incluyendo China, tienen reservas probadas de petróleo, gas y carbón para más de 400 años, es improbable que los combustibles fósiles sean desplazados de las matrices energéticas globales en los próximos treinta años. Si en este periodo de tiempo no se logran disminuir las emisiones industriales de gases de efecto invernadero, es muy factible que la temperatura promedio del planeta ascienda más de 2 grados centígrados, provocando cambios irreversibles en el sistema climático global.

A pesar de que la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) se firmó en 1992, la tendencia de emisiones de CO₂ ha seguido creciendo ininterrumpidamente, de tal forma que en el año 2011 se alcanzó un record histórico al emitirse 31.6 Gt de CO₂ por la quema de combustibles fósiles (IEA, 2012).

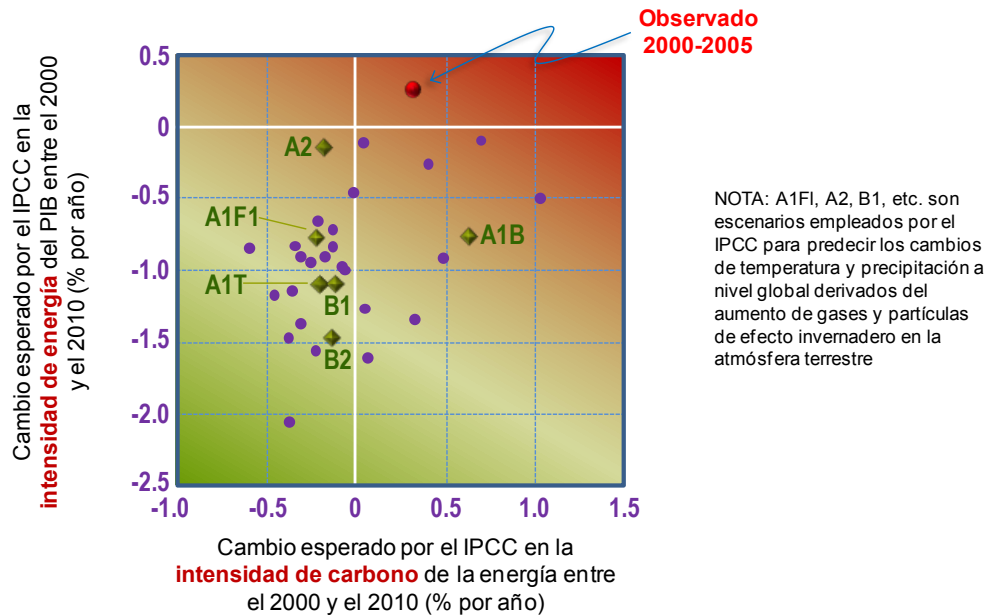
Los cálculos de emisiones coinciden con el incremento sostenido de las concentraciones promedio globales de CO₂. En abril del año 2014 el observatorio atmosférico de *Mauna Loa* empezó a registrar promedios mensuales de CO₂ superiores a 400 ppm¹, cuando la comunidad científica internacional especializada en el tema considera que el nivel de seguridad para este gas de efecto invernadero en la atmósfera es de 350 ppm (Rockström *et ál.*, 2009). La tasa de crecimiento de las concentraciones de bióxido de carbono en la atmósfera después de la firma de la CMNUCC ha sido de 2% anual, en contraste con el 1.3% de las dos décadas anteriores².

Esta circunstancia no fue prevista en las modelaciones que el Panel Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) realizó para establecer las metas de reducción del Protocolo de Kioto. Las intensidades de energía y de carbono de la economía global para este siglo fueron subestimadas. Como se observa en la **Figura I.1**, los escenarios de la familia A, que son los más pesimistas, nunca consideraron el crecimiento exponencial de los países emergentes, las altas tasas mundiales de motorización o el incremento de la deforestación, entre otros procesos que exacerban la emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

¹ Tomado de <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/#mlo> el 12 de junio del 2014.

² Tomado de http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/#mlo_growth el 12 de junio del 2014.

Figura I.1
Intensidades de energía y carbono de las modelaciones adoptadas por el IPCC
versus
las intensidades observadas para el período 2000-2005



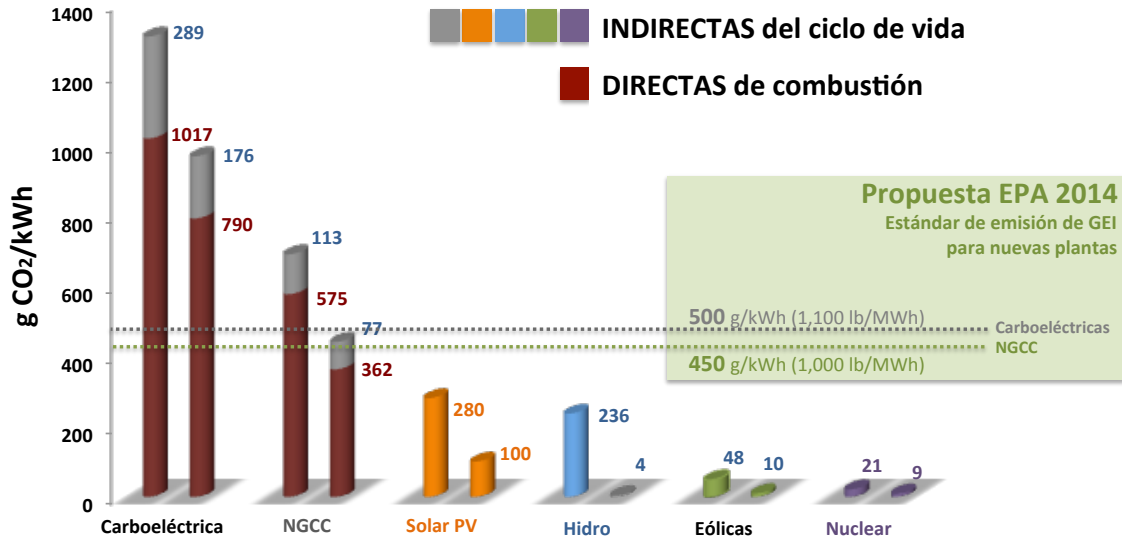
FUENTE: Pielke *et ál.*, 2008.

El IPCC estima que hay que reducir entre 42 y 57% las emisiones de GEI al 2050 para poder evitar que la temperatura del planeta aumente por arriba de los 2 grados centígrados (IPCC, 2014), lo que plantea uno de los desafíos más grandes del presente siglo, pues la tendencia mundial de emisiones es justo la contraria. A pesar de los acuerdos e iniciativas internacionales sobre cambio climático y las ofertas voluntarias de mitigación, el número de plantas termoeléctricas que operan con combustibles fósiles sigue aumentando.

En los últimos cinco años, la capacidad instalada en carboeléctricas a nivel mundial aumentó en 350 GW y se espera que aumente 1,000 GW adicionales al año 2035, lo que prácticamente duplicaría las emisiones de GEI provenientes de este tipo de plantas, las cuales ya representan una cuarta parte de las emisiones antropogénicas de CO₂ a nivel global pues alcanzan 8.5 GT CO₂ (OECD/IEA, 2012). Con respecto a las plantas de generación eléctrica que operan con gas natural como combustible, se estima que el *boom* creado por la liberación del *Shale Gas* incremente en 537 GW la capacidad global instalada en el año 2020³. Como se muestra en la **Figura I.2**, durante su ciclo de vida, las carboeléctricas emiten el doble de gases de efecto invernadero por kilowatt hora despachado que las termoeléctricas que operan con gas natural.

³ Frost & Sullivan, 2012. *Global Prospects for Gas-Fired Power Generation*. Este reporte indica que la capacidad instalada de generación eléctrica crecerá de 1,311 GW en 2010 a 2,008 GW en 2030.

Figura I.2
Rango de emisiones típicas de gases de efecto invernadero para distintas alternativas tecnológicas de generación eléctrica



Fuente: Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA), 2000, tomado de <http://www.world-nuclear.org/education/comparativeco2.html> el 21 de octubre del 2012 y (EPA, 2014). Las dos columnas representan el rango de emisiones por cada tecnología.

La construcción de nuevas plantas de generación eléctrica que quemen combustibles fósiles, cuya vida útil es superior a los 35 años⁴, junto con la operación de las plantas existentes, plantea un dilema para la gestión climática internacional. Estas plantas, las actuales y futuras, implican una un patrón “irreversible”⁵ de altas emisiones de GEI, que sólo se puede evitar si no se construyen nuevas plantas o si se instalan sistemas de captura de bióxido de carbono. Ambas soluciones requieren de que se establezcan impuestos por tonelada de CO₂ emitido o regulaciones que limiten su emisión a la atmósfera, como el estándar de emisión que recientemente propuso la Agencia de Protección de los Estados Unidos (EPA, 2014) y que también se ilustra en la **Figura I.2**. A futuro, para que una nueva carboeléctrica en EUA sea aprobada, deberá aplicar la tecnología de captura de carbono y tener un desempeño ambiental semejante al de una planta de ciclo combinado que quema gas natural. De ser aprobada, esta sería la norma de emisión más estricta a nivel mundial para una carboeléctrica.

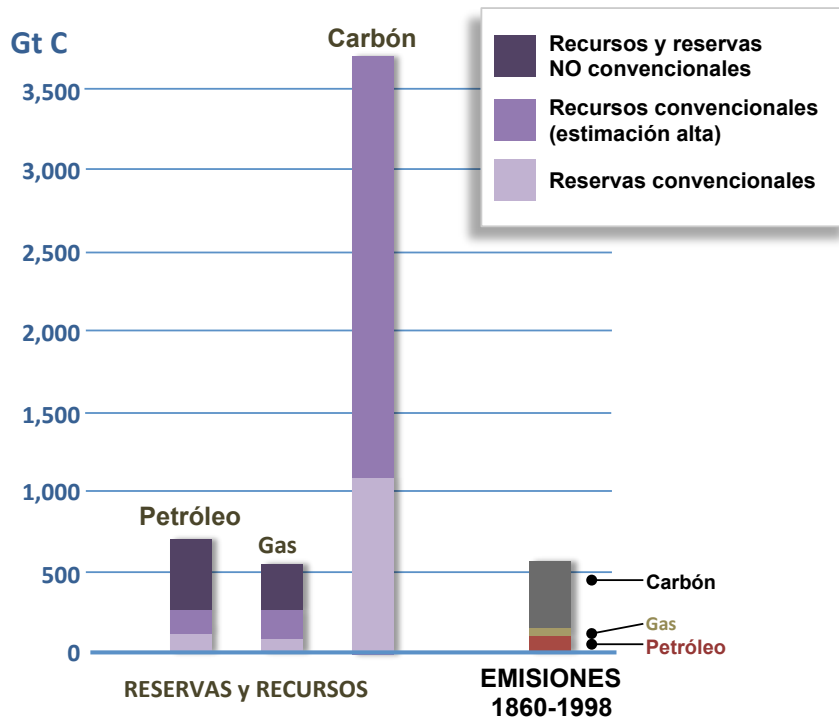
⁴ De acuerdo con datos del Departamento de Energía de EUA (compilados en las estadísticas de la *Energy Information Administration*, EIA) que fueron incluidos en el reporte del *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) denominado *The Future of Coal*, publicado en el año 2007. La EIA reporta que el promedio de vida de las plantas de gas natural que recientemente fueron cerradas era de 48 años.

⁵ En inglés se utiliza el término “lock-in”.

El Instituto Postdam para la Investigación del Impacto Climático (Meinshausen *et ál.*, 2009) realizó un cálculo del “Presupuesto de Carbono” que el Planeta tiene para lograr la meta de 2 °C y encontró que la atmósfera en este siglo podría recibir alrededor de 565 Gt de CO₂ adicionales entre el año 2010 y el 2050. Por su parte, la *Carbon Tracker Initiative* estimó que las reservas de combustibles fósiles que están manifestadas por las cien industrias de la energía más grandes en operaciones de carbón, petróleo y gas a nivel mundial, rebasan 5 veces este presupuesto (*Carbon Tracker Initiative*, 2011).

En la columna de la extrema derecha de la **Figura I.3** se muestra que se han liberado 500 Gt de carbono fósil desde la Revolución Industrial hasta finales del siglo pasado, lo que contrasta con las emisiones que es posible generar si se queman las reservas estimadas de carbón, petróleo y gas para el planeta (IPCC, 2001); las reservas conocidas son seis veces mayores a lo que se ha quemado en el último siglo y medio. Esto implica que la economía mundial puede seguir basándose en combustibles fósiles por setecientos años más y emitir nueve veces más carbono, con el consecuente aumento de la temperatura por arriba de los 2 °C.

Figura I.3
Reservas y recursos energéticos fósiles a nivel mundial versus las emisiones de carbono realizadas desde el inicio de la Revolución Industrial



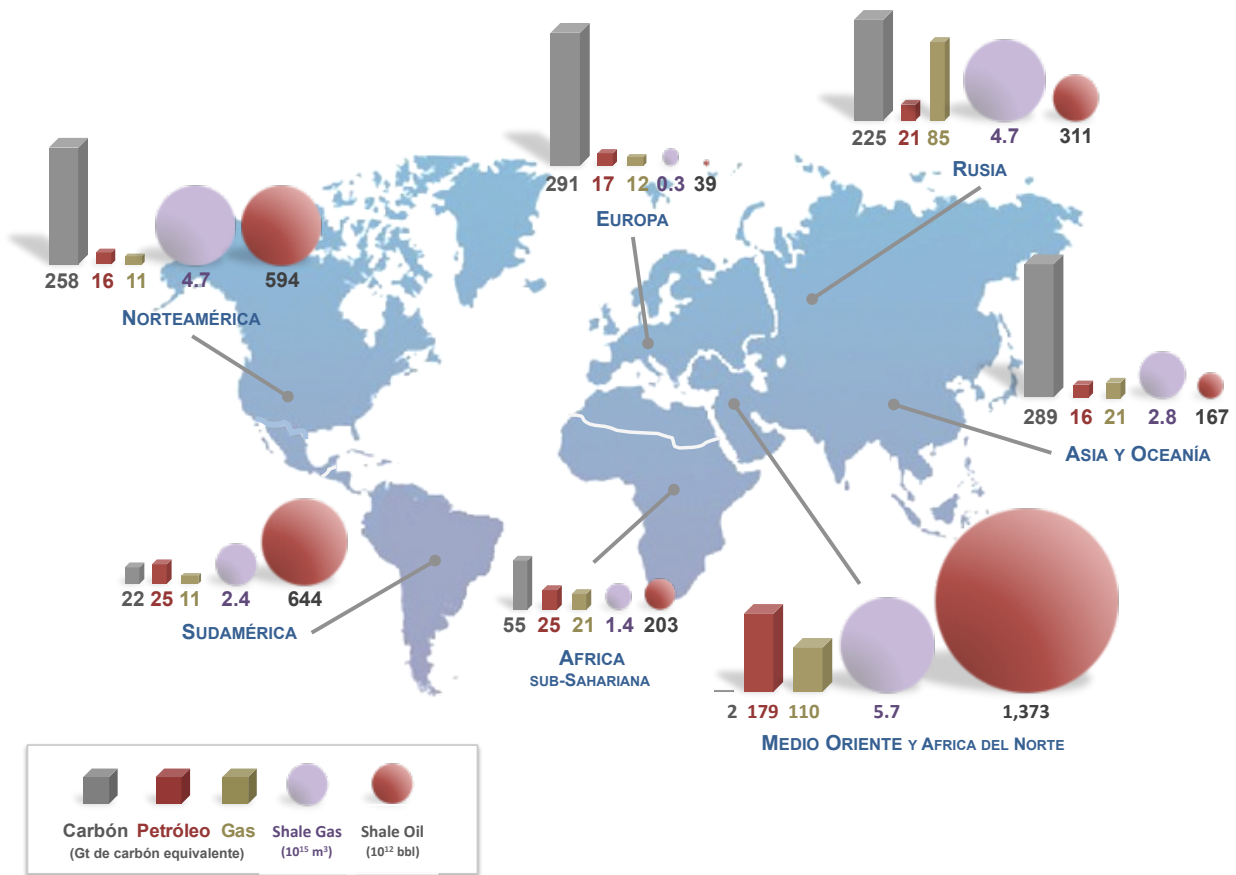
Fuente: IPCC, TAR, 2001

La posesión de estas reservas es un asunto de política internacional en la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, pues los países poseedores de las reservas fósiles energéticas desean utilizar esta riqueza para impulsar su desarrollo o mantener sus hegemonías

económicas y comerciales. La **Figura I.4** muestra un mapa con la distribución regional de las reservas energéticas fósiles y un estimado del volumen técnicamente recuperable de *Shale Gas* y *Shale Oil*. En el contexto mundial, México es un país con limitadas reservas convencionales de petróleo, gas y carbón.

De acuerdo con el último reporte estadístico de la empresa British Petroleum (BP), México posee sólo el 0.7% de las reservas probadas de petróleo, 0.2% de gas natural y 0.1% de carbón (BP, 2012). Por otro lado, el Departamento de Energía del gobierno de EUA estima que México tiene $15.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (545 Tcf⁶) de reservas de *Shale Gas* técnicamente recuperables (US-DOE-EIA, 2013). Con la reciente Reforma Energética, que permite la inversión privada en actividades exploratorias y productivas en la industria petrolera, es posible que se incrementen las reservas de *Shale Gas* del país y también las de petróleo en las aguas profundas del Golfo de México.

Figura I.4
Reservas probadas y técnicamente recuperables de combustibles fósiles a nivel mundial



Fuente: Elaboración propia con datos del World Coal Institute, 2005 y el US-DOE-EIA, 2013

⁶ Tcf, Trillones de pies cúbicos.

I.1 El papel del bióxido de carbono en la extracción de combustibles fósiles de transición y no convencionales

El bióxido de carbono (CO₂) ha sido empleado para la extracción de petróleo en los Estados Unidos de América (EUA) desde la crisis petrolera de los años 70's, cuando los países árabes decidieron bloquear la exportación de crudo a Occidente con el fin de elevar el precio de venta. Las empresas petroleras norteamericanas iniciaron el uso del CO₂ en la cuenca geológica del Pérmico ubicada en el oeste de Texas, abundante en acumulaciones geológicas de bióxido de carbono, con la finalidad de recuperar petróleo en yacimientos maduros, donde la presión interna de los pozos ya no permitía el ascenso natural del aceite y la inyección de agua para impulsarlo no era suficiente para mantener operaciones extractivas rentables.

La recuperación mejorada de petróleo (EOR⁷, por sus siglas en inglés), se puede llevar a cabo con múltiples fluidos. Los fluidos más empleados son el vapor de agua, cuando existe agua disponible cerca del pozo de extracción, así como los gases y líquidos asociados al aceite extraído, particularmente el metano (CH₄) y el mismo CO₂. El bióxido de carbono tiene ventaja sobre otros fluidos posibles pues es miscible con el petróleo permitiendo su migración dentro del yacimiento, lo que aumenta la recuperación del mismo con un menor esfuerzo.

En la **Figura I.5** se muestra como las prácticas EOR han aumentado sostenidamente en los últimos 50 años aún con fluctuaciones significativas en los precios del petróleo. En todo el mundo la producción de petróleo y gas convencional ha decaído y se espera que en menos de treinta años el petróleo de transición y no convencional represente el 40% del mercado global (Gordon D., 2012). Tan sólo en los EUA, el empleo de la tecnología EOR permitió la extracción de 308,564 barriles de petróleo al día durante el año 2012; más de la mitad de esta cantidad fue extraída con CO₂ (85% de origen natural), lo que representa el 5% de todo el petróleo producido en el país vecino⁸. Comparando esta cifra con la exportación total de crudo realizada por PEMEX para ese mismo año, ésta representaría el 23%⁹.

En una práctica EOR, el almacenamiento final del CO₂ es posible ya que alrededor del 60% del gas inyectado al yacimiento petrolero queda atrapado en cada ciclo productivo (Jarrel *et ál.*, 2002). Además, es más fácil y menos costoso inyectar CO₂ en pozos activos que hacerlo en yacimientos maduros, donde los intersticios de la roca receptora pueden estar colapsados u ocupados por otros fluidos que impidan la penetración del bióxido de carbono (IPCC, 2005).

En México es posible emplear el CO₂ en yacimientos de petróleo para procesos de recuperación mejorada, también en pozos que requieran fracturamientos hidráulicos para incrementar su producción o en yacimientos agotados para su almacenamiento (Abbaszadeh *et ál.*, 2008). Del volumen de reservas de aceite reportado como volumen original en yacimiento (OOIP, por sus

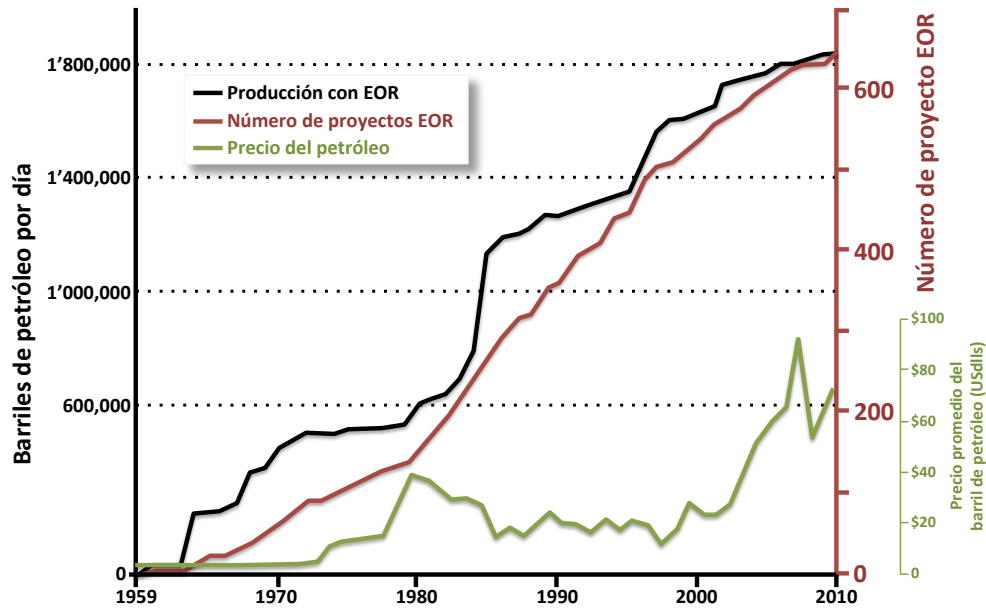
⁷ EOR, *Enhance Oil Recovery*

⁸ Oil & Gas Journal's 2012 EOR Survey.

⁹ PEMEX, 2011. Anuario Estadístico.

siglas en inglés¹⁰) al 1º de enero del 2007, existe un potencial de extracción cercano a 218 mmb¹¹, de los cuales entre el 45 y 65% puede ser extraído con recuperación mejorada, empleando bióxido de carbono, esto es hasta 142 mmb (PEMEX-PEP, 2012).

Figura I.5
Número de proyectos EOR a nivel mundial 1960-2010



Fuente: Simplificado de Aladasani A., 2012

PEMEX ha hecho múltiples pruebas y estimaciones para recuperar petróleo mediante ocho diferentes tecnologías EOR (ver **Tabla I.1**), las cuales fueron seleccionadas de acuerdo a las características específicas de cada yacimiento. A la fecha, se han identificado 318 campos petroleros donde el CO₂ pudiera aplicarse, mismos que se ubican en las regiones terrestres y marinas de la cuenca costera del Golfo de México (PEMEX-PEP, 2012).

El volumen de CO₂ que PEMEX ha estimado como necesario para estimular la producción de un conjunto de campos maduros clasificados como prioritarios oscila entre 18 y 50 millones de toneladas al año¹². En una primera ronda de EOR con CO₂, se podrían recuperar hasta 1,758 millones de barriles de petróleo (PEMEX-PEP, 2012).

PEMEX posee fuentes naturales de CO₂ y plantas industriales que actualmente liberan CO₂ en corrientes de alta pureza (>90% en concentración), ambas son alternativas viables e inmediatas para el abastecimiento de este compuesto. Entre las fuentes naturales están los campos de

¹⁰ OOIP, Original Oil In Place

¹¹ mmb, miles de millones de barriles de petróleo

¹² Esta cifra sólo considera la demanda estimada en los campos Coyotes, Soledad, Coapechaca, Tajín, Poza Rica y Ébano.

Quebrache, Burgos y Carmito que podrían producir hasta 8.4 millones de toneladas anuales; las plantas de amoniaco y de óxido de etileno producen 879 mil y 65 mil toneladas al año de CO₂ respectivamente. Esto quiere decir que si se suman todas las fuentes concentradas de CO₂, naturales e industriales de PEMEX, se tendrían disponibles alrededor de 9.4 millones de toneladas, cantidad inferior a la requerida. Además, PEMEX posee fuentes industriales de CO₂ de baja concentración en diversos complejos e instalaciones a lo largo de la llanura costera del Golfo de México, que podrían aportar 10 millones de toneladas de CO₂ si éste fuera capturado y trasladado a los campos maduros.

Tabla I.1
Campos petroleros donde se estima es posible hacer prácticas EOR en México

REGION dentro de la cuenca costera del Golfo de México	ACTIVO	CO ₂	PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA							TOTAL
			Polímeros surfactantes alcalinos	Combustión <i>in situ</i>	Gas hidrocarburo	N ₂ miscible	Polímeros	Vapor	Microbiana	
Marina	Cantarell	12	1	1	0	0	1	0	0	15
Noroeste	Ku-Maloob-Zaap	8	0	7	0	0	0	0	0	15
Marina	Abkatun-Pol-Chuc	41	0	13	18	12	0	0	0	84
Suroeste	Litoral de Tabasco	32	3	5	9	9	0	1	0	59
Norte	ATG o Chicontepec	10	0	0	0	0	0	0	3	13
	Poza Rica- Altamira	39	15	9	10	3	13	4	12	105
	Veracruz	5	0	0	0	0	0	0	0	5
Sur	Bellota-Jujo	57	7	20	22	22	4	1	3	136
	Cinco Presidentes	44	23	34	3	2	29	16	14	165
	Macuspana	5	3	5	0	0	3	1	1	18
	Muspac	46	6	3	19	18	4	0	0	96
	Samaria Luna	19	1	5	6	6	2	2	1	42
TOTAL		318	58	102	87	72	56	25	34	753

Fuente: PEMEX-PEP, 2012

Para lograr esta producción, PEMEX ha elaborado su propio *roadmap* o plan de negocios de EOR con CO₂, donde espera realizar diversas pruebas piloto en diferentes campos para hacer una caracterización precisa de los yacimientos y asegurar las posibilidades productivas con la inyección de bióxido de carbono. PEMEX estima realizar una primera experiencia de inyección masiva de CO₂ de origen industrial, aprovechando las corrientes ricas de este gas que obtiene como subproducto de las plantas de amoniaco del Complejo Petroquímico de Cosoleacaque. Este complejo está cercano al campo Cinco Presidentes donde ya realizó pruebas exitosas y es posible extraer hasta 5 barriles de petróleo por tonelada de CO₂ inyectado. Igualmente, PEMEX desea utilizar sus yacimientos naturales de CO₂, muchos de ellos ubicados en la llanura costera del Golfo de México, que ya han servido para prácticas EOR en el pasado, como es el caso del campo Carmito, en Tabasco.

I.2 La captura industrial de bióxido de carbono como una estrategia de mitigación climática

Una opción para reducir de manera significativa las emisiones industriales de GEI¹³ es la captura y el almacenamiento geológico de bióxido de carbono (CCS¹⁴ por sus siglas en inglés). La tecnología CCS se conforma de tres procesos principales: la remoción del bióxido de carbono directamente de la fuente de emisión, su transporte a través de ductos presurizados y su inyección en un sitio con características geológicas que permitan su retención *cuasi* permanente. Esta práctica permitiría seguir utilizando combustibles fósiles para la producción de energía reduciendo al mismo tiempo la emisión de gases y partículas contaminantes.

En la industria existen diversos procesos que generan grandes cantidades de CO₂, en flujos gaseosos de alta concentración (>90% en volumen). Si no hay una aplicación o un mercado cercano a estas fuentes, por lo general el CO₂ es liberado a la atmósfera ya que no es considerado como un contaminante del aire y no existen aún regulaciones para su control en chimenea. Las plantas donde se produce etanol, amoníaco, hidrógeno o etileno son fuentes importantes de CO₂ en corrientes de alta concentración; es común que estas plantas abastezcan a la industria alimenticia para la carbonatación de bebidas o que deriven el CO₂ a la producción de hielo seco, como gas refrigerante o de uso clínico.

En contraste, las plantas de generación de electricidad, las refinerías, las cementeras y las siderúrgicas producen grandes cantidades de bióxido de carbono pero a muy bajas concentraciones (<20%). Para controlar las emisiones de estas industrias, es necesario limpiar la totalidad de los gases de combustión y proceso, y posteriormente capturar el CO₂ mediante procesos de absorción que lo concentren y permitan su desplazamiento y disposición final.

El Panel Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático y el Instituto Tecnológico de Massachusetts han concluido que *“el uso de combustibles fósiles no es sustentable en el largo plazo, a menos que exista una amplia aplicación de las tecnologías que actualmente se están desarrollando de captura y almacenamiento geológico del bióxido de carbono”* (IPCC, 2005), particularmente tratándose de carbón (MIT, 2007).

El carbón es el combustible más barato en el mercado mundial de energéticos y se estima que su uso seguirá siendo dominante a nivel industrial. El segundo combustible de interés en la industria es el gas natural. De acuerdo con el *Global CCS Institute*, la tonelada de bióxido de carbono evitada en una planta de generación eléctrica que quema gas natural oscila entre 67 y 106 dólares (GCCSI, 2012). Este es el costo actual de los procesos de captura a través de soluciones de aminas; primordialmente la mono etanolamina (MEA, por sus siglas en inglés), que es empleada en la industria petrolera y química para remover las impurezas de CO₂ en pozos de extracción o para abastecer a la industria de bebidas con gas carbónico.

¹³ Más del 70% directamente en la fuente.

¹⁴ CCS, *Carbon Capture and Storage*

Recientemente se han formulado soluciones de aminas avanzadas para ser aplicadas a la escala de una termoeléctrica, soluciones que incorporan otros químicos como la piperazina ($C_4H_{10}N_2$) o el carbonato de potasio (K_2CO_3) para evitar su degradación, hacerlas menos corrosivas y reducir su temperatura de evaporación (DOE-NETL, 2007); el objetivo de estas formulaciones es disminuir las penalidades energéticas derivadas de su uso y los costos de mantenimiento del equipo (Fujita *et ál.*, 2013). Estas nuevas formulaciones aún no alcanzan el nivel comercial. Se estima que el costo de las soluciones de aminas podrá ser reducido a menos de la mitad en dos décadas (Herzog, 2000).

Una forma de internalizar la externalidad climática de la generación eléctrica es a través de impuestos a la emisión industrial de CO_2 , lo que pudiera compensar los costos de su captura en chimenea. En Noruega, por ejemplo, las operaciones petroleras marítimas de la empresa paraestatal Statoil¹⁵, son gravadas con 50 dólares la tonelada. Esto motivó la primera experiencia integral CCS en la plataforma petrolera de Sleipner, en el Mar del Norte, donde el CO_2 es segregado *in situ* e inyectado a un acuífero salino. A partir del 2014 México tiene un impuesto al carbono de 6 dólares por tonelada aplicado a los combustibles y posee formaciones geológicas para almacenar CO_2 , muchas de éstas cerca de campos petroleros activos (Dávila *et ál.*, 2010). La empresa Statoil colaboró con PEMEX en su primera experiencia de recuperación mejorada de petróleo (EOR¹⁶ por sus siglas en inglés) con CO_2 , realizada entre los años 2005 y 2006 en los campos Artesa y Sitio Grande, ubicados en Tabasco, donde era inyectado CO_2 natural asociado al petróleo, separado de pozos del campo Carmito.

La utilización del bióxido de carbono capturado en actividades de recuperación mejorada de petróleo es la otra opción económicamente viable para la aplicación de las tecnologías asociadas a CCS, en especial tratándose de yacimientos de baja productividad o de reservas no convencionales. El bióxido de carbono es un gas que por arriba de los 100 bar y los 30 °C se comporta como un fluido supercrítico, capaz de disolver el petróleo ubicado en los intersticios de los yacimientos rocosos, que por técnicas primarias no puede ser extraído. Muchas instituciones y autores como el Global CCS Institute, el Center for Climate and Energy Solutions (C2ES), Eide J., 2013 o Raveendran, 2013, entre otros, ya empiezan a denominar a esta combinación de captura, uso y almacenamiento final como **CCUS**¹⁷, como acrónimo del término en idioma inglés.

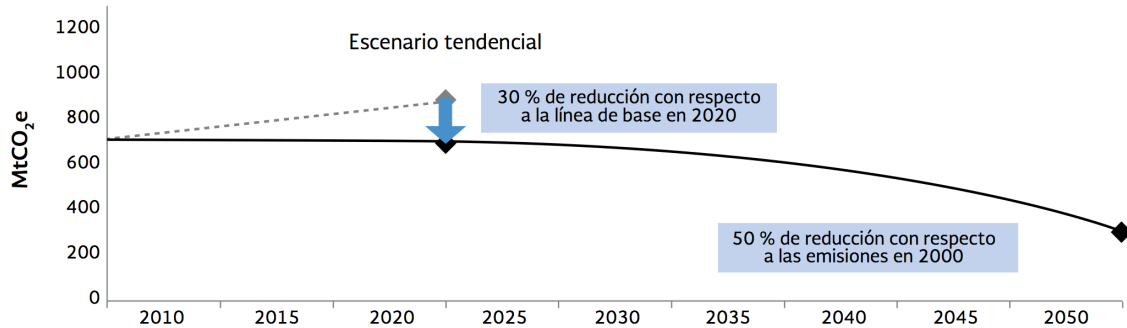
Para cumplir con las metas nacionales de mitigación, establecidas en la Ley General de Cambio Climático (Figura I.6), México requiere de estrategias de descarbonización profunda en la generación de electricidad con combustibles fósiles. La tecnología CCUS es una opción cuya viabilidad dependerá de una buena combinación de instrumentos de política, como el impuesto al carbono, y de esquemas regulatorios, como el ilustrado en la Figura I.2.

¹⁵ Por el tipo de operaciones, régimen fiscal y de propiedad, así como por el volumen de productos que maneja, Statoil es la empresa petrolera más parecida a PEMEX.

¹⁶ EOR, *Enhance Oil Recovery*

¹⁷ CCUS, *Carbon Capture, Use, and Storage*

Figura I.6
Metas nacionales de mitigación de México a 2020 y 2050



Fuente: SEMARNAT, 2014

I.3 Iniciativas internacionales para la aplicación y la transferencia tecnológica de la captura y el almacenamiento geológico del bióxido de carbono

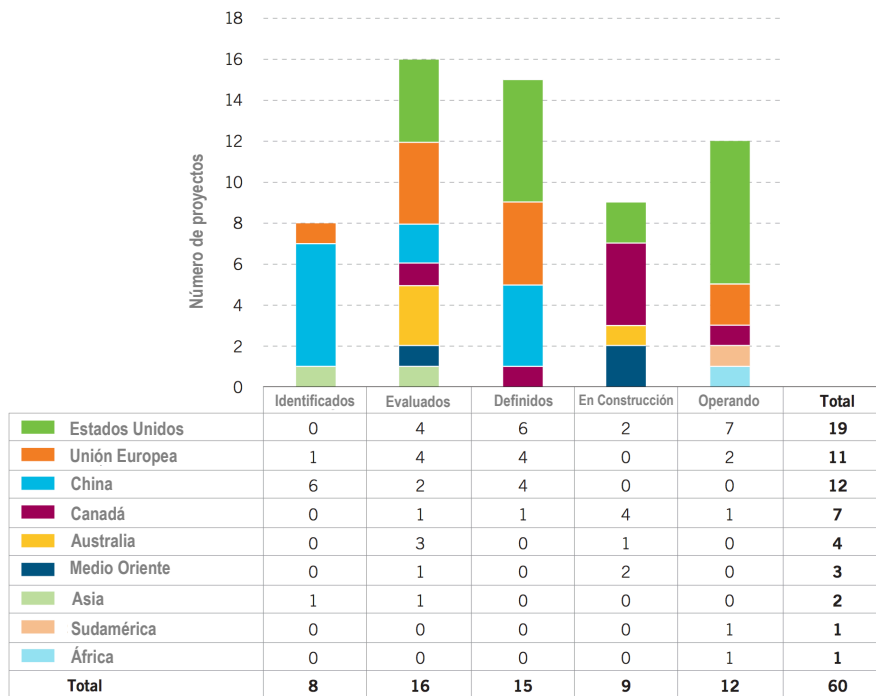
En el mundo existen alrededor de 60 proyectos industriales integrados de CCS de diferentes escalas y con tecnologías diversas (GCCSI, 2014). A nivel mundial hay plantas de captura de CO₂ que tratan los efluentes de unidades de generación eléctrica de hasta 43 MW, pero hay proyectos en construcción de hasta 600 MW (CRS, 2013). La **Figura I.7** muestra la distribución regional de proyectos demostrativos, de escala industrial e integrados, que están actualmente activos de acuerdo a las distintas etapas de su gestión.

En la actualidad, la planta de captura más grande del mundo se está construyendo en Canadá, en la provincia de Saskatchewan, dentro de la carboeléctrica denominada *Boundary Dam*. Esta planta capturará a partir del año 2015 un millón de toneladas de CO₂ provenientes de una unidad de generación de 160 MW (GCCSI, 2014). El bióxido de carbono será empleado para la recuperación terciaria de petróleo en campos petroleros canadienses ubicados a 100 kilómetros de distancia. En esta región, los campos petroleros producen de 2 a 3 barriles de petróleo por cada tonelada de CO₂ inyectado (Malik *et ál.*, 2000).

La oferta de *shale gas* en los Estados Unidos está propiciando una mayor construcción de plantas de ciclo combinado (NGCC por sus siglas en inglés) y por lo tanto un mayor interés en la aplicación de las tecnologías de captura a este tipo de unidades de generación eléctrica. La planta más grande de captura de CO₂ en el mundo para una planta tipo NGCC se ubica en Mongstad, Noruega, como parte de uno de los proyectos demostrativos CCUS de la empresa *Statoil*. El millón de toneladas anuales de CO₂ que procesa la unidad de captura con monoetanol amina (MEA) es generado por una refinería, a 12.9% de concentración en volumen, mientras que en la planta de cogeneración con gas natural y calor, el CO₂ se emite a una concentración de 3.5% en volumen (GCCSI, 2014).

La rentabilidad económica de 10 de los proyectos ya operando o en ejecución, se basa en la aplicación de actividades EOR, pues el petróleo ha alcanzado precios por arriba de los 100 dólares el barril. De éstos, 8 están asociados a procesos de captura pre-combustión y sólo 2 a la captura post-combustión, ambos de 1 millón de toneladas de CO₂ anuales. De los proyectos post-combustión, uno se ubica en una planta de reformación de metano para producir hidrógeno (Texas, EUA) y el otro en una carboeléctrica (Saskatchewan, Canadá), empleando una planta de captura con MEA. Se estima que la fase demostrativa de la tecnología CCS en los países desarrollados concluya a mediados de la década de los veinte y se pase a una fase de aplicación industrial global (OECD-IEA, 2008).

Figura I.7
Proyectos CCS de escala industrial en el mundo a febrero del 2014



Fuente: Global CCS Institute, 2014

El almacenamiento geológico del CO₂ proveniente de las grandes centrales termoeléctricas es una de las opciones consideradas en todas las iniciativas CCS relacionadas con la mitigación del cambio climático. No obstante, el costo de la captura y el almacenamiento geológico en acuíferos salinos es a "*fondo perdido*", pues no está asociado a la cadena de valor de la industria sino a los costos operativos derivados de las posibles y futuras regulaciones ambientales o climáticas (Raveendran ,2013).

En el mercado industrial, el precio del CO₂ varía en varios órdenes de magnitud dependiendo de su pureza, concentración, mezcla o uso. El precio más alto es el de grado laboratorio, que bajo

especificación del usuario, se vende en cilindros presurizados cotizándose en cientos de dólares el kilogramo. El precio más barato es el que se cotiza en los mercados de bonos de carbono, donde la tonelada de bióxido de carbono evitada llega a valer menos de diez dólares (OECD, 2013). En las operaciones regulares de la industria petrolera aflora el CO₂ como un gas asociado al petróleo o al gas natural o como subproducto de plantas petroquímicas; de tal suerte que eventualmente el bióxido de carbono es considerado como un material “gratis”, cuyos costos de uso *in situ* son los relacionados con su separación de los fluidos o gases de interés comercial, su presurización y su conducción por tubería.

Una de las formas de incorporar la tecnología CCS a la cadena de valor industrial, es asociando las operaciones de la industria eléctrica con las de la industria petrolera, para que la primera abastezca a la segunda de un fluido necesario para la extracción de petróleo, un producto de alto valor comercial. Como ya se mencionó para el caso de Canadá, en los campos petroleros maduros donde es viable tecnológicamente la utilización del bióxido de carbono para una recuperación mejorada de petróleo, se utiliza una tonelada de CO₂ para extraer en promedio 2.5 barriles de petróleo, es decir que si el costo de captura y transporte de CO₂ oscilara alrededor de 50 dólares la tonelada, como se espera para finales de esta década, y el precio del barril de petróleo estuviera por arriba de los 100 dólares, como ocurre actualmente, la operación tendría un margen de utilidad muy atractivo, superior tal vez al 75%. Aún si la tonelada de bióxido de carbono capturado en una planta NGCC costara 125 US\$ (Rubin *et ál.*, 2012), la operación sigue siendo ampliamente rentable.

I.4 Preocupaciones ambientales en la aplicación de las prácticas CCS, EOR y CCUS (CCS+EOR)

La aceptación pública de la aplicación de la tecnología CCS o CCUS puede ser muy difícil de lograr pues existen preocupaciones legítimas y reales, fundamentalmente de corto plazo, acerca de su conveniencia social o económica, más aún si se compara con tecnologías renovables u opciones de cambio en los estilos de vida y las aspiraciones de confort a nivel individual o colectivo.

La objeción central a esta tecnología radica en la oposición a los combustibles fósiles y su uso de manera indefinida. Ante la urgencia de una reducción masiva de emisiones antes del año 2050, la tecnología CCS pareciera ser una solución “falsa” de la industria, que prolonga el “estado de cosas” de los grandes emisores, principalmente de la industria del carbón que ha negado la existencia del cambio climático y se ha opuesto al Protocolo de Kioto de manera abierta, bloqueando la adhesión legal o práctica de los gobiernos de Canadá, EUA y Australia. No obstante, la tecnología CCS debe formar parte del portafolio de inversiones de mitigación de largo plazo, ya que es improbable que las centrales eléctricas que hoy operan con base en combustibles fósiles dejen de operar antes del año 2050 (GECh, 2011).

Efectivamente, la tecnología CCS no está lista para una aplicación masiva de manera inmediata y a escala industrial, de tal suerte que sus efectos, de aplicarse gradualmente en nuevas plantas o en plantas existentes, podrían llegar demasiado tarde para evitar la peor parte del cambio climático: un aumento de 2 grados centígrados y la exacerbación de los fenómenos hidrometeorológicos extremos (IPCC, 2014).

El uso de la tecnología CCS implica un aumento y la perpetuación del consumo de combustibles fósiles, estableciendo un círculo vicioso que podría ser muy difícil de romper una vez que se hagan las inversiones industriales previstas, que por lo general son de gran escala y deben ser amortizadas en tres a cuatro décadas. La preocupación económica alrededor de la tecnología CCS no es menor, pues como sucedió con la tecnología de control de partículas, SO₂ y NO_x, los equipos duplicarán el costo de cualquier planta de generación eléctrica que quemara combustibles fósiles o sus derivados, no obstante, los costos de capital disminuyen sensiblemente con la aplicación masiva de la tecnología (Rubin *et ál.*, 2004). La asociación real entre la industria petrolera, del carbón y de la electricidad con el sistema político y financiero internacional puede inhibir o desviar recursos necesarios para soluciones tecnológicas relacionadas con energías renovables y con innovaciones energéticas de baja o nula intensidad de carbono, en todos los sectores productivos y de servicios (Greenpeace, 2008).

El transporte y almacenamiento geológico de CO₂ es igualmente objetado por tener de riesgos asociados e implicar una responsabilidad indefinida (social o individual) sobre un pasivo ambiental. Las formaciones geológicas intervenidas deben vigilarse por largos periodos de tiempo, como sucede con los depósitos de residuos radioactivos de la industria nuclear. A continuación se presenta una lista de preocupaciones sociales que es necesario abordar con soluciones técnicas precisas o mediante esquemas organizativos y regulaciones jurídicas y administrativas:

Preocupaciones sociales de nivel local

- Fuga intempestiva y masiva de CO₂ en áreas pobladas o protegidas, derivadas de la planta de captura, los carbonoductos, los pozos de inyección y productivos involucrados en la operación CCS+EOR o los almacenamientos geológicos, debido a la presentación de fallas o movimientos telúricos
- Migración del CO₂ a mantos acuíferos empleados para abastecimiento público, de riego agrícola o recreativo, causando: acidificación de suelos, carbonatación, liberación de metales pesados, “endurecimiento” del agua por presencia de sales, estrés biótico, entre otras preocupaciones

Preocupaciones sociales de nivel global

- Fuga continua, masiva e inadvertida de CO₂ retrayendo los beneficios iniciales
- Prolongación de la dependencia de los combustibles fósiles
- Desviación de recursos de la industria de la energía a proyectos que perpetúen el *status quo* de la extracción, procesamiento y uso de combustibles fósiles y sus derivados

II. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se revisa y analiza el estado del arte de las tecnologías involucradas en la práctica CCUS para generar electricidad empleando combustibles fósiles y el estado del arte de los estudios de ciclo de vida de estas tecnologías.

II.1. Estado del arte de la tecnología de captura, uso y almacenamiento geológico de bióxido de carbono

La captura de bióxido de carbono en un proceso industrial que se puede realizar a través de muy diversas rutas tecnológicas y en una gran variedad de procesos fisicoquímicos. En la **Figura II.1** se ilustran cuatro de los principales sistemas para obtener corrientes altamente concentradas de CO₂ (>90% conc.); como se observa, tratándose de procesos para producir electricidad, la captura puede ser antes o después de la combustión, en presencia de aire ambiente o en una atmósfera rica en oxígeno, también se puede capturar CO₂ de procesos industriales, como sucede en la producción de amoníaco.

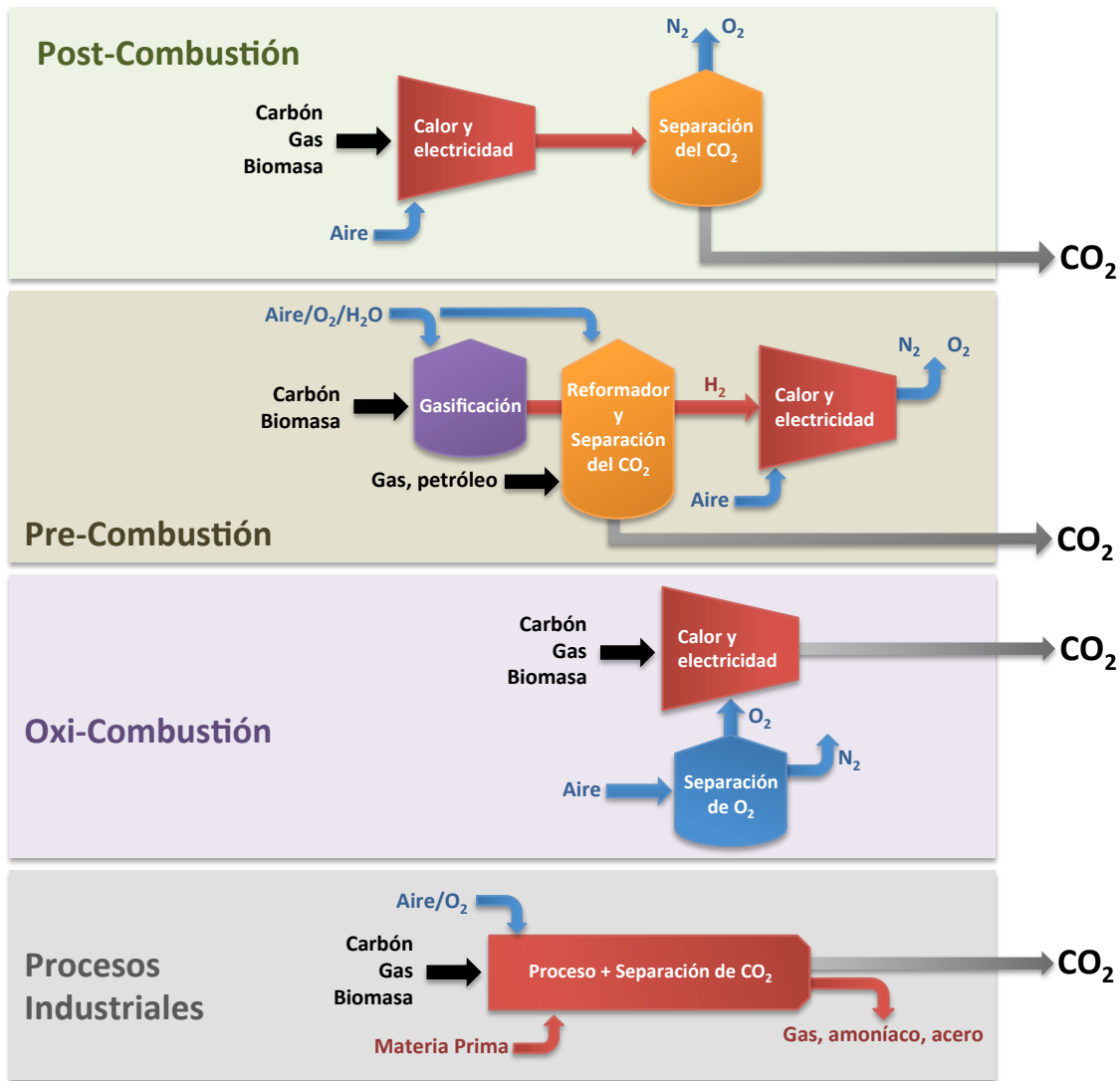
La opción de post-combustión es menos eficiente que la de *oxy-fuel* o pre-combustión (Rackley, 2010). No obstante, la tecnología de captura post-combustión es la más desarrollada hasta la fecha y ha sido escalada recientemente al tamaño de las unidades comerciales de generación eléctrica, en especial las que emplean carbón mineral como combustible, ya que el número de carboeléctricas en los países desarrollados es mayor y sus gases de combustión contienen más bióxido de carbono (ver **Tabla II.1**).

Tabla II.1
Composición típica de los gases de combustión en plantas de generación eléctrica

Gas de combustión	Carboeléctrica	Turbina a gas natural	Oxi-combustión
Nitrógeno, N ₂	70-75%	73-76%	16%
Bióxido de carbón, CO ₂	10-15%	4-5%	59%
Oxígeno, O ₂	3-4%	12-15%	4%
Vapor de agua, H ₂ O	8%	8-10%	17%
Gases traza (SO _x , NO _x , otros)	<1%	<1%	<1%

Fuentes: Tomado de (GCCSI, 2012) y (Sass *et ál.*, 2009)

Figura II.1
Visión general de los procesos y los sistemas de captación de CO₂



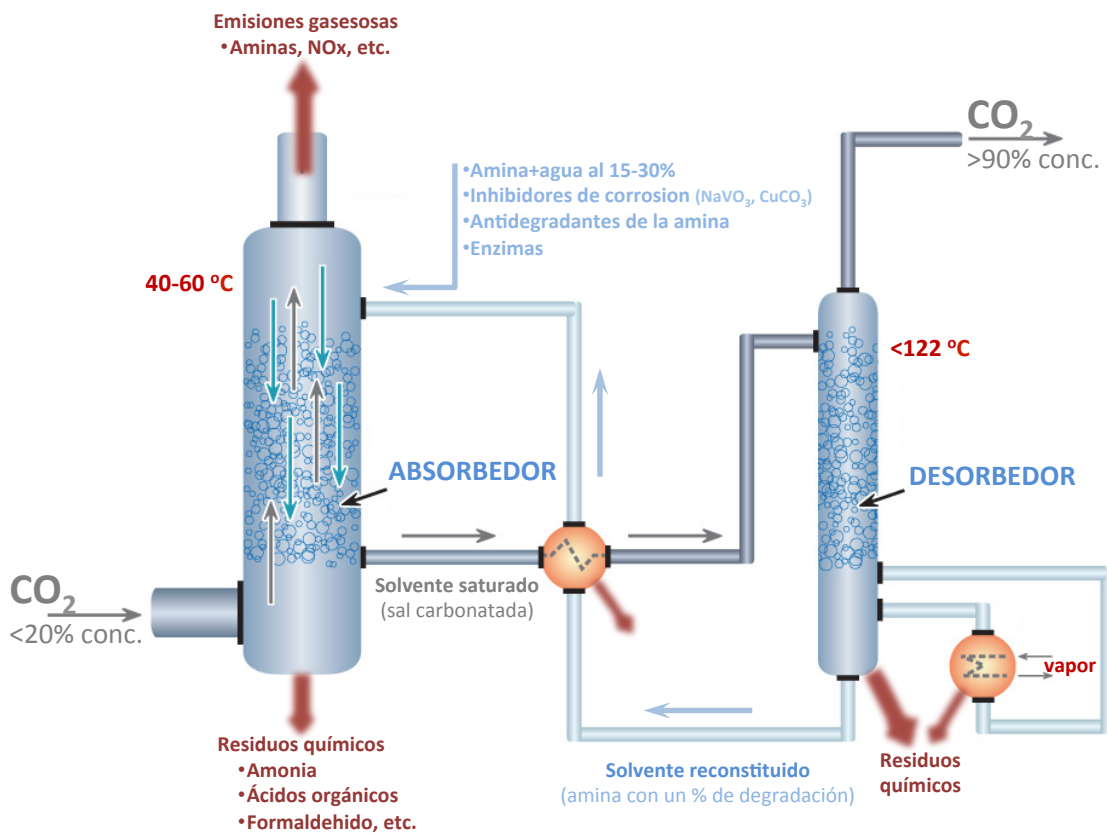
Fuente: Elaboración propia con base en (IPCC, 2005).

II.1. 1 Tecnología de captura de bióxido de carbono

La tecnología de captura post-combustión más desarrollada comercialmente y llevada a la escala que requieren las plantas de generación eléctrica es la del uso de absorción química mediante soluciones acuosas de aminas. Esta tecnología fue patentada hace poco más de 80 años y diversas empresas multinacionales la ofrecen, particularmente Fluor Daniel, Mitsubishi Heavy Industries (MHI), CB&I Lummus, Toshiba y Alstom, entre otros.

Las soluciones de aminas por lo general están patentadas pues son mezclas de monoetanol amina (MEA) con otros químicos que inhiben su degradación, aumentan su eficiencia energética o de captura y evitan la corrosión de los equipos. Las aminas reaccionan rápidamente con gases ácidos, como el CO_2 , y son capaces de liberarlo en un alto porcentaje, no obstante, son muy corrosivas y requieren de mucha energía (calor) para regenerarse y recuperar su habilidad de captura. En instalaciones industriales moderadamente pequeñas, la corrosividad de las aminas puede mitigarse usando acero inoxidable, pero en plantas de gran tamaño como las carboeléctricas, es necesario buscar soluciones que hagan viable y rentable su aplicación. El proceso general de absorción de la amina se muestra en la **Figura IV.2**.

Figura II.2
Proceso de captura de CO_2 con mono etanolamina MEA



Fuente: Tomado y adaptado de http://www.co2solutions.com/uploads/file/Conventional_carbon_capture.pdf

El principio operativo del proceso se basa en la reacción exotérmica y reversible entre un ácido débil (CO_2) y una base débil (MEA) para formar una sal soluble. Los gases de escape de la planta NGCC se deben de llevar a una torre de contacto a contracorriente para que el solvente absorba el bióxido de carbono. La solución enriquecida con CO_2 es precalentada antes de entrar al desorbedor (*stripper*), donde, adicionando más calor, se libera una corriente teóricamente seca y concentrada de CO_2 . El stripper requiere de grandes cantidades de energía, que penaliza

a la planta NGCC, diversos estudios refieren un requerimiento de 0.37 a 1.9 kJ/kg CO₂ (Marx *et ál.*, 2011). La fuente de esta energía es fundamental, en ocasiones se instala una caldera dedicada a esta función y en otras, el calor se extrae de la misma planta NGCC haciendo extracciones de vapor de las turbinas (CMM, 2010). La MEA, es una amina primaria, que consiste en una cadena de alcohol y dos átomos de hidrógeno enlazados con uno de nitrógeno, cuyas características generales se muestran en la **Tabla II.2**.

Tabla II.2
Propiedades físicas de la monoetanol amina

PROPIEDADES	Monoetanol amina
Fórmula	(C ₂ H ₄ OH)NH ₂
Peso molecular	61.08
Gravedad específica aparente a 25/4°C	1.0113
ΔSp.Gr./Δt a 10-80°C	0.00080
Punto de ebullición a 760 mm Hg, °C (°F)	171 (340)
...a 59 mm Hg, °C	101
...a 10 mm Hg, °C	71
Presión de vapor a 20°C, mm Hg	<1
Punto de congelación °C (°F)	10 (50)
Viscosidad absoluta a 20°C, Cp	24.1
...a 30°C, Cp	16.2
Solubilidad a 20°C, % en peso	
...en agua/Ph	Completa/pH 9.3
...del agua	completa
Solubilidad en compuestos orgánicos líquidos a 25°C, % en peso:	
Acetona	completa
Benceno	0.6
Tetracloruro de carbono	0.1
Éter etílico	0.7
Heptano	0.1
Metanol	completa
Tensión superficial a 25°C, dina/cm	48.3
Índice de refractividad, n _D 20	1.4539
ΔN _D /Δt a 20-40°C por °C	0.00034
Temperatura de combustión (<i>Flash Point</i>), con método de copa cerrada tipo Pensky-Martens (ASTM D93), °C (°F)	96 (205)
Número CAS*	141-43-5
Tasa de penetración en piel (irritante a la piel, ojos y tracto respiratorio)*	2.9x 10 ⁻³ cm/hr
LD ₅₀ (dosis letal oral al 50%)*	2.74 g/kg

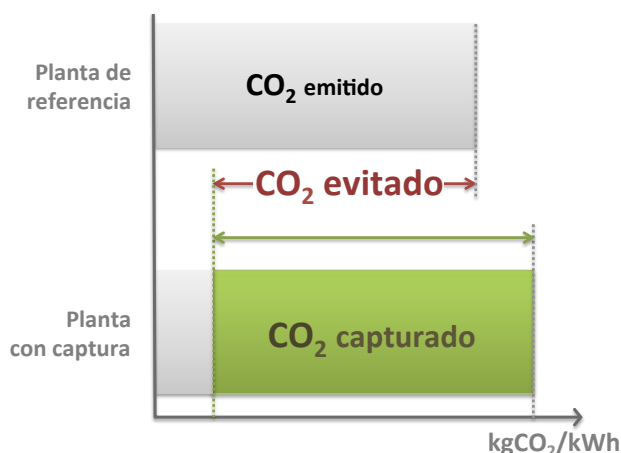
Fuente: The Dow Chemical Company, 2013.

*Knaak *et ál.*, 1997

Los procesos de captura de bióxido de carbono requieren de energía adicional, por lo que existe una diferencia entre el volumen capturado de CO₂ y el verdaderamente evitado como emisión a

la atmósfera. En la **Figura II.3** se representa la diferencia de uno y otro, circunstancia que es aplicable a todo el ciclo de vida de la práctica CCUS, ya que el transporte y posterior uso y almacenamiento del bióxido de carbono implican un gasto energético, que si está asociado al uso de combustibles fósiles implican una emisión adicional de CO₂.

Figura II.3
CO₂ capturado versus CO₂ evitado



Fuente: IPCC, 2005.

En el cálculo del costo nivelado de producción de un MWh agregando la captura de bióxido de carbono, diversas instituciones reportan que el costo más bajo es mediante plantas NGCC (GCCSI,2010; IIE, 2009 y CMM, 2009), aunque el costo del CO₂ capturado es menor en procesos de oxi-combustión (ver **Tabla II.3**).

Tabla II.3
Costos del MWh y el CO₂ evitado y capturado en la generación de electricidad
USDlls/MWh

		PC Supercrítica y ultra supercrítica ¹	Oxi-combustión estándar y MTI ¹	IGCC	NGCC
Costo nivelado de producción	sin CCS	76 – 79	76 - 79	96	78
	con CCS, FOAK	136 – 138	120 - 127	134	112
	con CCS, NOAK	134 – 136	118 - 125	132	111
	Aumento entre tecnologías sin y con CCS	75% - 78%	55% - 64%	39%	43%
Costo de CO ₂ evitado USDlls/tonCO ₂	FOAK	87 – 91	62 - 70	81	112
	NOAK	84 – 88	60 - 68	78	109
Costo de CO ₂ capturado USDlls/tonCO ₂	FOAK	56 – 57	44 - 51	81	112
	NOAK	54 – 55	42 - 49	42	87

1. Las tecnologías de membranas de intercambio iónico (MTI) y las ultra-supercríticas se encuentran en desarrollo

2. Sin CCS, los costos de producción para la industria son los precios de mercado típicos

3. NOAK, *Nth of a kind*. Enésimo de su tipo; FOAK, *First of a kind*. Único en su tipo

Fuente: (GCCSI, 2011)

II.1.2 Impacto ambiental del uso de aminas y sus subproductos gaseosos

Existe una preocupación ambiental en las emisiones gaseosas de una planta de captura de bióxido de carbono que emplee soluciones de aminas, ya que éstas o los subproductos de su degradación térmica pueden ser liberados a la atmósfera y reaccionar fotoquímicamente para formar nitraminas o nitrosaminas que son potencialmente cancerígenas. La MEA también es capaz de formar ozono en la atmósfera, aunque su potencial es de dos a tres veces menor que los compuestos orgánicos volátiles (COVs) más reactivos como el isopreno (CSIRO, 2013). Particularmente se conoce que las nitrosaminas representan un riesgo a la salud pública y los organismos acuáticos (Brekkel *et al.*, 2012). El 90% de las 300 nitrosaminas estudiadas toxicológicamente han mostrado efectos cancerígenos en animales de laboratorio y bioensayos (Gjernes *et al.*, 2013).

Tabla II.4
Principales contaminantes estimados en la chimenea
de una planta de captura de CO₂

CONTAMINANTE	TD ₅₀	Concentración por tonelada de CO ₂ capturado	
		Mínima	Máxima
MEA (monoetanolamina)	-	436 mg	443 mg
NH₃ (amoníaco)	-	2.8 mg	374 mg
DEA (dietanolamina)	-	-	0.084 mg
Acetona	-	1,010 mg	1,080 mg
Metilamina	-	668 mg	703 mg
Acetaldehido CAS 75-07-0	153	934 mg	966 mg
Formaldehido CAS 50-00-0	1.35	848 mg	885 mg
Acetamida CAS 60-35-5	180	-	0.4 mg
Nitrosomorfolina CAS 59-89-2	0.109	8.9 µg	8.9 µg

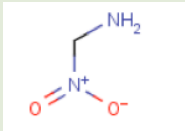
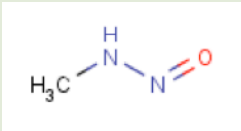
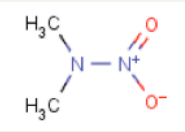
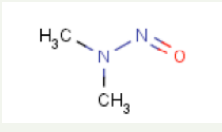
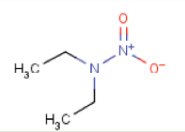
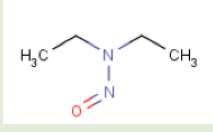
Fuente: (CSIRO, 2012)

En la **Tabla II.4** se muestran las emisiones directas a la atmósfera de MEA y sus principales subproductos de degradación por tonelada de CO₂ capturado, tomando como base una carboeléctrica de 600 MW y una planta de captura de CO₂ con una solución de amina al 30% en peso, que maneja una corriente gaseosa de 1,800 ton/h. Las emisiones fueron calculadas a la salida del lavador de agua y un eliminador de nieblas, por donde se hacen pasar las emisiones del absorbedor de la planta de captura de CO₂. Las cifras no son medidas sino que se

obtuvieron del simulador de procesos ASPEN-Plus, considerando una operación estable de la planta de acuerdo con su diseño original (CSIRO, 2012). Como la MEA es muy estable hasta 120°C, los subproductos de la degradación térmica son provocados por la reacción de la MEA con el CO₂ disuelto, por lo que el contenido de bióxido de carbono en el gas de combustión a tratar es un factor relevante en la estimación de estas emisiones.

En la **Tabla II.5** se muestran los valores TD₅₀ de nitraminas y nitrosaminas, especies químicas asociadas a la transformación ambiental de las aminas emitidas en una planta de captura de CO₂. Se observa que las nitraminas pueden poseer un potencial cancerígeno 6 veces superior a sus respectivas nitrosaminas (Låg *et ál.*, 2011). El valor TD₅₀ se define como la “dosis, medida como la cantidad de una sustancia en mg por peso corporal en kg, administrada constantemente durante la vida media de una especie, que reduce a la mitad la probabilidad de no generar un tumor cancerígeno”.

Tabla II.5
Comparación del potencial carcinogénico
de algunas especies de nitraminas y nitrosaminas

NITRAMINA	TD ₅₀	NITROSAMINA	TD ₅₀
<i>n</i>-Nitrometilamina CAS 598-57-2 	17.4	<i>n</i>-Nitrosometanamina CAS 64768-29-2 	-
<i>n</i>-Nitrodimetilamina CAS 4164-28-7 	0.54	<i>n</i>-nitrosodimetilamina CAS 62-75-9 	0.0959
<i>n</i>-Nitrodietilamina CAS 7119-92-8 	-	<i>n</i>-Nitrosodietilamina CAS 55-18-5 	0.0265

Fuente: (Låg *et ál.*, 2011)

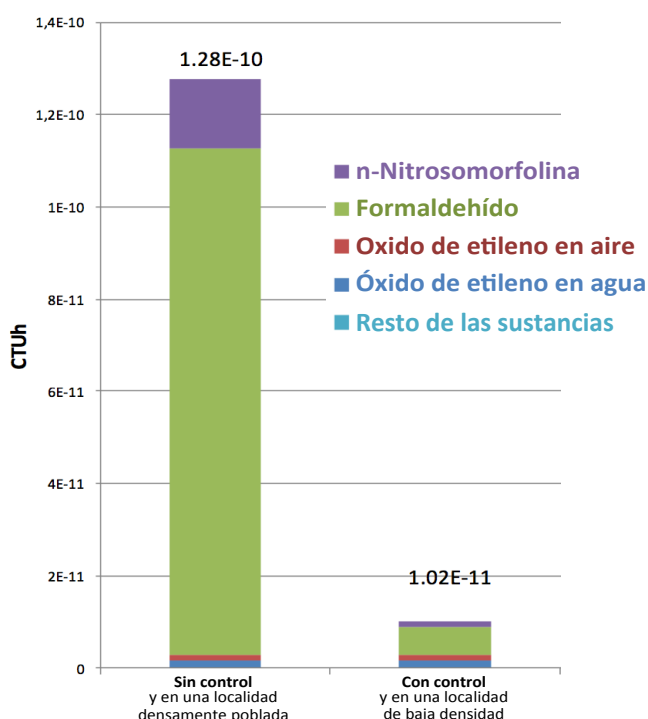
Recientemente, el Instituto Noruego de Salud Pública realizó un metanálisis de diversos estudios ecotoxicológicos relacionados con la aminas y recomendó una concentración máxima en la atmósfera de 0.3 nanogramos por metro cúbico de la suma de nitrosaminas y nitraminas;

y de 4 nanogramos por litro en cuerpos de agua (Låg *et ál.*, 2011). La primera aplicación de estos límites para una planta de captura se hizo en el proyecto Mongstad referido anteriormente, en la cual se modeló la emisión, transformación, dispersión y depósitos de las aminas, desde la chimenea de la planta de captura hasta el receptor natural o humano más próximo. Una de las características que las aminas tienen y las hace particularmente útiles en la captura de CO₂ es su alto grado de solubilidad en agua, característica que también es atribuible a sus productos de degradación; sin embargo, esta característica permite su fácil diseminación en el ambiente a través de su disolución en el agua o las gotas de lluvia.

Un estudio reciente, con enfoque de análisis de sensibilidad, para determinar en ciclo de vida los impactos en toxicidad humana de una planta de gas natural con y sin captura de CO₂, muestra que los efectos a la población pueden ser hasta 12 veces superiores si no se controlan las emisiones de aminas y sus productos de degradación, como lo ha sugerido el Instituto Noruego de Salud Pública. En la **Figura II.4** se muestran los valores de las emisiones consideradas y su efecto en la toxicidad humana potencial, para lo cual fue usado el método conocido como UseTox (Brekke *et ál.*, 2012).

Figura II.4
Emisiones contaminantes de una planta NGCC y su toxicidad humana medida en unidades tóxicas comparativas (CTUh)

Contaminantes emitidos por la captura de CO ₂	Sin control de emisiones y las peores condiciones operativas g/MWh	Con control de emisiones y en las mejores condiciones operativas posibles g/MWh
Monoetanolamina	53.5	3.37
Amoniaco	32.8	5.92
Acetaldehído	55.9	6.35
Formaldehído	4.33	4.33
Acetona	0.836	0.836
Formamide	1.29	1.29
Acetamide	0.0170	0.0170
Metil amina	0.892	0.892
Etilamina	0.130	0.130
Dimetilamina	1.3	1.3
Dietilamina	0.0210	0.0210
Dibutilamina	0.0371	0.0371
Dipropilamina	0.00291	0.00291
Ácido fórmico	0.132	0.132
Ácido acético	0.179	0.179
Ácido butírico	0.253	0.253
Ácido propiónico	0.213	0.213
Dietanolamina	0.00579	0.00579
n-Nitrosomorfolina	0.057	0.0149



FUENTE: (Brekke *et ál.*, 2012).

El control de las emisiones de aminas degradadas a la salida del absorbedor es un desarrollo reciente de ingeniería ambiental, el cual está centrado en las siguientes rutas preventivas (Fujita *et ál.* 2013 y Gjernes *et ál.*, 2013)

- Adicionar ácido a la solución de aminas para reducir la volatilidad de las aminas degradadas.
- Mejorar la operación de los intercambiadores de calor entre el absorbedor y el “stripper” así como el sistema de lavado con agua para reducir nieblas o aerosoles
- Aumentar la altura del absorbedor en la parte superior del mismo para tener una sección extra del lavado con agua
- Poner filtros y eliminadores de niebla altamente eficientes en la chimenea de salida del absorbedor
- Hacer un lavado ácido en la última sección de lavado con agua en la parte superior del absorbedor
- Tratar con rayos UV los gases de salida, el agua de lavado o las soluciones de amina recicladas

Estudios realizados por la empresa Toshiba, para probar su solución patentada TS-1 en su planta piloto de captura, ubicada a un costado de la carboeléctrica de Mikawa, al sur de Japón, muestran que las emisiones de aminas en la chimenea del absorbedor alcanzan 10.9 ppm al inicio de la operación de la planta y aumentan 78%, hasta llegar a 19.4 ppm cuando las aminas se han degradado ya después de 2,800 horas de operación. Mejorando la operación del sistema de enfriamiento de las aminas y el sistema de lavado con agua, se pueden conseguir reducciones de 70% y 95% respectivamente; aplicando de manera apropiada ácido sulfúrico a la solución de aminas, las emisiones se pueden prácticamente eliminar hasta llegar a concentraciones de 0.01 ppm (Fujita *et ál.* 2013). En la **Figura IV.5** se muestran algunos rasgos de las actividades de monitoreo e instrumentación de la planta referida, la cual fue visitada en el mes de febrero como parte de los trabajos de esta Tesis.

II.1.3 Transporte de Bióxido de Carbono por ducto

Una vez capturado el bióxido de carbono, éste deber ser trasladado al pozo de inyección, de preferencia en tubería, aunque es posible hacerlo a través de *pipas* o tanques-camión. La tecnología para el transporte del bióxido de carbono por tubería es bastante conocida y difundida a nivel industrial e internacional, pues desde el año 1972 se han construido carbonoductos que transportan CO₂ a largas distancias en EUA (IPCC, 2005).

El carbonoducto más largo del mundo es el llamado “Cortez”, que tiene una longitud de 803 kilómetros, pertenece a la empresa *Kinder-Morgan* y transporta bióxido de carbono desde el campo natural *McElmo Dome*, Colorado, hasta la cuenca de Pérmico ubicada en la porción

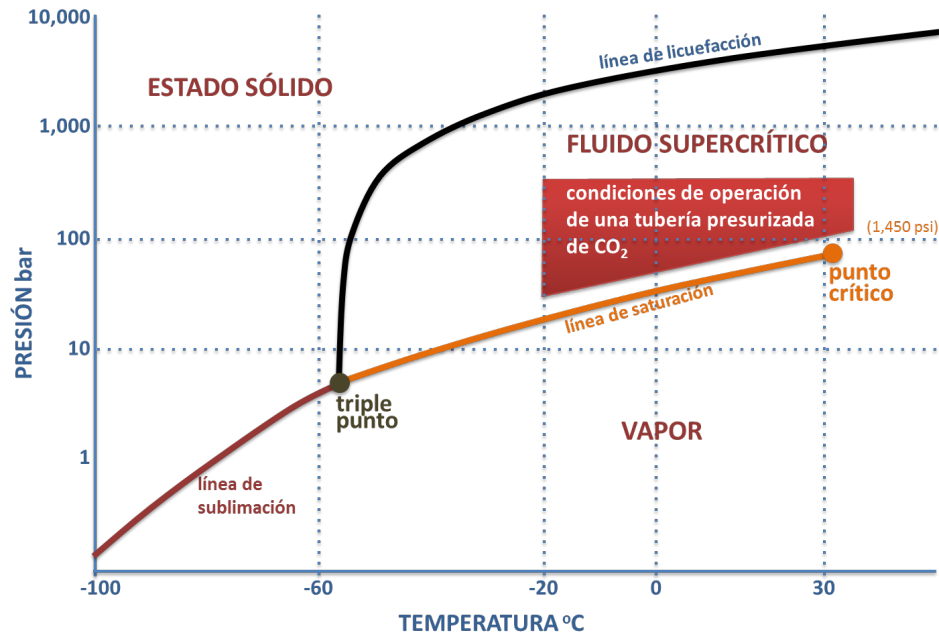
oeste del estado de Texas, EUA; su capacidad de transporte es de 19.3 millones de toneladas al año, a una presión de 186 bar (2,320 psi), con tubería de 30" de diámetro (EUR, 2011).

En EUA se han construido más de 5,600 kilómetros de ductos de alta presión de CO₂ para enlazar fuentes remotamente localizadas y se encuentran operando 7,259 pozos de inyección de CO₂ miscible e inmiscible (O&G Journal, 2012 EOR Survey) y se inyectan aproximadamente 50 millones de toneladas de CO₂ al día (2.14 Bcfd).

Por sus características físico-químicas, el CO₂ presenta particularidades que hay que tomar en cuenta para su transporte eficiente y seguro por ducto, a continuación se enlistan los aspectos más relevantes de acuerdo con la guía práctica DNV-RP-J202 (DNV, 2010):

- Para reducir los costos operativos y mover grandes volúmenes, el bióxido de carbono se debe transportar como un fluido supercrítico, en su fase más densa, lo que implica una presurización por arriba del punto crítico (>1,450 psi o 100 bar), como se muestra en el área roja del diagrama Presión-Temperatura del CO₂ en la **Figura II.5**.
- El CO₂ es 50% más pesado que el aire, sin color, sin olor ni sabor y no es flamable
- Es muy corrosivo en presencia de agua, por lo que se debe deshidratar antes de ser presurizado
- El CO₂ es muy buen solvente, de tal forma que las grasas lubricantes de las válvulas pueden disolverse impidiendo su operación adecuada
- En altas concentraciones, de 17 a 30% en aire, tiene efectos toxicológicos y puede ser letal, circunstancia que puede presentarse durante una fuga masiva y en la formación de una "nube anóxica"
- Al liberarse intempestivamente de una tubería o válvula de escape, la nube de CO₂ puede causar daños físicos a personas o instalaciones por la proyección a grandes velocidades de pequeñas partículas de hielo seco
- Las impurezas en la corriente de CO₂ pueden cambiar sus propiedades termodinámicas en el flujo tubular
- Por las características de transporte del CO₂, y de acuerdo con la norma ISO 13623 y la guía DNV-OS-F101, un carbonoducto entra en la categoría C para la seguridad en el transporte de fluidos (igual que el nitrógeno, el argón o el aire comprimido), pero si la tubería va a pasar cerca o a través de áreas pobladas, debe ser diseñado y construido como categoría D, a semejanza del gas natural

Figura II.5
Diagrama presión versus temperatura del CO₂



Fuente: DNV, 2010

El Departamento de Energía de los EUA, a través de su Laboratorio Nacional de Tecnología en Energía, estableció las características que debe tener el CO₂ para ser transportado por ducto (ver **Tabla II.6**).

Tabla II.6
Especificaciones de las características del CO₂ para ser transportado en tubería

Parámetro	Valor
Presión	15.2 bar (2,200 psi)
Contenido de agua	233 K (-40 °F) punto de rocío
N ₂	<300 ppmv
O ₂	<40 ppmv
Argón	<10 ppmv

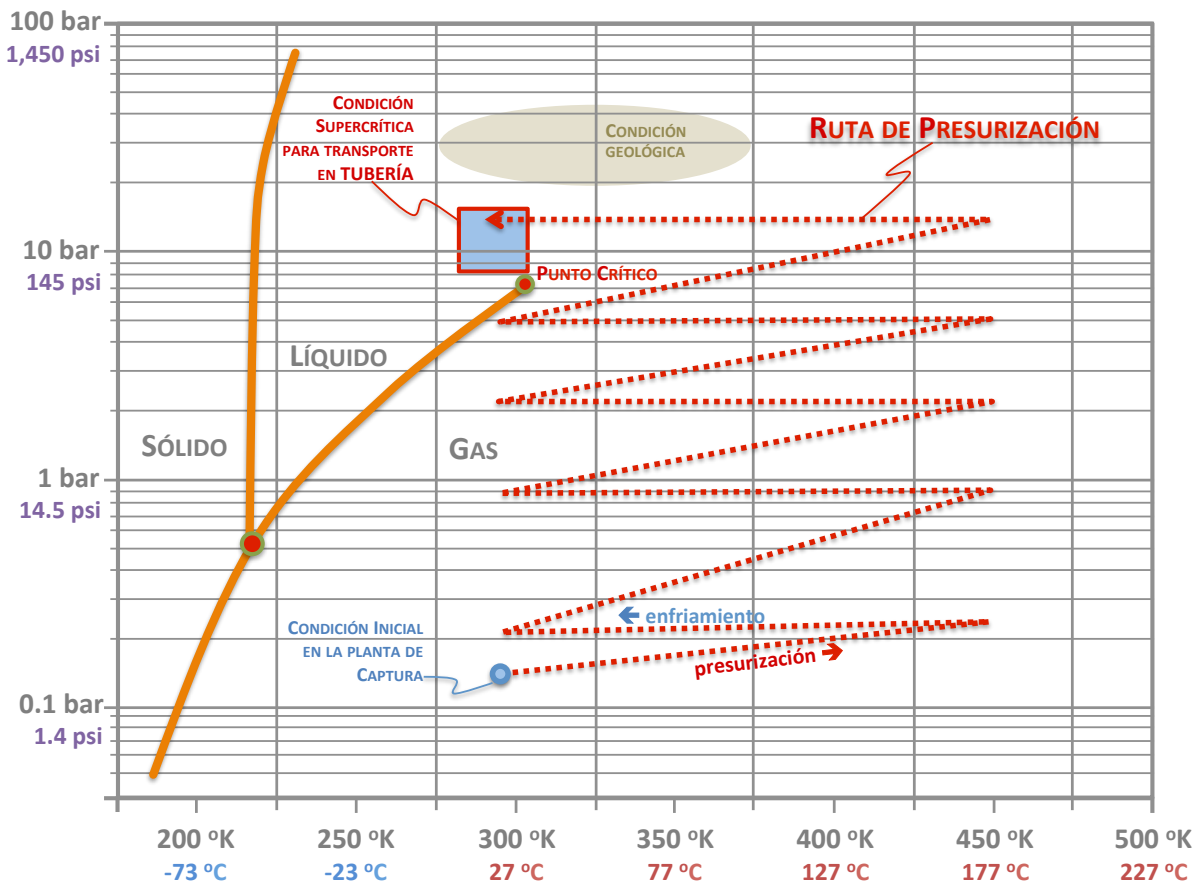
Fuente: DOE-NETL, 2012

En los estudios de ciclo de vida de CCS, la longitud y las características físicas del ducto a construir es altamente relevante, pues los impactos ambientales de esta operación dependen de la cantidad de materiales que se emplee y la ruta que éste seguirá (DOE-NETL, 2010). Considerando que el área más propensa para llevar a cabo un proyecto demostrativo con una

escalación industrial en México se ubica en la zona de Tuxpan-Poza Rica-Chicontepec, en esta Tesis Doctoral se consideró pertinente hacer un trazo preliminar de un posible carbonoducto en el área, con el objeto de medir los kilómetros lineales de tubería requerida y así poder construir el inventario de ciclo de vida correspondiente.

Para la transportación del bióxido de carbono se requiere tomar en cuenta sus características fisicoquímicas, ya que en estado gaseoso, como se obtiene de la planta de captura con aminas, el CO₂ ocupa mucho volumen. Como se mencionó, la mejor manera de movilizarlo es en estado líquido o supercrítico, donde es posible reducir su volumen y disminuir los costos de transportación (Rackley, 2010). En la **Figura II.6** se muestra el área de trabajo para el transporte del bióxido de carbono por tubería en un diagrama Presión-Temperatura (Li, 2008). En el diagrama se puede observar que para alcanzar este estado es necesario presurizar, como mínimo, por arriba del punto crítico a más de 10 bar (145 psi). En la práctica, los carbonoductos se presurizan a más de 100 bar (1,450 psi) para mantener las condiciones supercríticas del CO₂ a grandes distancias, hasta 150 km, cuando se recomienda re-presurizar el fluido (Wildbolz, 2007).

Figura II.6
Ruta tradicional de compresión del CO₂ en el diagrama Presión vs Temperatura



Fuente: (Li, 2008)

Para el transporte de CO₂ es necesario considerar en primera instancia las restricciones de calidad establecidas por la industria petrolera para llevar a cabo la práctica EOR y en función de éstas, diseñar el ducto tomando en cuenta los requerimientos de los materiales comercialmente disponibles de las tuberías, equipos y accesorios. En la **Tabla II.7** se muestran estas restricciones, tanto para EOR como para el almacenamiento geológico de CO₂ en una práctica CCS, tradicionalmente planteada en acuíferos salinos. Como se observa, es necesario tener una corriente altamente concentrada de CO₂ con el menor número de impurezas, para evitar el bombeo de productos indeseados y disminuir al máximo la corrosión y la pérdida de presión a lo largo de la tubería, lo que eleva el riesgo de fugas y el consumo de energía durante el bombeo respectivamente.

Tabla II.7
Restricciones de calidad del CO₂ para la práctica EOR y recomendaciones para proyectos tipo CCS

Compuesto o Parámetro	Valor límite recomendado		Principal preocupación
	EOR	CCS	
CO ₂	>95%	>95.5%	Presión mínima de miscibilidad para EOR
N ₂	<4%	<4%	Presión mínima de miscibilidad para EOR
Hidrocarburos	<5%	<4%	Presión mínima de miscibilidad para EOR
H₂O	<650ppm	<500ppm	Corrosión
O ₂	<10ppm	-	Corrosión/reacción con hidrocarburos aromáticos en la formación geológica
H ₂ S	<10-200ppm	<200ppm	Corrosión/Seguridad y Salud Pública
Azufre total	<1500ppm	-	Seguridad
Glicol	<4 x 10 ⁻² ml/m ³	-	Operación
Temperatura	<48.9°C	-	Límite de los materiales para operar adecuadamente

Fuente: (Paul *et ál.*, 2010)

Con el fin de evitar la formación de ácido carbónico (H₂CO₃) en la tubería y por lo tanto su corrosión, antes de presurizar el CO₂ capturado en planta es necesario eliminar la mayor parte del agua, proveniente de la solución de aminas empleada para la captura, lo que implica la instalación de una unidad de deshidratación. A nivel internacional, la literatura consigna que regularmente se emplea tubería de acero inoxidable en los ductos que transportan bióxido de carbono en estado supercrítico (Paul *et ál.*, 2010).

El azufre y los compuestos azufrados son de particular preocupación en las corrientes de CO₂ provenientes de fuentes naturales, llegándose a requerir la instalación de plantas desulfuradoras; en el caso que a este estudio compete, éste no es un factor relevante pues se

está analizando una corriente de CO₂ de post-combustión en una planta NGCC que emplea gas natural ya endulzado.

Ya en la formación geológica donde se inyectará el CO₂ es necesario tener la menor cantidad de oxígeno disuelto, pues éste reacciona rápidamente con los hidrocarburos aromáticos del yacimiento, mermando el producto que se desea obtener. Igualmente es requerido evitar las impurezas de nitrógeno e hidrocarburos, pues éstas disminuyen la miscibilidad del CO₂ con el petróleo objetivo. Estas condiciones se logran controlando el fluido y proceso de inyección.

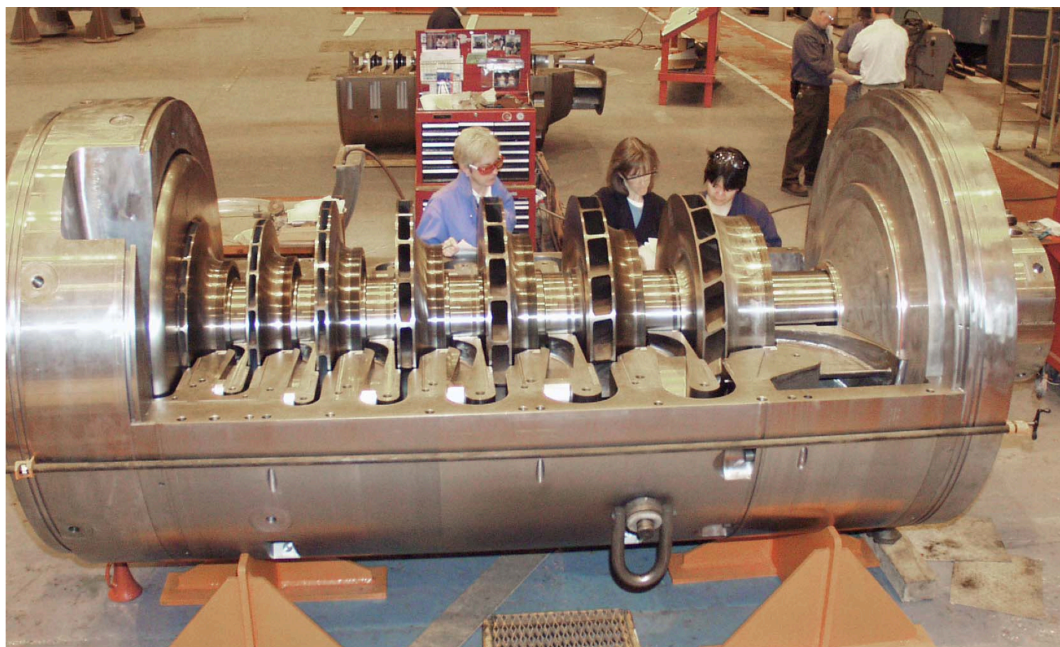
De acuerdo con el Instituto de Energía de la Comisión Europea (EUR, 2011), las tuberías de CO₂ deben ser capaces de soportar variaciones de flujo y de composición del fluido, ya que es común que éste tenga trazas de metano, oxígeno, aminas, glicoles y otras sustancias que cambian las características físico químicas teóricas del bióxido de carbono. Aún así, la Directiva Europea para CCS indica que el CO₂ inyectado al subsuelo debe ser de la más alta pureza posible para evitar interacciones no deseadas con el reservorio receptor. Entre las normas aplicables para los carbonoductos destacan las siguientes:

- DNV-RP-J202. *Recommended Practice on Design and Operation of CO₂ Pipelines*
- ISO 13623:2009. *Petroleum and Natural Gas Industries-Pipeline Transportation Systems*
- DNV-OS-F101. *Offshore Standard on Submarine Pipeline Systems*
- ASME B31.4. *Code for Pressure Piping-Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*
- API 5L, ASTM A984/A 984M/OO y EN 10-208-2:1996. *Especificaciones de tubería para ductos de petróleo y derivados.*

II.1.4 Sistema de compresión, presurización y deshidratación de CO₂ y consumos energéticos relacionados

Con la expansión y evolución tecnológica de las actividades EOR en el mundo, los sistemas de compresión del bióxido de carbono se han desarrollado rápidamente. Para flujos y presiones pequeñas (3,000 m³/h y hasta 150 bar) es común usar compresoras de tornillo, mientras que para grandes flujos y presiones (>100,000 m³/h y 400 bar) se emplean equipos centrífugos de grandes dimensiones como se muestra en la **Figura II.7**. Cabe destacar que existe mucho conocimiento empírico en la presurización de bióxido de carbono a nivel industrial, donde tradicionalmente se emplean equipos de compresión reciprocantes para presurizar CO₂ a más de 600 bar. Este conocimiento ha sido rápidamente capitalizado en las operaciones CCS.

Figura II.7
Típico compresor centrífugo de CO₂
Dresser-Rand modelo D20R7S

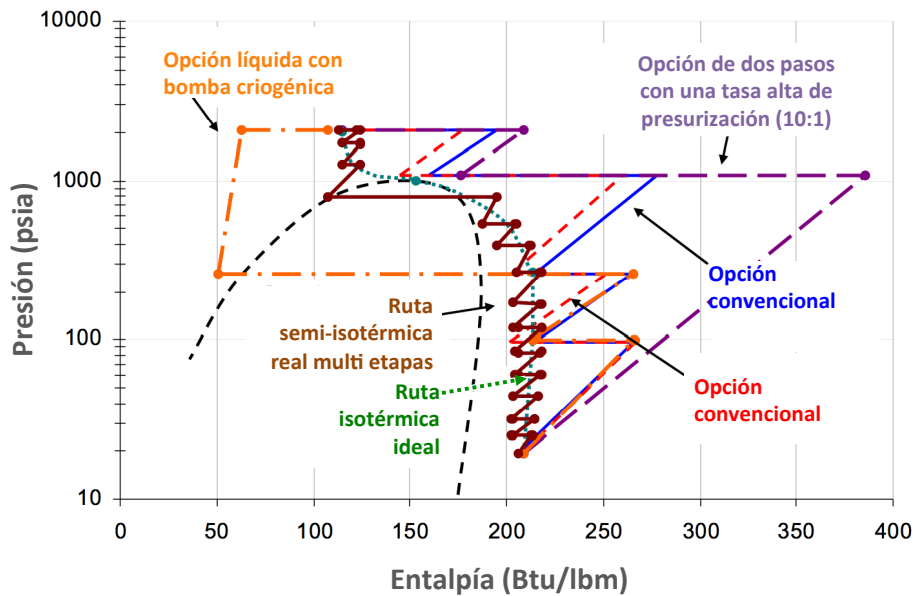
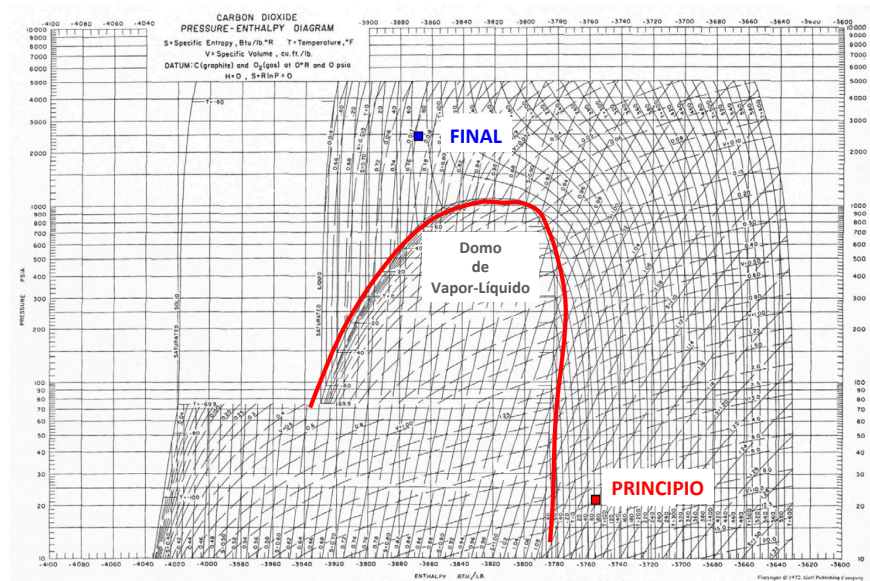


Fuente: (Miller, 2007) donde muestra la tecnología Dresser-Rand

Como se mostró en la **Figura II.6**, al comprimirse el CO₂ en estado gaseoso su temperatura se eleva y es necesario enfriar el gas para ir aumentando la presión y por lo tanto la densidad del CO₂ hasta alcanzar su condición semi líquida o supercrítica. El objetivo de los sistemas de compresión es lograr una operación isotérmica, mediante múltiples etapas de presurización y enfriamiento. El enfriamiento en los equipos se puede llevar a cabo dentro de la carcasa donde se ubican los impulsores centrífugos o mediante equipos externos criogénicos que refrigeran el gas (Baltadjiev, 2012). La energía requerida para la refrigeración y el bombeo es mucho menor que la compresión directa del CO₂ en una bomba reciprocante que opera con pistones de compresión; en bombas centrífugas la máxima presión alcanzada a nivel industrial es de 550 bar (8,000 psia) con un flujo de 82,000 m³/h, mientras que en compresores reciprocantes sólo 425 bar (6,000 psia) con un flujo de 7,000 m³/h (Kuzdal, 2012).

Existen diferentes proyectos de investigación, muchos de ellos financiados con recursos gubernamentales, para reducir hasta un 35% la energía consumida en los sistemas de compresión, bombeo y deshidratación de bióxido de carbono (DOE-NETL, 2011, Wadas, 2010 y Moore *et ál.*, 2009). En la **Figura II.8** se ilustran las rutas de investigación en un diagrama Presión-Entalpía de CO₂ donde se marca el punto inicial y final deseado. En lo general, y como se muestra en la **Tabla II.8**, se visualizan más oportunidades de ahorro en compresores con carcasas de refrigeración interna que en sistemas auxiliados con unidades criogénicas externas de liquefacción (Moore *et ál.*, 2009).

Figura II.8
Rutas de investigación y desarrollo de nuevos sistemas de compresión de CO₂



Fuente: (Moore *et ál.*, 2009)

Cada una de estas rutas tiene un costo energético y una complejidad sistémica en el arreglo de equipos y la operación. La energía de compresión post-captura puede significar entre un 8 y un 12% de la energía de una producida en una planta de generación eléctrica; por ejemplo, para comprimir el CO₂ de una carboeléctrica de 1,000 MW nominales se requieren 100 MW (134,000 hp) con un costo de equipos e instalaciones que rebasan los 250 millones de dólares. Se espera que estos costos se puedan reducir, aumentando la eficiencia de compresión de manera

significativa, a través de tecnología usada en aeronáutica, con compresores supersónicos que permitan lograr la opción de dos pasos (Kuzdal, 2012). En la **Tabla II.8** se muestra el consumo energético de distintas rutas de compresión, tomando como referencia el punto crítico del diagrama Presión-Temperatura mostrado en la **Figura II.8**, sobre del cual el bióxido de carbono se comporta como un fluido supercrítico.

Tabla II.8
Consumo energético de la compresión isotérmica multi-etapas

	Energía requerida para comprimir CO ₂ a 220 bar	
Compresión convencional	13.5 MW	
Compresión hasta condiciones supercríticas con bombeo	11.4 MW	-15%
Compresión por debajo del punto crítico con bombeo	11.1 MW	-17%
Compresión refrigerada con bombeo criogénico	9.5 MW	-30%

Fuente: (Wadas, 2010)

II.1.5 Recuperación Mejorada de Petróleo

Los pozos petroleros tienen un ciclo de vida que se acorta o se alarga en función de las tecnologías extractivas aplicadas. Al inicio de las actividades petroleras a nivel mundial, la producción de un pozo dependía fundamentalmente de la presión interna del mismo, cuando ésta decaía, se acostumbraba mover los equipos de extracción hacia nuevos descubrimientos. Sin embargo, el petróleo obtenido bajo este tipo de operaciones es normalmente inferior al 15% de la cantidad original de aceite en el yacimiento (OOIP, por sus siglas en inglés¹), por lo que empezaron a surgir procedimientos para mantener o incrementar la presión interna del yacimiento bajo explotación así como tecnologías para movilizar el petróleo de una manera más rápida y eficiente.

En la **Tabla II.9** se muestran los distintos mecanismos de extracción y recuperación de petróleo. De acuerdo con las definiciones de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE por sus siglas en inglés), los mecanismos primarios y secundarios² son considerados como procedimientos convencionales para extraer el aceite que es capaz de desplazarse con facilidad dentro del yacimiento, pero son mecanismos que no superan la recuperación del 30% del OOIP.

¹ OOIP, *Original Oil In Place*

² La recuperación secundaria también es denominada como “mejorada”, el término en inglés empleado es *improved* y en la terciaria *enhanced*. Así, en la literatura especializada se llegan a emplear indistintamente los acrónimos IOR y EOR.

Tabla II.9
Porcentaje de recuperación de petróleo de acuerdo al mecanismo de recuperación y como función de la cantidad original de petróleo en el yacimiento (OOIP)

	MECANISMO DE RECUPERACIÓN	Recuperación Porcentual del OOIP
Primario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flujo Natural ▪ Presionamiento artificial 	6 a 15%
Secundario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inyección de agua ▪ Mantenimiento de la presión 	6 a 30%
Terciario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Térmica Vapor, agua caliente, combustión ▪ Inyección de gas CO₂, hidrocarburos, nitrógeno ▪ Uso de químicos Álcalis, surfactantes, polímeros ▪ Otros Microorganismos, acústica, electromagnetismo 	8 a 20%
Cuaternario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nueva generación EOR-CO₂ Mayor cantidad (>1.5 HCPV), movilidad (WAG=2cp) y precisión en la inyección de CO₂ (en las <i>Residual Oil Zones</i> - ROZs) 	8 a ≈28% estimado
Remanente		80 a ≈7%

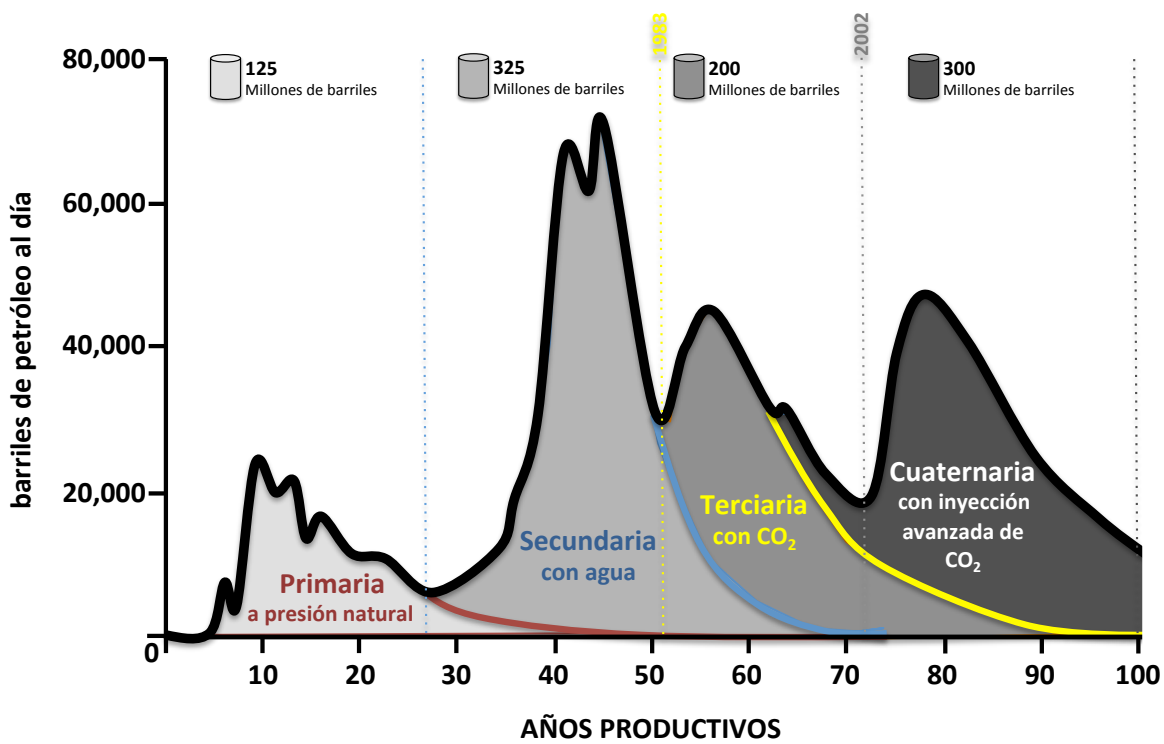
Fuente: Propia tomado de (Meyer *et ál.*, 2007), (Kokal *et ál.*, 2010) y (DOE-NETL, 2011)

Después de extraer petróleo inyectando agua, el petróleo residual se mantiene atrapado debido principalmente a las fuerzas de capilaridad entre el aceite, el agua y las rocas porosas, pero también porque los procedimientos empleados no alcanzaron el petróleo objetivo o lo desplazaron hacia zonas no incluidas en las prospectivas iniciales. La tecnología utilizada en la recuperación terciaria tiene el objetivo de desplazar el aceite “inmóvil” del yacimiento a través de una estimulación química y física, operando en la porción geológica comercial (*main pay zone* o MPZ); mientras que la cuaternaria tiene como objetivo recuperar el aceite residual desplazado por la inyección de agua a porciones geológicas que originalmente no contenían petróleo (*residual oil zones* o ROZs).

Como se observa en la **Figura II.9**, cada mecanismo y tecnología de extracción o recuperación de petróleo puede mantener la actividad de un campo petrolero por un periodo superior a cien años, permitiendo la producción continua hasta abatir la casi totalidad del OOIP. Aunque es obvio decir que la aplicación de las tecnologías EOR dependen fundamentalmente del precio del barril de petróleo en el mercado internacional, hay regiones del mundo donde es rentable aplicar tecnologías extractivas de “alto costo” por criterios de seguridad energética, encadenamiento productivo (los dueños de los pozos de CO₂ natural son los mismos que los de

los pozos de petróleo y las refinerías) y normatividad ambiental o climática. El margen de ganancia en una operación EOR está determinado básicamente por el costo de la tonelada de CO₂, que puede variar de 18.6 USdls la tonelada (1.2 USdls por mil pies cúbicos (DOE, 2006)) siendo de origen natural a >45 USdls actualmente, proviniendo de un proceso de captura industrial en una planta de generación eléctrica. Con el costo del CO₂ natural referido, una operación EOR es rentable si el barril de petróleo se cotiza en 30 dólares; como los precios del petróleo son muy superiores a esa cantidad, las posibilidades de uso de CO₂ industrial son muy amplias.

Figura II.9
Producción de petróleo en la vida de un pozo
aplicando diversos mecanismos de recuperación



Fuente: Simplificado de (Melzer, 2012) y la experiencia real y modelada de Hess Co. en el campo Seminole San Andrés, ubicado en el condado Gaines, Texas, EUA, donde la inyección de CO₂ empezó en 1983.

El bióxido de carbono es un gas ampliamente conocido desde los orígenes de la industria petrolera, ya que por lo general éste viene asociado al petróleo y al gas natural o en el “peor” de los casos, es el único gas presente en un yacimiento “no productivo”. La primera patente para la tecnología de recuperación mejorada de petróleo con CO₂ fue otorgada a la *Atlantic Refining Company* en 1952, pero fue hasta el año 1964, cuando se realizó la primera prueba industrial en el campo *Mead-Strawn*, del condado Jones en Texas, EUA. En este campo se

inyectó experimentalmente una enorme cantidad de CO₂ (25% del volumen del poro del hidrocarburo o HCPV³) seguida de agua carbonatada, bajo las condiciones originales del acuífero. Los resultados fueron extraordinarios, ya que se produjo mucho más petróleo que inyectando agua, del orden de 53 a 82% (Holm *et ál.*, 1971). Este resultado se explica claramente por las características fisicoquímicas del bióxido de carbono: el CO₂ en estado supercrítico, a altas presiones y temperaturas, se mezcla con el petróleo obteniéndose un fluido de baja viscosidad y baja tensión superficial, el cual puede ser desplazado del yacimiento con más facilidad. Adicionalmente, el CO₂ tiene la capacidad de penetrar intersticios de la roca que no han sido previamente invadidos por agua.

El primer proyecto comercial de inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo fue iniciado en 1972 en la unidad SACROC⁴ del campo *Kelly-Snyder* en el condado de Scurry, Texas, EUA. Este proyecto sigue siendo el proyecto de inyección de fluidos miscibles más grande del mundo y hasta la fecha se han inyectado más de 175 millones de toneladas de CO₂ (Universidad de Texas, *Bureau of Economic Geology*⁵). Inicialmente, la Planta de Gas *Val Verde* suministró 220 millones de pies cúbicos diarios de CO₂ a condiciones estándar, provenientes de una planta de amoníaco y transportándolo para su inyección a 2,350 psig (Meyer, 2007), lo que lo hacía un proyecto precursor de almacenamiento geológico de CO₂ antropogénico. Hoy en día el campo posee 503 pozos de inyección y 390 productivos, empleando CO₂ natural del *Bravo Dome* en Colorado y del *McElmo Dome* en Nuevo Mexico, para producir 29,580 barriles de petróleo al día (O&G Journal, 2012 EOR Survey). En comparación, la producción alcanzada por PEMEX en el Activo Terciario del Golfo, Chicontepec, fue de 65 mil barriles diarios con 3 mil pozos en octubre del 2012, empleando muy diversas técnicas de extracción mejorada (PEMEX, 2012).

Los datos de la **Tabla II.10** fueron obtenidos usando datos estadísticos sólidos, de más de tres décadas de experiencia y reporte, en el modelo *CO₂-Prophet*, suponiendo la inyección WAG (*Water Alterned Gas*) en un solo pozo con 5 pozos productivos, en una típica formación geológica de la cuenca Pérmica en el Texas, EUA.

El bióxido de carbono (CO₂) empezó a usarse masivamente para la extracción mejorada de petróleo en los Estados Unidos de América (EUA) durante la crisis petrolera de los años 70's, cuando los países árabes decidieron bloquear la exportación de crudo a Occidente con el fin de elevar el precio de venta. Las empresas petroleras norteamericanas iniciaron el uso del CO₂ en la cuenca geológica del Pérmico ubicada en el oeste de Texas, abundante en acumulaciones geológicas naturales de bióxido de carbono, con la finalidad de volver a recuperar petróleo de los yacimientos maduros, donde la presión interna de los pozos ya no permitía el ascenso natural del aceite y la inyección de agua para impulsarlo no era suficiente para mantener operaciones extractivas rentables.

³ HCPV, hidrocarbon pore volumen

⁴ SACROC, Scurry Area Canyon Reef Operators.

⁵ Datos tomados en marzo 2012 del sitio: <http://www.beg.utexas.edu/gccc/sacroc.php>

Tabla II.10
Características operativas de ciclo de vida en una operación promedio EOR con CO₂ en EUA

Escenarios operacionales EOR con CO ₂	Histórico	Mejor práctica actual	Alta inyección de CO ₂
Duración de la inyección de CO ₂ (años)	7	25	36
Volumen de CO ₂ inyectado como porcentaje del volumen de hidrocarburo del poro (HCPV)* en el yacimiento objetivo	0.4	1.0	1.5
Porcentaje de petróleo recuperado del volumen original estimado en el yacimiento (OOIP por sus siglas en inglés)	12%	17%	21%
Porcentaje de CO ₂ reciclado	60%	71%	78%
Cantidad de CO ₂ almacenado por barril extraído (kg CO ₂ /bbl)	200	230	210
Gases de efecto invernadero emitidos por barril extraído (kgCO ₂ e/bbl)	51	71	95

*El HCPV (*Hydrocarbon Pore Volumen*) es el volumen del poro en el yacimiento originalmente lleno de petróleo o aceite. Se calcula con la fórmula siguiente: $\Sigma A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})$, donde A=área superficial, h=espesor, ϕ =porosidad y S_{wi} =saturación inicial de aceite expresado como fracción.

Fuente: (NETL, 2010)

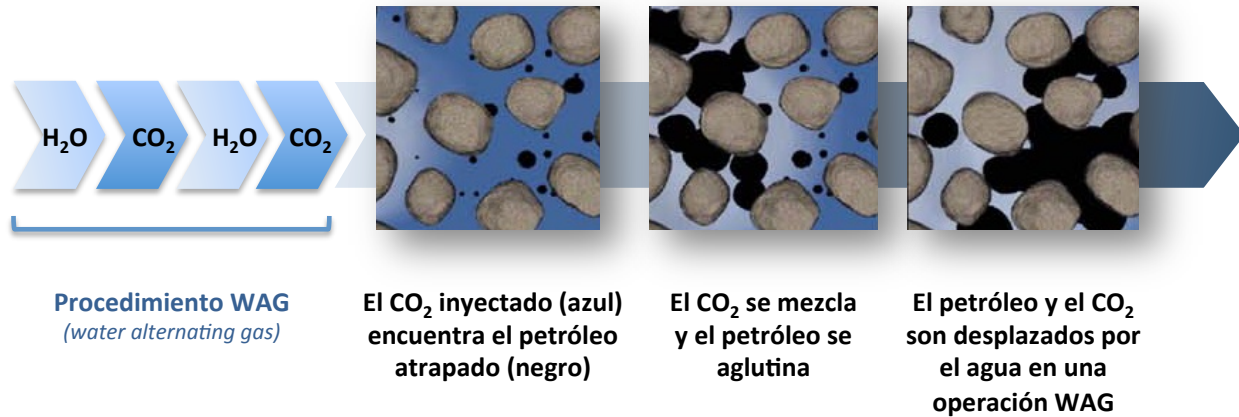
II.1.6 Aspectos físicos y químicos relevantes en los yacimientos donde se realiza la práctica EOR con CO₂

El procedimiento más comúnmente empleado en las técnicas EOR con CO₂ es el WAG (*water alternating gas*), que se ilustra de manera esquemática en la **Figura II.10**. En este procedimiento se alternan la inyección de bióxido de carbono y de agua, para aprovechar la miscibilidad del primero con el petróleo y la capacidad de impulso del segundo. La inyección alternada de agua reduce a la vez los costos operativos del pozo, al evitar una mayor inyección de CO₂ para impulsar el petróleo.

El CO₂ también puede emplearse en procedimientos de estimulación cíclica de un yacimiento maduro con petróleo pesado, en una técnica conocida como "*huff and puff*". En este tipo de pruebas el CO₂ se inyecta a una presión superior a la original del yacimiento y el pozo es cerrado por un tiempo similar al de inyección para provocar un periodo de "remojo", en el que

se espera la disolución del aceite por acción del bióxido de carbono. Al abrirse el pozo, el aceite puede ser cosechado libremente por el exceso de presión.

Figura II.10
Proceso de miscibilidad y flujos de CO₂, agua y petróleo en un yacimiento maduro

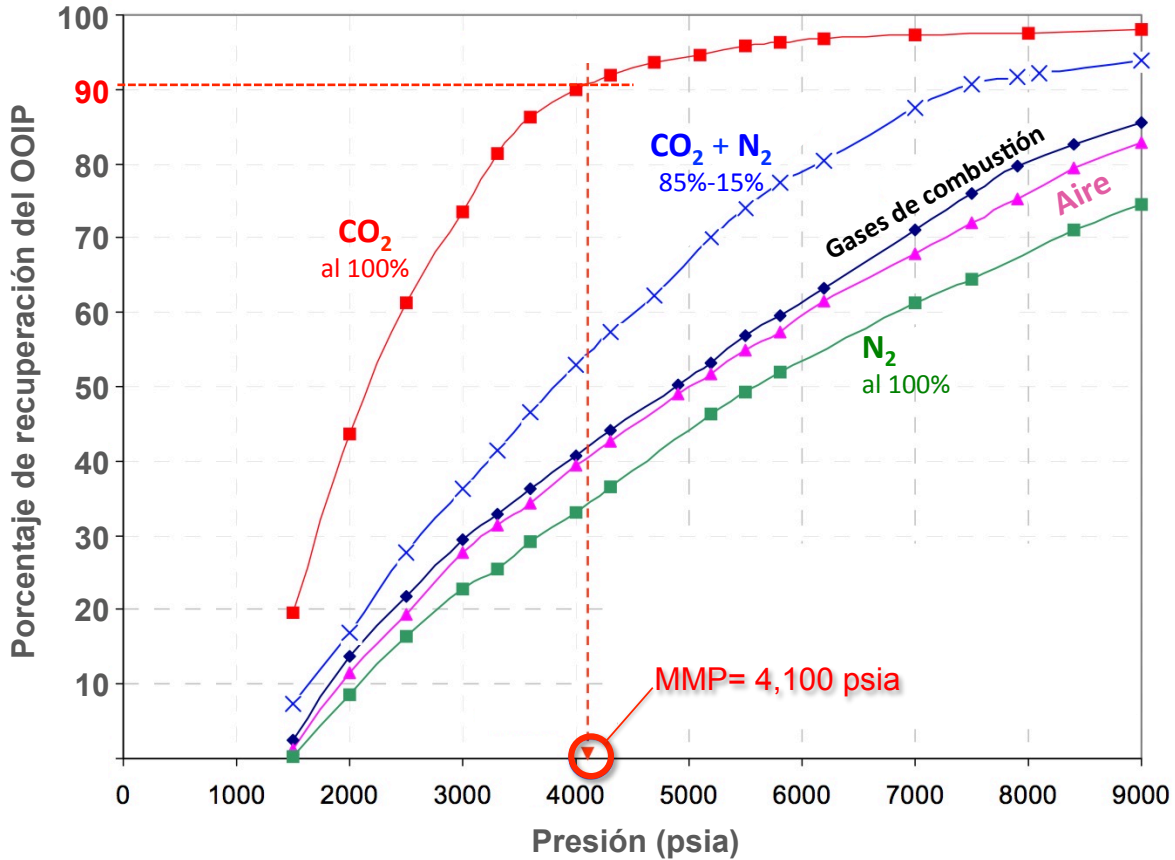


Fuente: Elaboración propia con base en (DOE-NETL, 2010)

La miscibilidad es entendida técnicamente como la habilidad de dos o más sustancias de formar una sola fase homogénea. Los desplazamientos miscibles sólo son logrados bajo la combinación de condiciones específicas, las cuales dependen de cuatro variables: la temperatura del reservorio, la presión del mismo, la composición del gas inyectado y la composición química del petróleo. La inyección de CO₂ a un reservorio puede ocurrir también en condiciones de inmiscibilidad. (Meyer, 2007).

La prueba para determinar si un desplazamiento con CO₂ será miscible o inmisible se denomina prueba de tubo delgado, a través de la que se determina la **presión mínima de miscibilidad** (MMP). En esta prueba, un tubo de alta presión de ¼" de diámetro, con una longitud de 1 a 2 metros, es empacado con arena limpia (o perlas de vidrio) para lograr que el fluido tenga una permeabilidad de 3 a 5 Darcies. Luego el tubo es saturado con el petróleo de interés y se mantiene a la temperatura del reservorio. Una serie de fluidos son inyectados a diferentes presiones para desarrollar una correlación entre el petróleo recuperado y la presión ejercida. La presión mínima de miscibilidad (MMP) se define cuando el ±95% del petróleo es recuperado del tubo, después de haber inyectado cada fluido en una proporción 1.3 veces superior al volumen libre del poro en el tubo empacado con arena. Debajo de esta presión, la recuperación de petróleo se reduce dramáticamente (Meyer, 2007).

Figura II.11
Presión mínima de miscibilidad para el CO₂ y distintas mezclas, definida para el aceite objetivo del campo Agua Fría, Chicontepec, pozo A-561



Fuente: (Abbaszadeh *et ál.*, 2008)

Como se observa en la **Figura II.11**, pruebas para determinar la MMP en los yacimientos fracturados de Chicontepec, Veracruz, muestran una recuperación más abundante a menores presiones con CO₂ que con nitrógeno o con mezclas directas de gases de combustión y aire ambiente. En el campo de Agua Fría, la temperatura del yacimiento es de 88 °C, se encuentra a una profundidad entre 1,800 y 3,000 metros y posee aceites pesados de alrededor de 22 °API. Una vez determinado el valor de la MMP, es posible definir el efecto conjunto del bióxido de carbono en presencia de hidrocarburos, de tal suerte que la MMP puede reducirse con hidrocarburos pesados (C₆ o C₄) o puede llegar a incrementarse con metano (Abbaszadeh *et ál.*, 2008).

Hay que tomar en cuenta que cuando el petróleo es extraído de un yacimiento, la presión de éste disminuye. Si el mismo yacimiento es presurizado con inyección de agua durante una recuperación mejorada, es posible que su presión se haya restituido por arriba de la MMP encontrada en la prueba de tubo delgado. Si la MMP es inferior a la presión del yacimiento, la

recuperación de petróleo no será tan eficiente como se determinó durante la prueba. Por su parte, se puede esperar que la temperatura del yacimiento varíe muy poco, pues ésta está determinada por grandes masas rocosas y un gradiente de temperatura muy homogéneo a nivel local (Meyer, 2007). En la **Tabla II.11** se muestran los parámetros que de acuerdo con la experiencia de la industria petrolera de EUA pueden inclinar la decisión de usar CO₂ como fluido en una operación EOR.

Tabla II.11
Parámetros indicativos para la selección de CO₂
como fluido de inyección en una operación tipo EOR

	Recomendación	Rango actual en proyectos de EUA
Tipo de petróleo objetivo		
Gravedad, °API	>22	27 a 44
Viscosidad, cp	<10	0.3 a 6
Composición	Alto porcentaje de intermedios	C5 a C12
Características del yacimiento		
Saturación del petróleo	>40%	15 a 70%
Tipo de formación	Arenisca relativamente delgada o carbonatos	
Permeabilidad	No es crítica si pueden ser aplicadas suficientes tasas	
Profundidad y Temperatura	Para desplazamientos miscibles, la profundidad debe ser suficientemente grande para permitir inyecciones a mayor presión que la MMP, la cual se incrementa con la temperatura y con la presencia de aceites pesados.	

Fuente: Elaborado a partir de (Meyer, 2007).

La heterogeneidad de las formaciones geológicas en los yacimientos es otro factor de alta relevancia en las prácticas EOR, ya que es muy común que zonas de alta permeabilidad estén muy cercanas a las de baja permeabilidad. Para poder manejar esta heterogeneidad, además del procedimiento WAG explicado brevemente con anterioridad, la industria del petróleo ha desarrollado agentes químicos, tales como especies etoxiladas, copolímeros de fluoroacrilato-estireno, lignosulfonatos, entre otras, que son capaces de formar espumas estables que incrementan la viscosidad del CO₂ supercrítico, sin comprometer su eficiencia. Estas espumas rígidas facilitan la formación de bancos estables de petróleo y CO₂, los cuales migran uniformemente del pozo inyector a los pozos productores, suprimiendo flujos divergentes que acaban por reducir la recuperación de petróleo (Enick *et ál.*, 2001).

En un análisis de Ciclo de Vida de las prácticas EOR, es necesario considerar la adición de químicos y su posible liberación al ambiente. Sin embargo, no fue posible encontrar suficiente información sobre la posible toxicidad de los compuestos listados en la **Tabla II.12**.

Tabla II.12
Espesadores de CO₂

Espesadores de CO ₂	Características ambientales
Compuestos etoxiliados	Posiblemente carcinogénicos
Copolímeros con fluoroacrilato y estireno (polyFAST)	Tóxico Persistente
<i>Fluorinated telechelic ionomers</i>	Tóxico Persistente
<i>Semi-fluorinated trialkyltin fluorides</i>	Tóxico Persistente
Compuestos fluorinados con enlaces de hidrógeno	Tóxico Persistente
Lignosulfonatos	Origen natural, no es tóxico

Fuente: Elaboración propia con base en (Enick *et ál.*, 2001) y (Meyer, 2007).

Cuando el CO₂ es suministrado por tuberías directamente al campo donde se están realizando operaciones de recuperación mejorada de petróleo, éste debe de tener un alto grado pureza, o sea, una concentración superior al 95% en volumen. Normalmente, el bióxido de carbono es transportado como un fluido supercrítico, a presiones superiores a 1,450 psig (100 bar), por lo que las instalaciones de recepción deben a su vez estar diseñadas para contener, controlar y represar el fluido de acuerdo a las condiciones operativas de los pozos. Pero el CO₂ como gas de proceso siempre contiene impurezas, propias de su origen geológico o industrial, siendo el agua la más perniciosa por la posibilidad de que se forme ácido carbónico y se detonen procesos de corrosión en tuberías, conexiones o equipos. En la **Tabla II.13** se muestra la composición típica de CO₂ natural proveniente de un yacimiento de Colorado, EUA.

Tabla II.13
Composición y condiciones de suministro del CO₂ característico del yacimiento Sheep Mountain, Colorado, EUA

COMPONENTE	VOLUMEN %
CO ₂	97.0
N ₂	0.6
CH ₄	1.7
CH ₄ ⁺	0.7
H ₂ O	Trazas
Condiciones de suministro en la puerta de planta	
Presión	1,400 psig (96.5 bar)
Temperatura	< 24 °C
Densidad	53 lbm/ft ³ (849 kg/m ³)

FUENTE: Elaborado a partir de (DOE-NETL, 2012)

II.1.7 Equipos y materiales típicos de una operación EOR con CO₂

El empleo de bióxido de carbono bajo las condiciones descritas en el apartado anterior implica la utilización de muy diversos equipos industriales y múltiples arreglos de tuberías y sistemas de seguridad y monitoreo. En la **Figura II.12** se muestran los principales componentes superficiales de una operación *in situ* tipo EOR, todos ellos relevantes en el contexto de un estudio de ciclo de vida por los materiales que contienen y los insumos que requiere su operación. Los elementos centrales son los pozos inyectoros y los pozos productivos, pero se requieren compresoras de alta presión, sistemas de separación gas-líquidos, deshidratadores, tanques de almacenamiento, bombas de proceso, cabezales, tuberías, subestaciones eléctricas o plantas de generación de electricidad si el campo está muy alejado de las líneas de suministro, pozos y ductos de agua, preferentemente de agua subterránea, así como muy diversos equipos y dispositivos de medición, seguridad industrial y control del proceso en su conjunto.

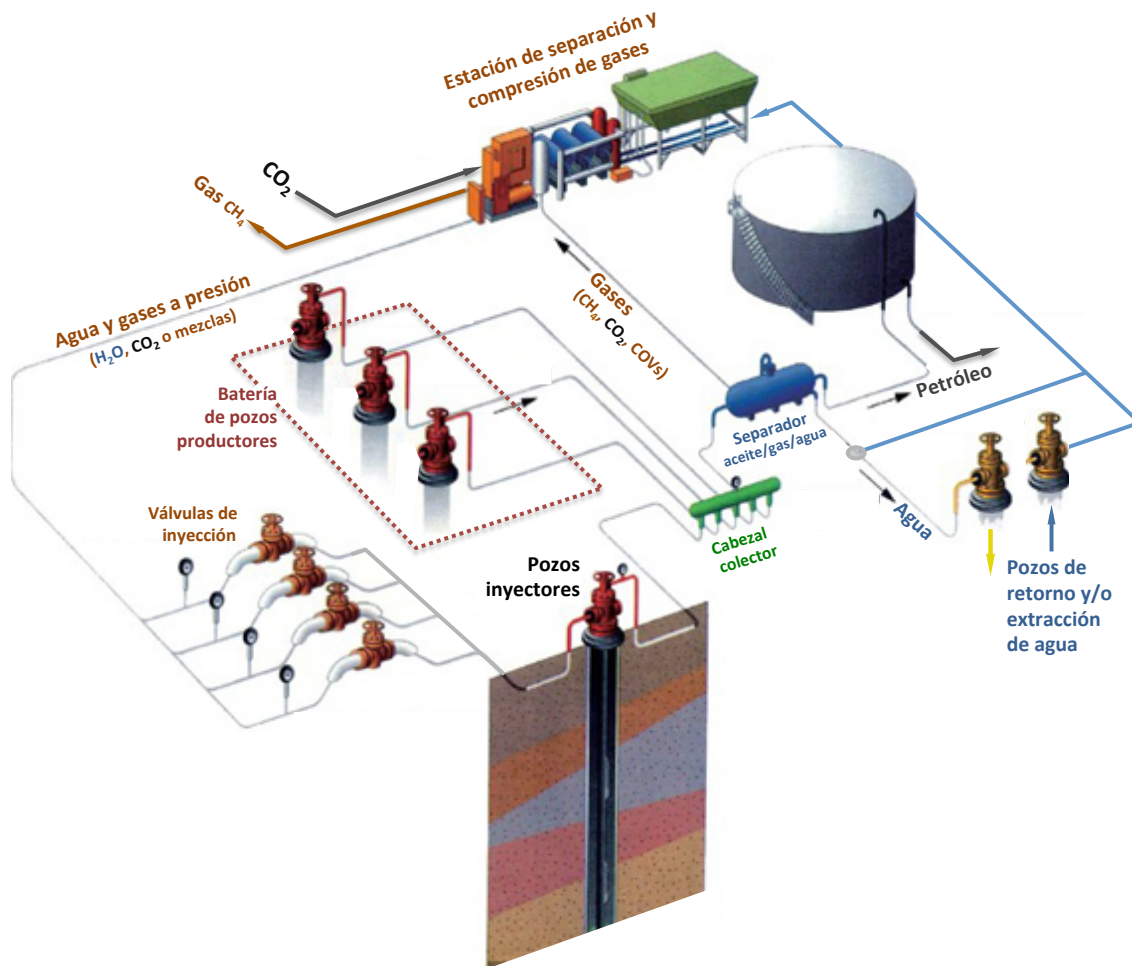
Cabe destacar que la **Figura VI.5** no muestra los pozos de monitoreo de CO₂ *in situ*, que deben ubicarse en un radio pertinente de acuerdo con las posibilidades de fuga o migración de gases o fluidos contaminantes.

Las operaciones más importantes en campo, después de la fase exploratoria y constructiva, están relacionadas con la compresión y separación de diversos fluidos, insumos y productos, así como su bombeo a diferentes secciones o equipamientos.

Los materiales constructivos más comunes son el acero y el cemento (el cemento Portland es el más usado para la cementación o sellamiento estructural de los pozos) y los consumibles más

importantes por su cantidad son el propio bióxido de carbono, el agua, la electricidad y en su caso, los aditivos químicos.

Figura II.12
Arreglo general de la inyección de agua y gases para la recuperación mejorada de petróleo



Fuente: Elaboración propia con base en un diagrama de la empresa *Schlumberger*

La tecnología de perforación, recubrimiento y operación de pozos petroleros ha evolucionado dramáticamente en las últimas décadas incorporando componentes electrónicas que permiten mucha mayor precisión constructiva, a la vez que facilitan la operación y el monitoreo remoto. El Instituto Americano del Petróleo (API), la Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), la Asociación Nacional de Ingenieros de la Corrosión (NACE) y otras organizaciones, han elaborado diversas guías y estándares para pozos y tuberías en campos petroleros, entre los cuales, los principales para las operaciones EOR con CO₂ se enlistan en la **Tabla II.14**. Estas especificaciones son muy útiles para determinar o cotejar las sustancias a incluir en los

inventarios de ciclo de vida requeridos en las modelaciones de impacto ambiental a realizarse con el SimaPro.

Tabla II.14
Especificaciones prácticas recomendadas
para la tubería de campo y pozos

Especificación	Nomenclatura
Spec 5/CT ISO 11960	Especificaciones para tubería
Bull 5C2	Propiedades de rendimiento de la tubería recubierta y tubería de perforación
Spec 5L	Especificaciones para la tubería de transporte para inyección
Spec 5Ld	Tubería de acero resistente a la corrosión
Spec 6A	Especificaciones para cabezal y equipo de árbol de navidad
Spec 6D/ISO 14313	Especificaciones para válvulas de tuberías
Bull 6J	Pruebas de los elastómeros al petróleo del campo
RP 10B-2 through 5	Pruebas al cemento de los pozos
Spec 10A/ISO 10426-1	Especificaciones para el cemento y materiales del pozo
TR 10TR1	Evaluación del forro del cemento
RP65 Part 1	Cubrir las aguas superficiales del pozo
Spec 11D1/ISO 14310	Industrias de gas y petróleo. Equipo de fondo de pozo, empaques y conectores
Spec 15HR	Tubería de fibra de vidrio de alta presión
Spec 15LR	Tubería de fibra de vidrio de baja presión
RP 15TL4	Uso y mantenimiento de la tubería de fibra de vidrio
RP 90	Manejo de la tubería de presión de pozos afuera

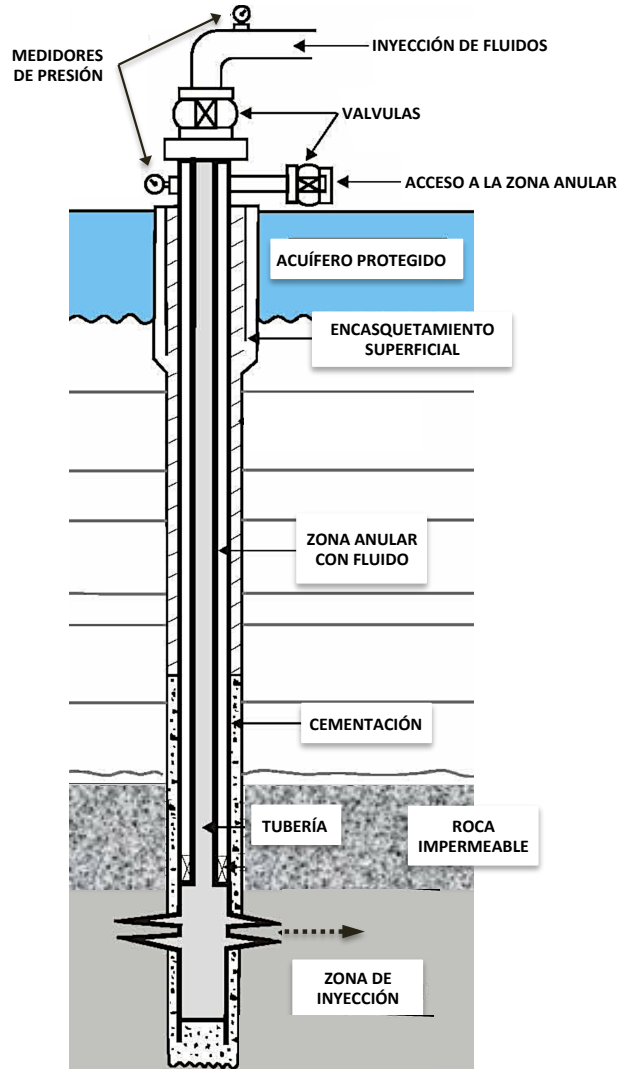
Fuente: (Meyer, 2007).

Un pozo petrolero se compone de elementos constructivos y mecánicos. La parte constructiva se refiere a la perforación en la tierra, el conducto propiamente dicho, que debe llegar hasta el yacimiento objetivo y debe de estar de tal forma recubierto y estabilizado, para asegurar la inyección y extracción de fluidos, de muy diversas características fisicoquímicas y a altas presiones y temperaturas. Por una regulación ambiental explícita, el recubrimiento debe además mantener la integridad química de los acuíferos por los que pase el pozo, ya que éstos son reservas de agua dulce para la población o las actividades agrícolas y pecuarias, como se muestra en la **Figura II.13**.

La parte mecánica inicia con un cabezal, cuyo propósito es contener la presión del yacimiento y permitir la conexión y el manejo discrecional de los fluidos, los cuales son suministrados a través de múltiples válvulas, tubos y empaques. El cabezal puede integrarse con válvulas de operación manual o válvulas de actuación hidroneumática con controles electrónicos, entre los que se encuentran los de paro automático en caso de emergencia. Como se muestra en la

Figura II.13, el cabezal (denominado comúnmente *christmas tree* en inglés), posee elementos redundantes por seguridad y sus elementos están contruidos principalmente en acero, con aleaciones y espesores especiales para soportar las presiones de operación y la naturaleza química de los fluidos a manejar.

Figura II.13
Pozo típico de inyección

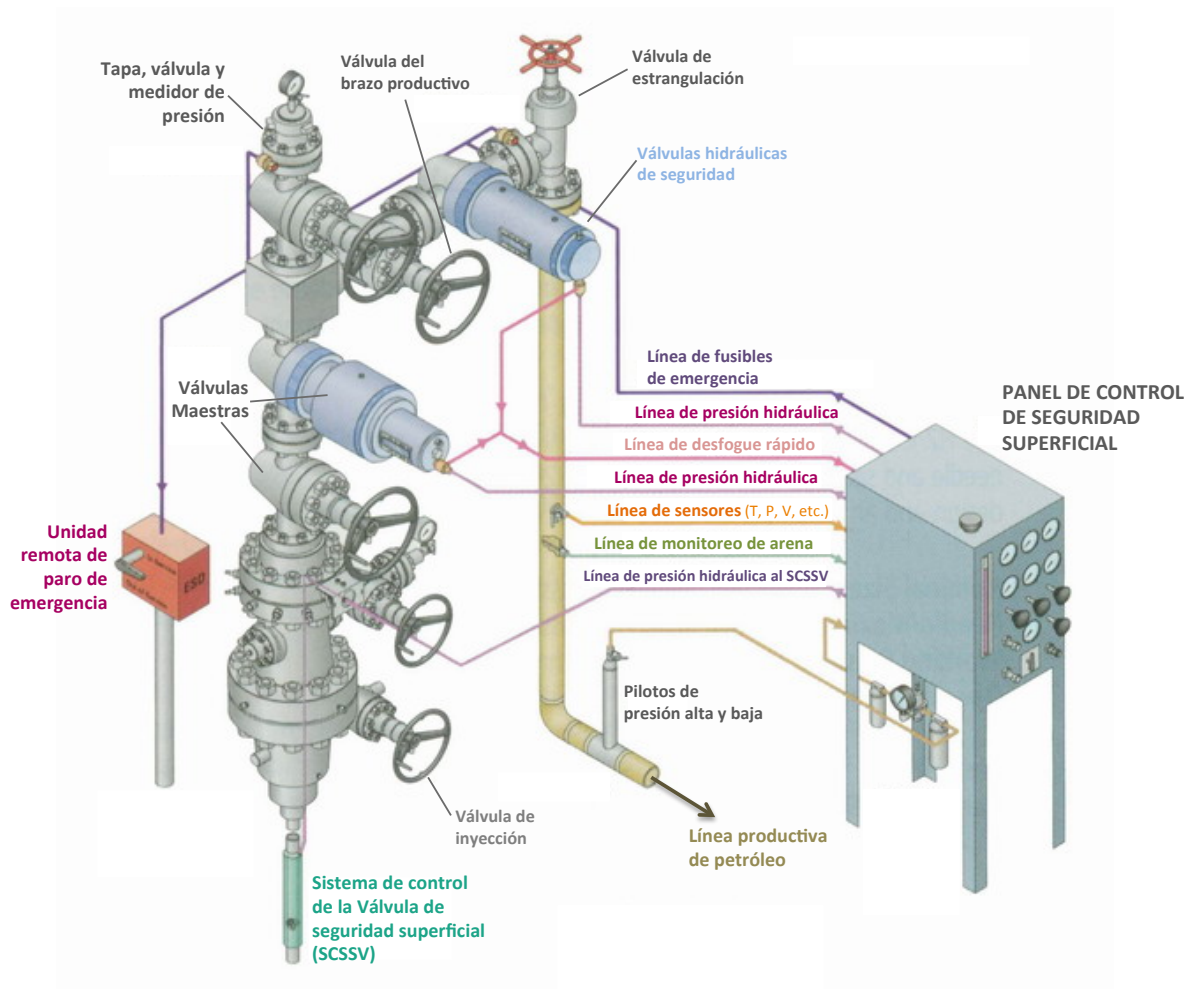


Fuente: Elaboración propia con base en una ilustración tomada del sitio <http://www.rrc.state.tx.us/about/faqs/images/injectionwelllg.jpg>

Las especificaciones de las tuberías concéntricas recubiertas con cementación especial, tanto en su densidad, composición y espesor, están basadas en el máximo potencial de explosión y la

presión de colapso. Para pozos con profundidades de hasta 3,000 metros, la tubería de acero al carbono grados J-55 y K-55 es la comúnmente usada. Normalmente, para operaciones EOR con CO₂, se inicia con tubería de hasta 25 pulgadas de diámetro y se baja en cuatro etapas sucesivas, cuya longitud depende de la presencia de acuíferos y formaciones geológicas inestables, hasta una tubería de 5 ½ pulgadas de diámetro en la zona de inyección. La cementación agrega 3 pulgadas adicionales de recubrimiento en el diámetro final de perforación.

Figura II.14
Cabezal típico de un pozo petrolero

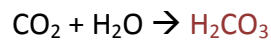


Fuente: Elaboración propia con base en una ilustración tomada de *Schlumberger*

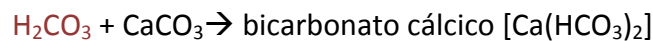
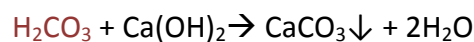
En la fase constructiva del pozo hay un consumo importante de materiales de alta intensidad de carbono. En la cementación se emplea cemento así como una mezcla de aditivos, retardantes y aceleradores de fraguado; la intensidad de carbono del cemento en México y a nivel internacional está bien documentada, sin embargo, de los aditivos químicos hay poca o nula información. El cemento Portland es el más empleado en la industria petrolera, pero su

resistencia al ataque químico del ácido carbónico (H_2CO_3) es muy baja, lo cual es altamente preocupante si la actividad EOR termina con un almacenamiento final de CO_2 como una medida de mitigación climática. El mecanismo químico básico de alteración del cemento por la acción del CO_2 se describe en las siguientes cuatro fórmulas, donde el término C-S-H (silicato de calcio hidratado) representa a los principales componentes de los cementos Portland, además de la cal libre $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$, que constituye cerca del 20% del cemento (Meyer J.P., 2007):

Formación del ácido carbónico:

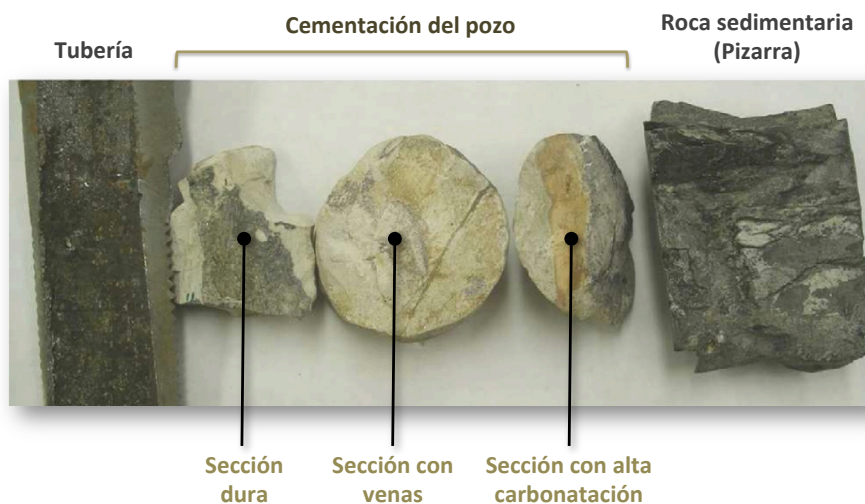


Mecanismos de ataque al cemento:



Varias soluciones han sido desarrolladas para limitar el ataque del CO_2 a la cementación del pozo; la mayoría de éstas involucran la sustitución de materiales particularmente reactivos al ácido carbónico, tales como *fly ash* (muy común en regiones donde el cemento se formula con cenizas provenientes de los hornos de las carboeléctricas) o microsílica. Durante la lechada, se procura que la proporción del agua en relación a la cantidad de cemento sea baja para reducir su permeabilidad una vez fraguado; lo cual también puede lograrse añadiendo materiales aislantes como el látex (butadieno estireno).

Figura II.15
Condición en el largo plazo de una cementación realizada con cemento Portland en el campo petrolero EOR de SACROC, Texas



Fuente: Elaboración propia con base en (Randhol *et ál.*, 2007)

Uno de los pocos estudios existentes sobre los efectos de largo plazo del CO₂ sobre la cementación, se realizó en el anteriormente referido campo SACROC, del condado Scurry, en Texas EUA (Randhol *et ál.*, 2007). En este campo se extrajeron muestras de la cementación que estuvieron expuestas al CO₂ durante 30 años y como se observa en la **Figura II.15**, la degradación del cemento Portland no es crítica. Una posible explicación de la lenta o nula migración del CO₂ sobre las paredes de la tubería o las venas de la cementación, es el taponamiento de los poros de la cementación mediante una mezcla del gel de sílice amorfo y las partículas sólidas formadas durante el periodo de contacto del CO₂ con el cemento. En la **Figura II.15** se observa igualmente una fuerte carbonatación en la junta sellada entre la cementación y la pizarra del yacimiento.

Por la alternancia en la inyección del bióxido de carbono con agua, que implica la formación inevitable de ácido carbónico, y la existencia de impurezas en el torrente de CO₂ como el ácido sulfhídrico (H₂S), la corrosión de las tuberías del pozo es también un elemento a considerar durante las operaciones tipo EOR, como se observa en la fotografía de la **Figura II.16**. Existen muchos métodos para evitar la corrosión, algunos son constructivos y su impacto ambiental es limitado, otros, como la protección catódica o la adición de sustancias biocidas e inhibidoras, tienen un consumo eléctrico específico o implican el uso de sustancias tóxicas a considerar en el análisis del ciclo de vida.

Figura II.16
Fallo de acoplamiento de pernos y caja debido a la presencia de gas H₂S (1,000 ppm) y 2% de CO₂



Fuente: (Larkin R., 2006)

El uso de acero inoxidable en tuberías, válvulas, juntas, etc. así como los recubrimientos internos con fibra de vidrio y plásticos de alta resistencia, son los métodos más efectivos para reducir la corrosión a lo largo del complejo arreglo de ductos y equipos utilizados en

operaciones tipo EOR con CO₂. En la **Tabla II.15** se muestran un resumen de las especificaciones genéricas de los materiales más recomendables para prolongar la vida de las instalaciones en las componentes de un pozo de inyección de CO₂ por un periodo de 20 a 25 años (Meyer J.P., 2007).

Tabla II.15
Materiales de construcción resistentes a la corrosión
para los componentes de los pozos de inyección de CO₂

Componente	Materiales
Dosificador ascendente y corrida de tubería	Acero inoxidable tipo 316, fibra de vidrio
Cabezal y/o Árbol de navidad	316 SS, Níquel, Monel
Válvula de empaque y sellos	Teflón, Nylon
Soporte de la tubería	316 SS, Incoloy
Tubería	316 SS, revestimiento con vidrio epóxico (tubería GRE- <i>glass reinforced epoxy</i>), revestimiento con plásticos fenólicos, epóxicos, uretanos o novolac (tubería IPC- <i>internally plastic coated</i>) y acero al carbon (CRA- <i>corrosion resistant alloys</i>)
Sellos para las uniones de la tubería	Anillo de sello (GRE), roscas recubiertas y collarines (IPC)
Herramienta de encendido/apagado, perfil de conectores de electrodos	Niquelado en partes húmedas, 316 SS
Empaques y sellos	Teflón, nylon, Buna-N, cauchos de nitrilo endurecido y niquelado en partes húmedas
Cementos y aditivos de cementos	Cementos tipo API, resistentes al ácido y con aditivos, formulados especialmente para las condiciones específicas del pozo. Si se requiere de un sellamiento mayor, hay cementos especiales con latex, resinas o plásticos compresibles.

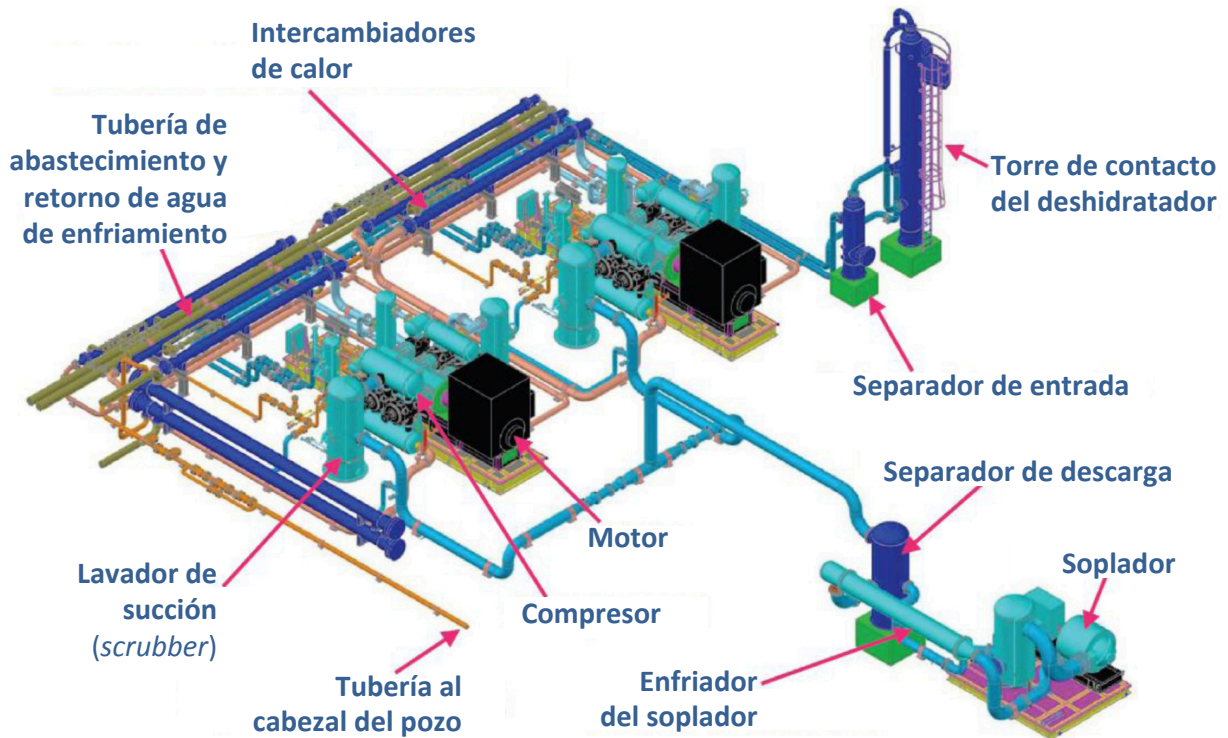
Fuente: (Meyer J.P., 2007)

Todas las medidas para evitar la corrosión y posibles fugas de CO₂ o hidrocarburos tienen una primera motivación en la economía de la operación EOR, pero también para efectos ambientales y de protección de la población. En caso de falla, durante la operación o la etapa

de abandono, es necesario mantener múltiples sistemas de monitoreo ambiental en aguas subterráneas, cuerpos de agua superficial, suelos y atmósfera.

En ocasiones, las operaciones EOR tipo WAG deben de incluir plantas de deshidratación del gas recirculante, para eliminar los exedentes de agua y evitar una corrosión excesiva de la tubería y los equipos involucrados. En la **Figura II.17** se muestra un arreglo típico de este tipo de instalaciones, que son parte de las operaciones unitarias a incluir en el análisis del ciclo de vida de esta actividad, dado su consumo de energía y materiales.

Figura II.17
Unidad de acondicionamiento (deshidratación) del CO₂
antes de la inyección en un pozo EOR



FUENTE: Traducido desde diagramas de Uniquip Engineering (www.uniquip.com.au)

II.1.8 Monitoreo Operativo y Ambiental de una operación CCUS

El monitoreo ambiental, geológico y del manejo industrial del bióxido de carbono durante una práctica CCUS es indispensable para asegurar la hermeticidad de las instalaciones empleadas y la estanqueidad del CO₂ almacenado de manera definitiva en una formación geológica. En las últimas décadas se han desarrollado una gran cantidad de equipos y procedimientos para medir, monitorear, verificar y reportar de manera confiable las fugas de bióxido de carbono antes, durante y después de su inyección a un yacimiento capaz de retenerlo (IEAGHG, 2012).

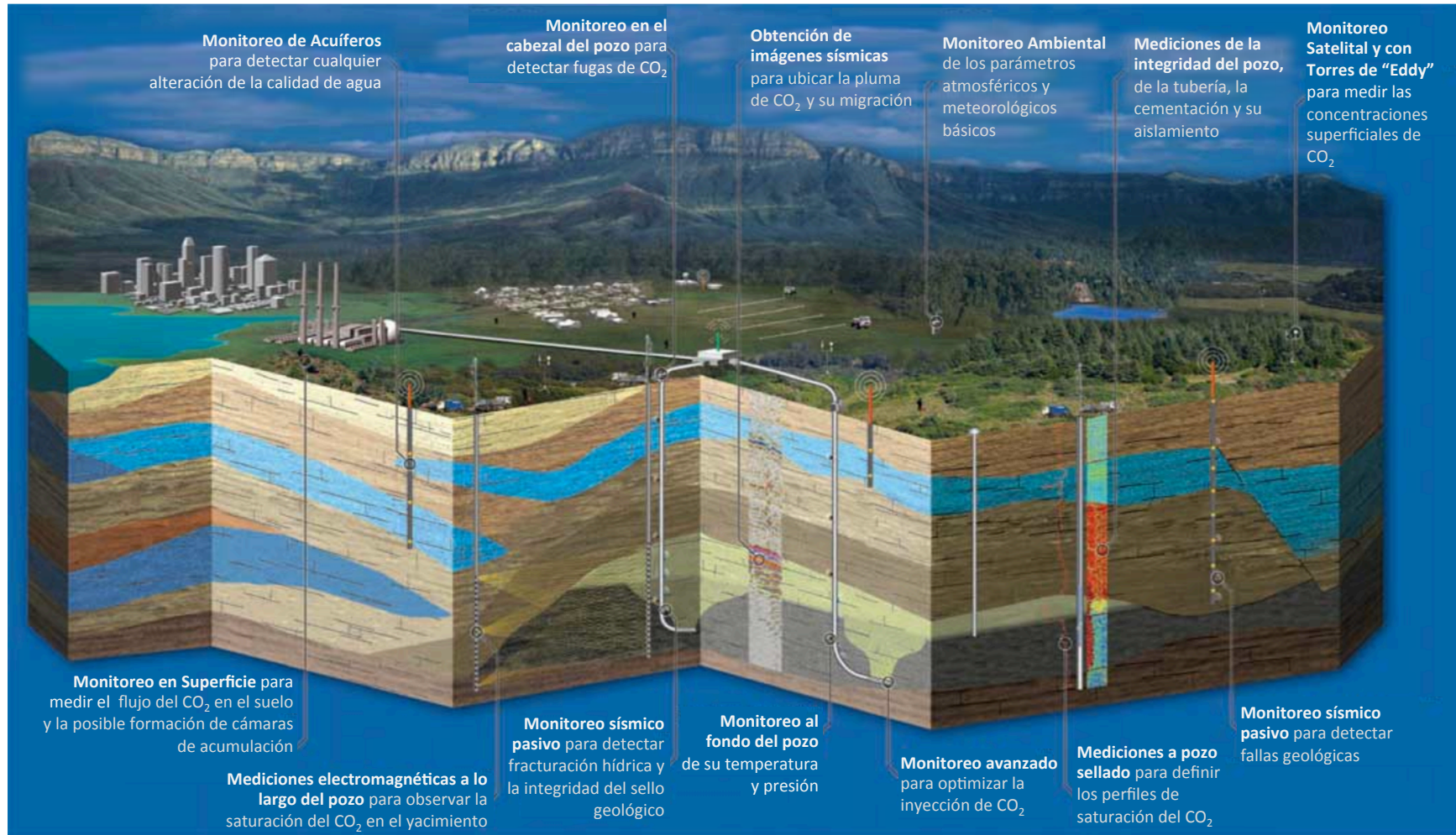
En el campo de la ingeniería eléctrica y petrolera, muchas de las técnicas de medición están orientadas a determinar la conformidad de las instalaciones con las especificaciones operativas establecidas en un proyecto, para lo cual hay estándares de diseño y desempeño desarrollados por las propias empresas, organismos empresariales como el *American Petroleum Institute* (API) o entidades de gobierno, como la Unión Europea o el estado de Texas, EUA.

En un análisis de ciclo de vida, las fronteras de los sistemas de monitoreo ambiental de CO₂ pueden ir desde la medición previa de las concentraciones de CO₂ en el suelo mediante equipos portátiles, hasta la fabricación, instalación y operación de un satélite, capaz de mantener una observación superficial de largo plazo, posterior al sellamiento del pozo de inyección (IEAGHG, 2012). En la revisión del estado del arte realizada, únicamente se encontraron datos del monitoreo de la integridad de la tubería de CO₂; una actividad que regularmente se hace empleando equipos aéreos convencionales de observación (avionetas o helicópteros), los cuales tienen un alto consumo de combustibles fósiles por kilómetro recorrido, particularmente turbosina o gasavión (Wildbolz, 2007).

En la **Figura II.18** se muestra un esquema de los muy diversos equipos de monitoreo que pueden o deben incorporarse a una operación CCS (sin incluir transporte por tubería ni actividades EOR) para la caracterización y el monitoreo geológico y ambiental. Este esquema fue tomado de la empresa *Schulemberger* que provee este tipo de servicios industriales (tomado de www.slb.com).

Figura II.18

Esquema de un sistema integral de monitoreo ambiental en una operación tipo CCS (sin EOR)



Fuente: Schlumberger Carbon Services, tomado y traducido de su sitio en Internet www.slb.com

La Agencia Internacional de Energía publicó un reporte sobre el nivel de desarrollo y confiabilidad de las técnicas e instrumentos de medición de bióxido de carbono para la práctica CCS (IEAGHG, 2012). En este reporte se compilan y analizan diversas investigaciones científicas orientadas a la detección de fugas puntuales y difusas de CO₂ a la atmósfera o a un ambiente acuático. En las **Tabla II.16** y **Tablas II.17** se resume la aplicabilidad de los métodos de monitoreo analizados dependiendo de la tasa de fuga (cantidad de CO₂/tiempo) o el tipo de fuga (difusa, dispersa o puntual), destacándose con color rojo oscuro aquellos que son idóneos para el sistema CCUS evaluado en esta tesis doctoral.

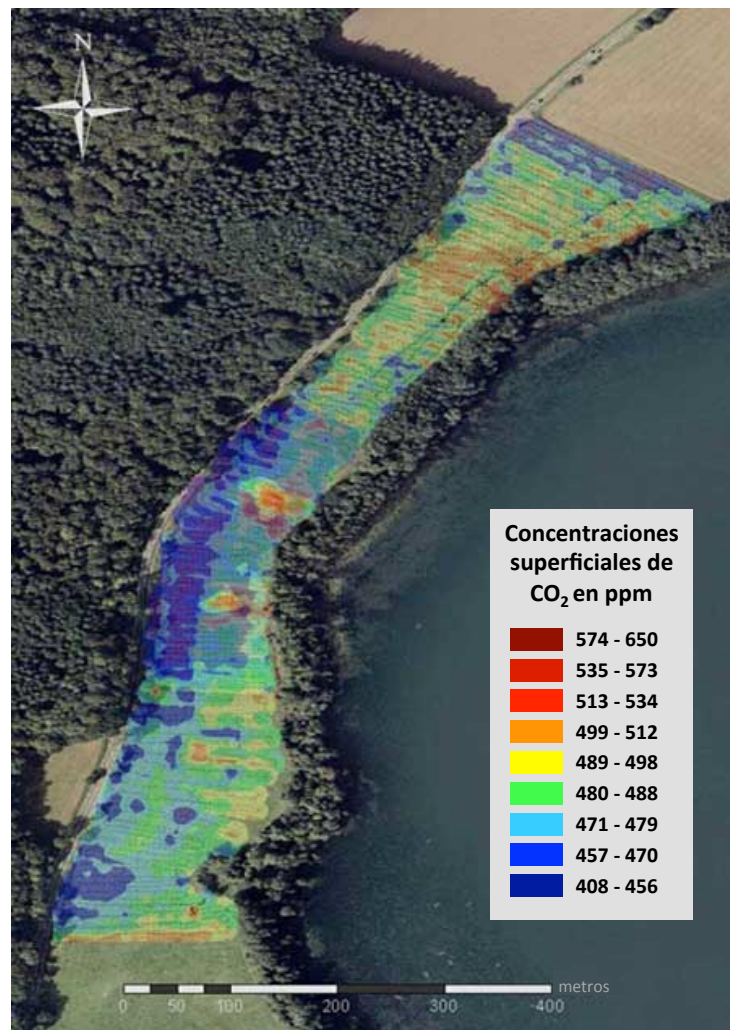
Las técnicas convencionales para la medición de gas cerca de la superficie incluyen tanto métodos de campo como de laboratorio. Las mediciones de campo suelen ser rápidas y pueden proporcionar resultados inmediatos, pero tienden a ser de baja precisión, por su parte, las técnicas de laboratorio producen resultados de mayor precisión, pero podrían implicar retrasos en la información al ser más laboriosos de realizar. En este orden de ideas, las técnicas de láser de trayectoria abierta “*open-path laser*” e infrarrojo portátiles han mostrado ser herramientas efectivas para el monitoreo de CO₂ (IEAGHG, 2012 y Jones *et ál.*, 2009).

Los sistemas comerciales “*open-path laser*” están disponibles para CO₂, metano (CH₄) y un gran número de otros gases industriales; han sido probados en sitios de investigación natural en Italia y Alemania y en sitios de almacenamiento de CO₂ en Salah, Argelia y Weyburn, Canadá; así mismo, en 2005 y 2008, se llevaron a cabo pruebas de monitoreo en campo en las áreas de las emisiones de CO₂ de los centros volcánicos de Latera, Italia y Laacher See, Alemania (IEAGHG, 2012). Los resultados de estas pruebas fueron comparados contra métodos de laboratorio establecidos que incluyen mediciones de flujo de CO₂, de los gases en campo a través de infrarrojos y sensores electroquímicos y en el laboratorio por cromatografía de gases. La información de ubicación se recogió mediante GPS portátiles. Particularmente, el estudio realizado en Laacher See, mostró claramente la ubicación de dos fugas de gas, para las que el análisis de suelo reveló que a 60-80 cm de profundidad tenían concentraciones de CO₂ cercanas al 100% y tasas de flujo de 0.5-1.2 kg/m²/día (Jones *et ál.*, 2009). El estudio también identificó otras áreas de fuga de gas difuso. Las concentraciones de CO₂ mostraron una gran variabilidad en y alrededor de los orificios de ventilación. Una repetición de la prueba en la zona, en una temporada diferente, fue capaz de reproducir los resultados.

Por otra parte, de acuerdo con los resultados de un estudio realizado en *Latera caldera*, Italia, por la Universidad de Roma La Sapienza, las técnicas de infrarrojo mostraron que las concentraciones de CO₂ observadas disminuyen con la altura de la medición (0, 10, 20 y 50 cm por encima de la superficie del suelo), por lo que para lograr una mayor precisión las mediciones deben hacerse a nivel del suelo (Jones *et ál.*, 2009). El detector infrarrojo mostró una gran estabilidad al poder detectar bajas concentraciones de CO₂. Actualmente, se trabaja en mejorar la sensibilidad y velocidad para monitorear cerca de la superficie del suelo, así como, en probar la respuesta de los equipos bajo diferentes condiciones de clima y vegetación.

La determinación de las concentraciones basales de CO₂ en la superficie es uno de los requerimientos fundamentales en la gestión social de un proyecto CCS, más aún si se realizarán actividades EOR que mantienen activo el reservorio receptor durante toda la vida útil de la planta generadora de electricidad. En la **Figura II.19** se ilustra el tipo de imagen que es posible lograr con equipos láser portátiles de trayectoria abierta.

Figura II.19
Concentraciones superficiales de CO₂ en la zona volcánica de Laacher See, Alemania, obtenidas mediante un sistema de monitoreo láser de trayectoria abierta (GasFinder 2.0 CO₂ de Boreal Laser Inc.)



Fuente: (Jones *et ál.*, 2009)

Tabla II.16
Aplicabilidad de los métodos disponibles para la detección y cuantificación de fugas de CO₂ desde el sitio de su almacenamiento geológico

MONITOREO ACUÁTICO		Método de monitoreo				
Cuantificación de la fuga		Sonar		Detección de burbujas	Química del agua superficial	Química de los flujos de burbujas marinas
		Side scan sonar batimétrico	Multibeam batimétrico de fondos marinos			
Tasa	Bajo (100 g/d)					
	Intermedio (100 kg/d)				DC	
	Alto (100 t/d)					
Tipo	Difuso	DC	DC		DC	
	Puntos localizados					
	Fugas individuales localizadas	DC	DC			
MONITOREO ATMOSFÉRICO		Método de monitoreo				
Cuantificación de la fuga		Detección por diodos de alineamiento (IP)	Detección por infrarrojos (IR)	Detectores infrarrojos no dispersivos (NDIR) e IR	Covarianza de flujos turbulentos (covarianza Eddy)	
Tasa	Bajo (100 g/d)					
	Intermedio (100 kg/d)	DC				
	Alto (100 t/d)					
Tipo	Difuso	DC	DCA	DC		
	Puntos localizados					
	Fugas individuales localizadas					
MONITOREO EN SUBSUELO POCO PROFUNDO		Método de monitoreo				
Cuantificación de la fuga		Gases y flujos	Química de los fluidos del pozo	Hidroquímicos	Trazas	Geoquímica
Tasa	Bajo (100 g/d)	Depende del tamaño de la moteta y de las fluctuaciones del fondo		Sólo en yacimientos fracturados		
	Intermedio (100 kg/d)					
	Alto (100 t/d)					
Tipo	Difuso			Tasas bajas pueden no ser detectadas		
	Puntos localizados					
	Fugas individuales localizadas		Se requieren grandes flujos; anomalías geoquímicas			
MONITOREO EN ECOSISTEMAS		Método de monitoreo				
Cuantificación de la fuga		Ecosistemas terrestres		Ecosistemas marinos		
Tasa	Bajo (100 g/d)					
	Intermedio (100 kg/d)		DC		DC	
	Alto (100 t/d)					
Tipo	Difuso		DC		DC	
	Puntos localizados					
	Fugas individuales localizadas		DC		DC	
MONITOREO REMOTO		Método de monitoreo				
Cuantificación de la fuga		Imágenes de satélite hiperspectrales aerotransportadas			Vuelos con sensores electromagnéticos	
Tasa	Bajo (100 g/d)					
	Intermedio (100 kg/d)					DC
	Alto (100 t/d)					
Tipo	Difuso					DC
	Puntos localizados					
	Fugas individuales localizadas					DC

Rojo oscuro: método idóneo; **Naranja:** poco idóneo; **Blanco:** no aplicable.
DC: Depende del caso; **DCA:** Depende del caso vs antecedentes

Fuente: (IEAGHG, 2012)

Tabla II.17
Técnicas aplicables a la exploración de almacenamientos geológicos de CO₂

Método	Técnica	Profundo	Superficial	Localización de la columna/migración	Procesos a escala fina	Fugas	Cuantificación	
Sísmico	Sismicidad superficial 3D/4D							
	Tiempo de la sismicidad superficial 2D							
	Imágenes acústicas	Sísmica superficial multicomponentes						
		Perfil <i>Boomer/sparker</i>						
		Imágenes acústicas de alta resolución						
	Well based	Monitoreo micro-sísmico						
		Sismicidad en pozos cruzados (<i>crosshole</i>) 4D						
Perfil vertical sísmico 4D								
Batimetría sonar	<i>Side scan sonar</i>							
Gravimetría	<i>Multibeam</i> ecosonoro							
	Tiempo de la gravimetría superficial							
Eléctrico/ Electromagnético	Tiempo de la gravimetría profunda							
	Electromagnética superficial							
	Electromagnética en el fondo del mar							
	Electromagnética en pozos cruzados (<i>crosshole</i>)							
	Pozo de perforación permanente							
	Tomografía de Resistencia Eléctrica (ERT) en pozos cruzados (<i>crosshole</i>)							
Geoquímico	Fluidos	Pozos/ muelles	Potencial eléctrico					
			Química del fluido					
			Medición pH					
	Marino	Atmosfera	Trazas					
			Química del agua					
	Gases	Atmosfera	Química de los flujos de burbujas					
			Detectores infrarrojos no dispersivos (NDIR) y Detección por infrarrojos (IR)					
			Detección por infrarrojos (IR), cerrados					
			Detección por infrarrojos (IR), abiertos					
	Suelo	Atmosfera	Covarianza de flujos turbulentos (covarianza Eddy)					
Flujo del gas								
Ecosistemas	Suelo	Concentración del gas						
		Estudios eco sistémicos						
Sensor remoto	Suelo	Imágenes hiperespectrales aerotransportadas						
		Interferometría de radar por satélite						
		Vuelos con sensores electromagnéticos						
Otros	Suelo	Registros geofísicos						
		Presión/Temperatura						
		Inclinometro (<i>Tiltmeter</i>)						

Rojo oscuro: método idóneo; Naranja: poco idóneo; Blanco: no aplicable.

Fuente: (IEAGHG, 2012)

II.2 Estado del Arte en el Análisis de Ciclo de Vida para CCS, CCS+EOR y EOR

El estudio de los impactos ambientales causados por una actividad humana se ha desarrollado como una disciplina dentro del campo de las ciencias ambientales, a partir de la necesidad de enfrentar problemas concretos de contaminación y degradación de recursos naturales. Desde el inicio del ambientalismo en los años setentas, organismos internacionales como el Banco Mundial fueron requiriendo este tipo de estudios en la autorización de créditos para proyectos de inversión, pasando de un simple dictamen elaborado por un experto en el tema a una evaluación ambiental formal y sistémica (Lacy, 2005). Muchos gobiernos, entre ellos el de México, adoptaron este enfoque preventivo, para establecer en sus regulaciones ambientales la obligatoriedad de presentar una Manifestación de Impacto Ambiental, previo a la autorización de un proyecto de obra.

Con el tiempo, los estudios para evaluar los impactos ambientales han incrementado su nivel de complejidad y ya no se restringen a los efectos directos de una actividad, sobre los cuales es posible distinguir una responsabilidad inequívoca por parte del promotor de una obra o proyecto, sino que han ampliado sus alcances para abarcar efectos indirectos, globales y de largo plazo. En los años noventa, la Sociedad de Toxicología y Química Ambiental (SECTA, por sus siglas en inglés) inició esfuerzos por establecer lineamientos técnicos y guías metodológicas para la evaluación de los efectos ambientales de un producto industrial “desde la cuna hasta la tumba”, determinando las bases conceptuales para lo que hoy se conoce comúnmente como “ciclo de vida” (SECTA, 1991 y SECTA, 1993).

En la definición del ciclo de vida de un producto o de una central de generación eléctrica, es necesario considerar el origen de los materiales constructivos, la totalidad de los procesos y operaciones unitarias que se realizan y que pudieran causar contaminación o degradación del medio ambiente, así como las fases de desmantelamiento y disposición final de residuos. Pero esta consideración puede extenderse de manera infinita, por lo que es necesario definir fronteras o límites al sistema en estudio. Igualmente, es necesario acotar las categorías de impacto ambiental que serán estudiadas así como definir con bases científicas los índices e indicadores de impacto a emplear (EPA, 2006).

El Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y SECTA están impulsando la unificación de las metodologías utilizadas alrededor del mundo, particularmente en la elaboración de los inventarios de ciclo de vida, los procesos de evaluación de impactos globales y la administración de estudios y bases de datos, por medio de la llamada *Iniciativa de Ciclo de Vida* (UNEP/SETAC, 2011). Esta iniciativa ha establecido las bases para que el análisis de ciclo de vida sea utilizado de una forma práctica en todo el mundo y para ello, se ha apoyado en la Organización Internacional de Estandarización (ISO), que creó la serie de estándares ISO 14040 (ISO, 2006).

El análisis de ciclo de vida es la única metodología de valoración de externalidades ambientales que cuenta con lineamientos expedidos por la ISO. Como se mencionó en el párrafo anterior, la primera serie ISO designada para la aplicación del análisis de ciclo de vida se desarrolló en 1997, pero en 2006 se reorganizaron los contenidos de la serie anterior derivando en la nueva norma ISO 14044. La nueva serie quedó de la siguiente manera:

- **ISO-14040:2006** donde están descritos los principios y aplicaciones del ACV
- **ISO-14044:2006** donde están definidos los requisitos y guías (se incluyen los elementos técnicos de las normas ISO 14041, ISO 14042 e ISO 14043)

En el año 2003, se creó en México un subcomité nacional para redactar las normas NMX-SSA-14040-IMNC-2008 y la NMX-SSA-14044-IMNC-2008, análogas a la serie ISO 14040, las cuales fueron aprobadas en el año 2008. Cabe aclarar que la aplicación de estas normas es de carácter voluntario.

Debido a la extensa cantidad de información numérica que es necesaria recopilar y analizar en la metodología de análisis de ciclo de vida, diversas instituciones y empresas han desarrollado programas de ordenación y explotación de datos para realizar este análisis de una forma eficiente. Algunos programas han sido desarrollados únicamente para la integración de los inventarios de ciclo de vida y otros incluyen también la evaluación del impacto e interpretación (Suppen *et ál.*, 2005).

El análisis de ciclo de vida de productos o servicios se ha convertido en una herramienta fundamental para la definición de estrategias industriales de baja intensidad de carbono, que ayuden a mitigar el cambio climático. La Comisión Europea ha concluido, de acuerdo a su comunicación COM(2003)302, que el análisis de ciclo de vida es la mejor herramienta disponible en la actualidad para evaluar los impactos ambientales potenciales de un producto, para lo cual creó una plataforma de información que estandariza y normaliza las bases de datos que se van generando en los distintos países europeos (EU, 2013).

Actualmente existen cerca de 40 programas de cómputo aplicables a los análisis de ciclo de vida, con bibliotecas inventarios de ciclo de vida, relativos a muy diversos productos y procesos, por lo que su selección requiere de una comparación basada en el número de bases de datos que contienen, su procedencia, calidad, facilidad de manejo y métodos de evaluación de impactos ambientales.

En la selección de un programa de cómputo que auxilie un estudio de ciclo de vida, es importante que el programa permita editar las bases de datos existentes e importar con facilidad base de datos nuevas. En la **Tabla II.18** se presentan algunos de los programas o ambientes computacionales de cálculo utilizados para el análisis de ciclo de vida, destacándose el programa **SimaPro**, que se empleó en el desarrollo de esta Tesis doctoral, en virtud de que el Centro Mario Molina posee una licencia de uso amplio, incluyendo diversos inventarios de ciclo de vida desarrollados para la industria de la energía.

Tabla II.18
Programas de cómputo para realizar Análisis de Ciclo de Vida

NOMBRE	COMPAÑÍA O INSTITUCIÓN	PAÍS	COMENTARIOS
Boustead	Boustead Consulting	EUROPA	Es una herramienta para el cálculo del inventario del ciclo de vida. Contiene una extensa base de datos.
Eco-it	Pré Consultants	PAÍSES BAJOS	Calcula la carga ambiental de un producto y pone de manifiesto que partes contribuyen más. Utiliza el Eco-indicador99. Fácil de usar. Dispone de base de datos propia y editable.
Ecoscan 3.0	TNO Industrial Technology	PAÍSES BAJOS	Analiza el impacto ambiental y el costo de los productos. Para implementación del ecodiseño de productos.
EDGE	Pacific Northwest National Laboratory	EUA	Proporciona guías para el diseño sostenible en proyectos.
Euklid	Fraunhofer-Institut	ALEMANIA	Orientado a estudios de ACV de productos industriales.
Gabi 4	PE Europe GmbH and IKP University of Stuttgart	ALEMANIA	Permite asociar costos económicos y aspectos sociales a los flujos. Puede analizar escenarios, variación de parámetros, análisis de sensibilidad y análisis de incertidumbre (Monte Carlo). Múltiples métodos de evaluación de impacto.
GEMIS 4.5	Öko-Institut	ALEMANIA	Programa para el análisis de ciclo de vida y base de datos de energía, material y sistemas de transporte. La base de datos es gratuita.
GREET	Department of Energy	EUA	Permite evaluar diversos motores y combinación de combustibles con base en el ciclo del combustible.
Miet 3.0	Centre of Environmental Science (CML)	PAÍSES BAJOS	Es una hoja de cálculo de Microsoft Excel para estimar el inventario de ciclo de vida y se basa en datos ambientales de Estados Unidos. Gratuito.
SIMAPRO	Pré Consultants	PAÍSES BAJOS	Utiliza múltiples métodos de evaluación de impactos. Contiene completas y variadas bases de datos documentadas con sus fuentes que pueden ser editadas y ampliadas. Los impactos los calcula de acuerdo a la ISO 14040. Puede comparar escenarios, variación de parámetros, análisis de sensibilidad y análisis de incertidumbre (Monte Carlo).
Team™ 4.0	Pricewaterhouse Coopers Ecobilan Group.	FRANCIA	Permite introducir información relativa a costos y editar la base de datos. Calcula inventarios e impactos según la norma ISO 14040. Permite hacer análisis de escenarios y análisis de sensibilidad.
Umberto	Institute for Environmental Informatics	ALEMANIA	Para realizar ecobalances empresariales, extensa y flexible base de datos. Permite el análisis multi-producto y la introducción de costos económicos.
LCA.Light Tool	ABB Corporate Research	SUECIA	Calcula impactos ambientales de materiales, energía y transporte

Fuente: U.S. Environmental Protection Agency y PRÉ Consultants.

II.2.1 Estudios de ciclo de vida para combustibles fósiles y plantas de generación de electricidad

Los estudios de ciclo de vida se han realizado extensamente en la industria de la energía a nivel mundial. Para efectos prácticos, los realizados en Europa y Estados Unidos son los que pudieran ser más útiles en un proyecto CCUS mexicano, dada la simetría y relación comercial y tecnológica de las industrias del sector energético de México con empresas de esos países. En

México sólo se han realizados estudios prospectivos de ciclo de vida en la CFE y PEMEX, mismos que aún no se publican ni están normalizados.

Los inventarios más completos y certificados bajo las normas ISO referidas en el apartado anterior son los del centro suizo Ecoinvent, una organización sin fines de lucro que en el 2011 publicó un compilado de sus bases de datos y estudios para sistemas de energía, aplicables a Suiza y Europa (Ecoinvent, 2011). En Estados Unidos, el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética, del Departamento de Energía (NETL, por sus siglas en inglés), es el responsable de realizar los estudios de ciclo de vida del sector y cuenta con vastas bases de datos de los energéticos que emplean, incluyendo los importados de México, y las opciones tecnológicas que se aplican o están en desarrollo en ese vecino país (DOE-NETL, 2010).

Los inventarios de *Ecoinvent* y NETL más relacionados con las tecnologías CCS y EOR que se evaluará en esta Tesis doctoral son los ligados al petróleo y al gas natural. En las bases de datos respectivas se incluyen los siguientes aspectos:

- ✓ Producción de derivados petrolíferos para uso energético y no energético
- ✓ Producción de energía térmica y electricidad
- ✓ Producción de petróleo o gas natural, incluyendo actividades de exploración, producción de crudo, purificación de gas amargo, transporte a grandes distancias, refinación, distribución regional y uso de petrolíferos en calderas industriales, domésticas y plantas de generación eléctrica
- ✓ Inventarios de emisiones o liberación de contaminantes al aire, agua y suelo (residuos)
- ✓ Inventario de materiales y recursos (incluyendo uso del suelo) empleados en las actividades listadas

NETL publica periódicamente sus resultados y pone a disposición del público sus bases de datos en la Internet. Ecoinvent por su parte va publicando y vendiendo conjuntos de bases de datos; en la actualidad está comercializando la versión 2.2 que tiene más de 4 mil inventarios de ciclo de vida que ofrece en el formato *EcoSpold*, compatible con *SimaPro* y transformable a archivos tipo Excell de Microsoft.

II.2.2 Revisión de Estudios de Ciclo de Vida de la Captura, Uso y Almacenamiento Geológico de Bióxido de Carbono (CCS, CCUS y EOR)

En la literatura especializada, los estudios de ciclo de vida sobre el uso de las tecnologías CCS, CCUS (CCS+EOR) y EOR son cada vez más frecuentes, aunque existen muy pocas plantas de captura de escala industrial operando o en construcción que sirvan de referencia directa y real. La gran mayoría de los estudios se han publicado en la última década y fueron realizados principalmente en Europa, Japón y los Estados Unidos de América, usando como referencia plantas de generación eléctrica que emplean carbón o gas natural como combustible.

La variedad tecnológica de las plantas de referencia es grande tratándose de carboeléctricas, ya que son usuales las comparaciones realizadas entre plantas integrales de gasificación con ciclo combinado (IGCC por sus siglas en inglés), plantas de carbón pulverizado Supercríticas, Ultra-Supercríticas, de combustión asistida con oxígeno (oxy-fuel) y convencionales. En el caso de las termoeléctricas que usan gas natural como combustible, la referencia es invariablemente la planta de ciclo combinado (NGCC por sus siglas en inglés). Por lo general, en los 20 estudios referidos en las **Tablas II.19** y **II.20**, la unidad funcional en los estudios de ciclo de vida sobre CCS es la electricidad despachada, empleando como métrica la de 1 MWh, en el caso de CCUS (CCS+EOR) y EOR, se utiliza como unidad funcional a los barriles de petróleo o bbl. La calidad y el origen del combustible empleado igualmente varía mucho, distinguiéndose la antracita, el carbón bituminoso y el lignito, por el contenido decreciente de carbono que poseen, mientras que en el gas natural no se especifican diferencias; así, en tipo de combustibles, hay una ausencia de estudios de ciclo de vida en esta temática que refieran al gas de lutitas (*Shale Gas*), el coque de petróleo y el combustóleo, combustibles que se emplean o se podrían emplear en México en la industria eléctrica.

Con respecto a las tecnologías de captura post-combustión, casi en su totalidad las plantas referidas son las que emplean mono-etanolamina (MEA, por sus siglas en inglés). En muy pocos estudios son referidos otro tipo de solventes o variaciones en la formulación de las soluciones de MEA empleadas para la captura (ej. Singh *et ál.*, 2011). Las soluciones de MEA (HO-CH₂-CH₂-NH₂) incorporan inhibidores, antidegradantes y enzimas para aumentar su eficiencia y durabilidad en el proceso de captura, cuya composición es raramente develada pues forma parte de las patentes industriales con que se comercializan estos productos (Fujita *et ál.*, 2013).

El bióxido de carbono, como producto de la captura, se obtiene a diversas temperaturas, presiones y concentraciones, siendo además posible que las corrientes ricas en CO₂ tengan impurezas (compuestos de azufre, óxidos de nitrógeno, MEA, etc.); todos estos parámetros físicos y químicos afectan su compresión, transporte e inyección en formaciones geológicas. En las **Tablas II.19** y **II.20** se muestran los estudios de ciclo de vida compilados y revisados:

- ✓ **14** estudios de ciclo de vida de **CCS**
- ✓ **5** estudios de ciclo de vida de **CCS+EOR**
- ✓ **1** estudios de ciclo de vida de **EOR**
- ✓ **3** estudios con **meta-análisis** de estudios de ciclo de vida **CCS**

En el reporte más reciente de un estudio con meta-análisis, publicado por la Universidad de Yale (Schreiber *et ál.*, 2012), se incluyen 15 estudios de ciclo de vida de CCS y se excluyen de manera intencional los estudios de ciclo de vida EOR ó CCS+EOR, con el fin de mantener los criterios de comparabilidad con que realizaron el análisis, ya que la unidad funcional en este tipo de estudios puede ser la cantidad de petróleo obtenido, medida en m³ (Aycaguer *et ál.*,

2001) y en kg (Hertwich *et ál.*, 2008 y Wilson *et ál.*, 2007) o las toneladas de CO₂ geológicamente almacenadas⁶ (NETL, 2010) *versus* el MWh generado en los otros.

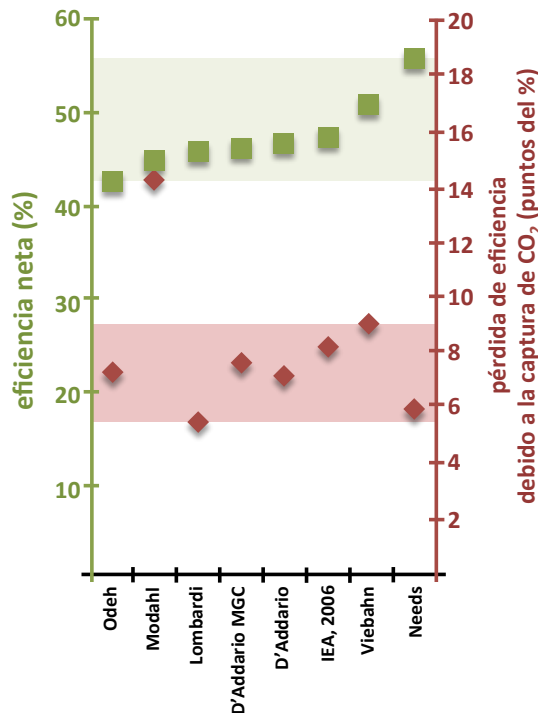
En otro estudio con meta-análisis, realizado en 2011 por el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley de los Estados Unidos, se menciona la revisión de poco más de 50 estudios de ciclo de vida (no referenciados en el artículo de divulgación) y la selección de 11 de ellos para comparar 23 plantas distintas de generación de electricidad *con* y *sin* sistemas de captura de bióxido de carbono (NETL, 2010). El estudio con meta-análisis más antiguo reporta 10 estudios de ciclo de vida, sin incluir plantas de generación con gas natural, fue elaborado en 2009 por la Universidad de Surrey en el Reino Unido (Zhang, 2009).

Siendo el objetivo principal de la tecnología CCS la remoción de la mayor cantidad posible de bióxido de carbono, el primer parámetro que se fija en la mayoría de los estudios revisados es el porcentaje de CO₂ removido, el cual se estima en un valor igual o superior al 90%. Esta remoción tiene implícita una penalidad energética impuesta por el proceso de captura con MEA, que en el caso de una termoeléctrica de gas natural con ciclo combinado varía en un rango de 5 a 10 puntos porcentuales como se muestra en la **Figura II.20**, sin que se pueda establecer una correlación directa con la eficiencia neta de la planta modelada.

La reducción en la eficiencia neta de una planta NGCC con CCS en post-combustión está asociada a la elevación del costo nivelado de la electricidad. Estudios recientes de la Universidad Carnegie Mellon muestran que la tonelada de bióxido de carbono debe de valer mínimamente \$125 dólares americanos, como impuesto o bono de carbono, para que una planta nueva de ciclo combinado con gas natural incorpore el proceso de captura de CO₂. Este valor es calculado considerando que la planta despacha energía de base y que los costos nivelados de la electricidad con CCS se incrementan alrededor del 15% para oscilar entre 25 y 46 dólares americanos por MWh (Rubin *et ál.*, 2012).

⁶ En este estudio, la unidad funcional es referida como la cantidad de CO₂ almacenado finalmente en una formación geológica, considerando un periodo de 30 años de inyección para fines EOR y una estanqueidad de 100 años como mínimo.

Figura II.20
Efecto de la captura de CO₂ en la eficiencia de una planta de generación eléctrica empleando gas natural

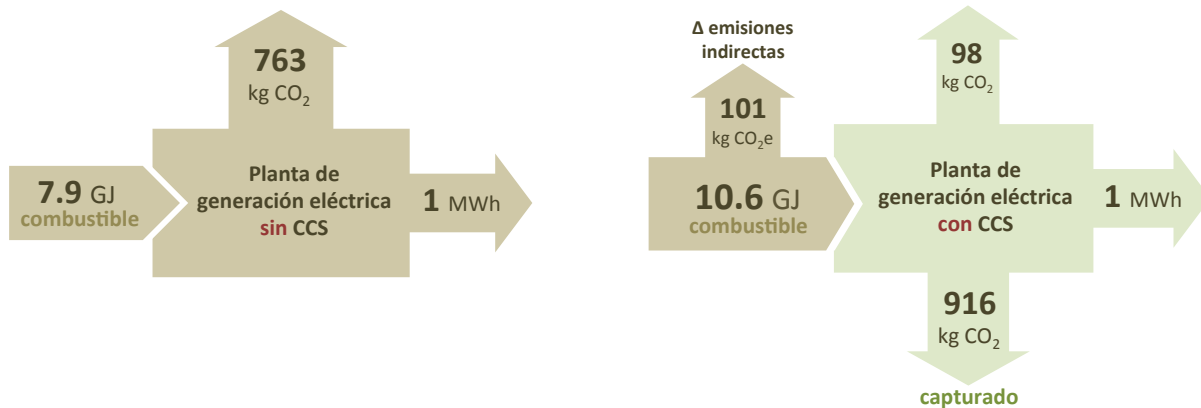


FUENTE: Marx *et ál.*, 2011

En términos numéricos, la **Figura II.21** muestra un promedio de los valores incluidos en 23 estudios de ciclo de vida CCS donde la unidad funcional es 1 MWh despachado. La tecnología CCS requiere de mayor energía “aguas arriba” del proceso de captura, así que las emisiones de gases de efecto invernadero a controlar aumentan de manera indirecta.

La empresa StatoilHydro ha explorado la posibilidad de compensar esas emisiones indirectas empleando biocombustibles provenientes de la industria maderera, para generar el vapor requerido por una planta de captura con MEA (Modahl *et ál.*, 2010), lo cual efectivamente reduce simultáneamente la emisión de CO₂ directo e indirecto en un 50% aproximadamente. En el estudio referido se explora un diseño integral, de alta eficiencia, para aprovechar al máximo el calor generado por la planta de ciclo combinado, ya que el gas empleado proviene de plataformas marinas ubicadas a grandes distancias de la termoeléctrica. Esta última opción tiene menores impactos ambientales en las categorías de calentamiento global y acidificación, pero obedece a condiciones geográficas y tecnológicas muy específicas para el caso noruego; aún así, abre posibilidades de lograr un *eco-* diseño industrial óptimo.

Figura II.21
Flujo de energía y gases de efecto invernadero al despachar 1 MWh
con y sin captura de CO₂
(promedio de 23 estudios de ciclo de vida)



FUENTE: Sathre *et ál.*, 2011

A continuación se muestran por separado los aspectos más relevantes de los estudios compilados y analizados, atendiendo a la definición de las fronteras industriales en el Ciclo de Vida, puntualizando las operaciones y procesos unitarios involucrados, y las categorías de impacto ambiental cubiertas, sus indicadores y el manejo numérico y estadístico empleado.

II.2.2.1 Fronteras

En la **Tabla II.19** se comparan las fronteras de los estudios recopilados y destaca en primer término el énfasis dado a las fases constructivas y operativas, atendiendo a la definición clásica de la tecnología CCS: Captura, Transporte y Almacenamiento. La fase constructiva presenta por lo general impactos menores e inclusive despreciables comparados con la fase operativa, considerada en horizontes de tiempo que van de 25 a 50 años.

Durante la operación, hay que tener en cuenta la diferencia entre bióxido de carbono evitado y capturado, en especial con las prácticas de EOR, pues éstas últimas requieren de una separación al pie de pozo del CO₂ para su recirculación, incrementándose la penalidad energética y las emisiones de otros gases asociados, como el metano (Aycaguer *et ál.*, 2001). En los estudios CCS+EOR las fronteras se pueden extender demasiado pues la lejanía de los pozos de inyección podría involucrar generación de electricidad *in situ* para operar las compresoras o la importación de electricidad de otras plantas de generación que pueden no contar con captura de bióxido de carbono (Hertwich *et ál.*, 2008).

Tabla II.19
Fronteras y cobertura temática de los estudios de ciclo de vida CCS, CCUS (CCS+EOR) y EOR

Fronteras		Singh et al. (2011) a y b	Nie et al. (2011)	Spath et al. (2001)	Khoo y Tan (2006)	Khoo y Tan (2006)	Odeh et al. (2007)	Viebahn et al. (2007)	Pehnt et al. (2009)	Koornnef et al. (2008)	Modahl et al. (2011)	Wildbolz (2007)	Lombardi (2003)	Nagashima et al. (2011)	Aycaguer et al. (2001)	Hertwich et al. (2008)	Suebsiri et al. (2006)	Jaramillo et al. (2009)	Stanley et al. (2012)	NETL (2010)	No.	
CCS, CCUS (CCS+EOR) o EOR		CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR
Preparación del Sitio																						0
Construcción	Construcción de la planta de generación eléctrica						X	X	X	X	X		X			X				X		8
	Construcción de la Planta de Captura de CO2			X			X	X		X	X		X	X		X				X		9
	Construcción de líneas para transporte de CO2	X		X			X	X	X	X	X	X				X				X		11
	Construcción de Instalaciones de Inyección y pozos	X						X			X	X				X				X	X	7
	Construcción de instalaciones para EOR																					X
Operación	Minería y procesamiento del combustible		X	X	X	X	X	X	X	X	X		X						X			11
	Transporte del combustible		X	X	X	X	X	X	X	X	X		X						X	X		12
	Operación de la planta de generación eléctrica	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X			X	X		15
	Captura de CO2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X	X	X	X	X		16
	Transporte y compresión del CO2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X		16
	Almacenamiento Geológico de CO2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X	18
	Operaciones EOR															X	X	X	X	X	X	6
	Transporte de petróleo crudo, refinamiento, transporte del producto, uso del producto final.																		X	X		2
Cierre	Desmantelamiento de la planta de generación eléctrica						X	X	X	X	X		X									6
	Desmantelamiento de la planta de captura							X			X		X									3
Monitoreo Post-Cierre																					X	1

Son sólo seis los estudios que consideran la fase de desmantelamiento de instalaciones después de su vida útil. Es común que las plantas de generación eléctrica extiendan su vida útil a través de repotenciones o cambios de combustible y ampliación, maximizando el capital invertido en la adquisición de los terrenos o derechos de vía para instalar la planta, los ductos, carreteras y líneas de ferrocarril de suministro de materias primas, combustible y el transporte de CO₂ así como la red de distribución de electricidad. Es poco realista entonces suponer que después de 30 años de uso, período en el que comúnmente se evalúan económica y financieramente estas plantas industriales, se van a desarmar las instalaciones y se procedería a una remediación de los sitios involucrados.

Las fases de preparación del sitio y posterior monitoreo del mismo no se incluyen en los estudios referenciados. La preparación del sitio, cuando se trata de explorar yacimientos petroleros puede ser altamente impactante al medio, al igual que lo es la construcción de los desarrollos lineales; particularmente tratándose de ductos de suministro de gas, líneas dedicadas de ferrocarril para mover el carbón y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. El monitoreo del sitio, una vez almacenado el CO₂ en el yacimiento, es la tarea de mayor importancia para la ciudadanía, así que debe llevarse a cabo con instrumental sofisticado y durante un largo período de tiempo, por lo que esta etapa no debe ser desdeñada.

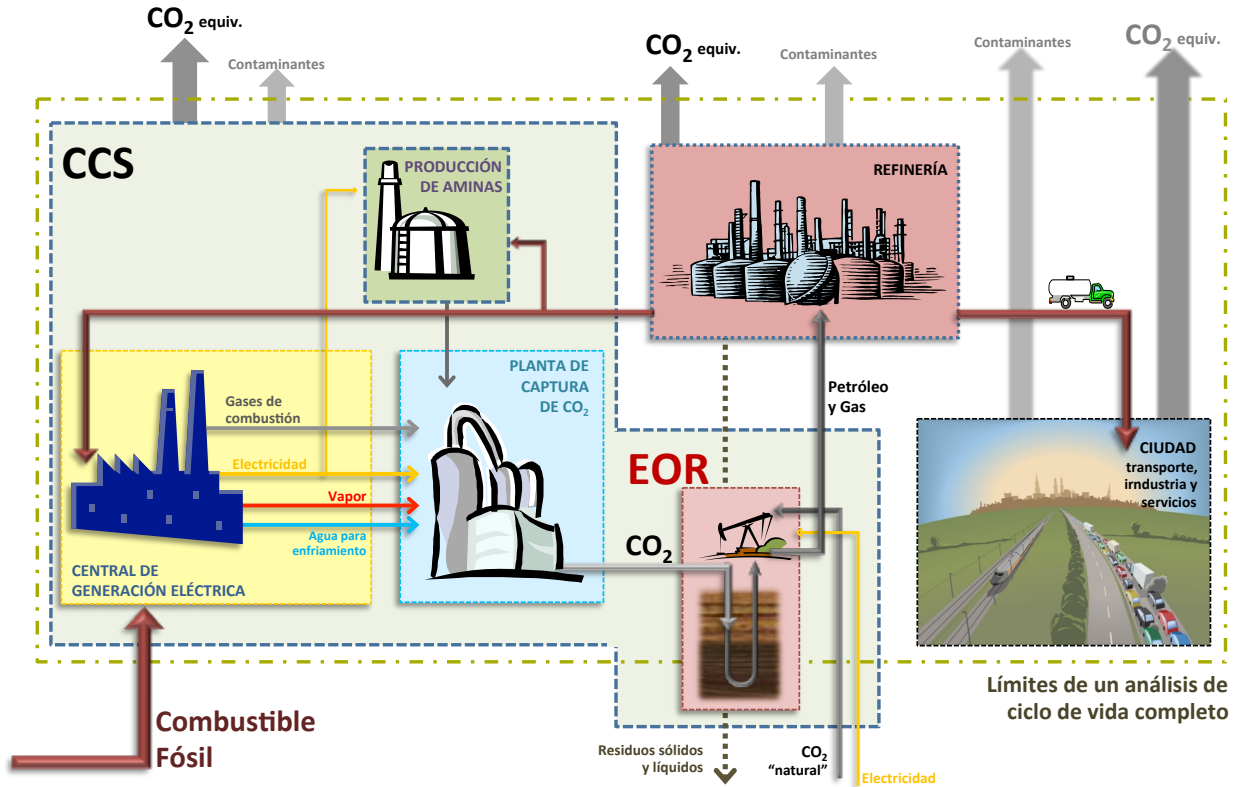
Algunos estudios incluyen la vigilancia de los ductos y redes de distribución, así como su mantenimiento, pues se emplean amplios recursos humanos y logísticos, entre ellos helicópteros con altos consumos de energía. Esta área, al igual que la de monitoreo, tiene importantes oportunidades de ahorro de energía si se considera el uso de sensores satelitales, robótica o vehículos propulsados por biocombustibles o electricidad proveniente de plantas eólicas, hidráulicas, geotérmicas y solares de baja intensidad de carbono.

Todos los estudios de CCS referenciados tienen como unidad funcional un kilowatt-hora (kWh) y en todos los estudios que incluyen EOR, su unidad funcional es un barril de petróleo (bbl); aunque un estudio emplea un metro cúbico estándar de petróleo (Sm³), que equivale a 6.29 bbl (Hertwich *et ál*, 2008).

En la **Figura II.22** se ilustran las fronteras posibles de un análisis de ciclo de vida para operaciones industriales tipo CCUS. En un análisis típico CCS+EOR, sombreado en verde, es posible limitar la complejidad del modelo, para evitar los impactos derivados de la producción y uso de petroquímicos, particularmente combustibles vehiculares e industriales, empleados posteriormente en múltiples sistemas de transporte, modos de transporte e industrias y servicios urbanos.

La fase de recuperación mejorada de petróleo (EOR) tradicionalmente emplea bióxido de carbono “natural”, separado de pozos productivos de petróleo o gas, o extraído de yacimientos con CO₂ de origen geológico. En esta tesis doctoral se analizó esta práctica común para establecer el caso de referencia, ya que es parte del plan de negocios de PEMEX para cuando las reservas convencionales y de transición declinen.

Figura II.22
Fronteras posibles del enfoque de ciclo de vida en operaciones CCUS



Solo cinco de los estudios publicados de Ciclo de Vida de la Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂ incorporan las actividades relacionadas con la recuperación mejorada de petróleo; y sólo uno se refieren exclusivamente a las operaciones EOR de manera exclusiva (DOE-NETL, 2010). En la comparación de estos estudios, se observa que las operaciones EOR son consideradas desde la óptica de almacenamiento geológico final, contribuyendo a la mitigación de gases de efecto invernadero, que es uno de los objetivos específicos de esta tesis doctoral.

En el campo SACROC, de Texas, EUA, dos tercios del CO₂ inyectado queda confinado en el yacimiento (Jaramillo *et ál.*, 2009), mientras que en la operaciones de Weyburn, Canadá, y en las de Wyoming, EUA, se reporta un almacenamiento final superior al 98.5%, ya que si bien se recicla normalmente el 60% del CO₂ comprado, las pérdidas del sistema cerrado EOR pueden ser tan inferiores como el 0.3% (Melzer, 2012). Hay que considerar que el suministro de CO₂ en una operación EOR es el gasto más importante para la producción de petróleo, por lo que la hermeticidad del sistema es una prioridad operativa y también, si se desea ver desde esta óptica, es una prioridad en las estrategias de mitigación climática.

Tabla II.20
Categorías de impacto ambiental contempladas en los estudios de ciclo de vida CCS, CCUS (CCS+EOR) y EOR

Categorías de Impacto	Singh et al. (2011) a y b	Nie et al. (2011)	Spath et al. (2001)	Khoo y Tan (2006)	Khoo y Tan (2006)	Odeh et al. (2007)	Viebahn et al. (2007)	Pehnt et al. (2009)	Koornnef et al. (2008)	Modahl et al. (2011)	Marx J. et al. (2011)	Wildbolz (2007)	Lombardi (2003)	Nagashima et al. (2011)	Aycaguer et al. (2001)	Hertwich et al. (2008)	Suebsiri et al. (2006)	Jaramillo et al. (2009)	Stanley et al. (2012)	NETL (2010)	No.	
CCS, CCUS (CCS+EOR) o EOR	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	CCS+EOR	
Potencial de Calentamiento Global	X	X	X	X	X		X		X	X	X	X				X			X	X	X	13
Emisiones de GEI						GEI	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	GEI					CO ₂	CO ₂	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	CO ₂ , CH ₄	CO ₂	CO ₂	CO ₂	CO ₂	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆	11
Acidificación	X	X		X	X				X	X	X	X				X			X	X	X	9
Eutroficación	X	X		X				X	X	X	X	X							X	X	X	8
Toxicidad a humanos	X	X		X	x (Carcinogénicos)			X	X		X	x (Carcinogénicos)							X	X	X	8
Consumo de recursos				X	x (combustibles fósiles)	X						x (combustibles fósiles y minerales)									Agua	5
Demanda de energía								X		X	X								X	X	X	5
Ecotoxicidad	X	X			X				X			X							X	X	X	6
Oxidación fotoquímica		X							X	X	X								X	X	X	5
Agotamiento de la capa de ozono		X							X			X							X	X	X	4
Balance energético			x																			1
Desechos				X																		1
Contaminantes atmosféricos (no GEI)						X										CO, NO _x , SO ₂ , NH ₃				CO, NO ₂ /NO _x , SO ₂ , O ₃ , VOCs, PM, Pb	3	
Eficiencia del Ciclo de Vida						X																1
Agotamiento abiótico		X							X										X	X	X	3
Uso de suelo												X									X	2

II.2.2.2 Categorías Ambientales

Los estudios de ciclo de vida recopilados poseen un espectro muy amplio de categorías ambientales, aunque el común denominador se ubica en el calentamiento global, la acidificación terrestre, la eutroficación de cuerpos de agua y la formación de contaminantes fotoquímicos secundarios, como son el ozono o las partículas fracción respirable. Algunos estudios, principalmente los europeos, incluyen impactos ambientales debidos a la toxicidad, pero este tipo de categoría posee un grado de incertidumbre muy alto pues dependen de datos regionales derivados de estudios epidemiológicos o estudios de ecotoxicidad en plantas y animales que son por lo general escasos y de cobertura limitada, dada la vastedad de ecosistemas posibles a impactar (ver **Tabla II.20**).

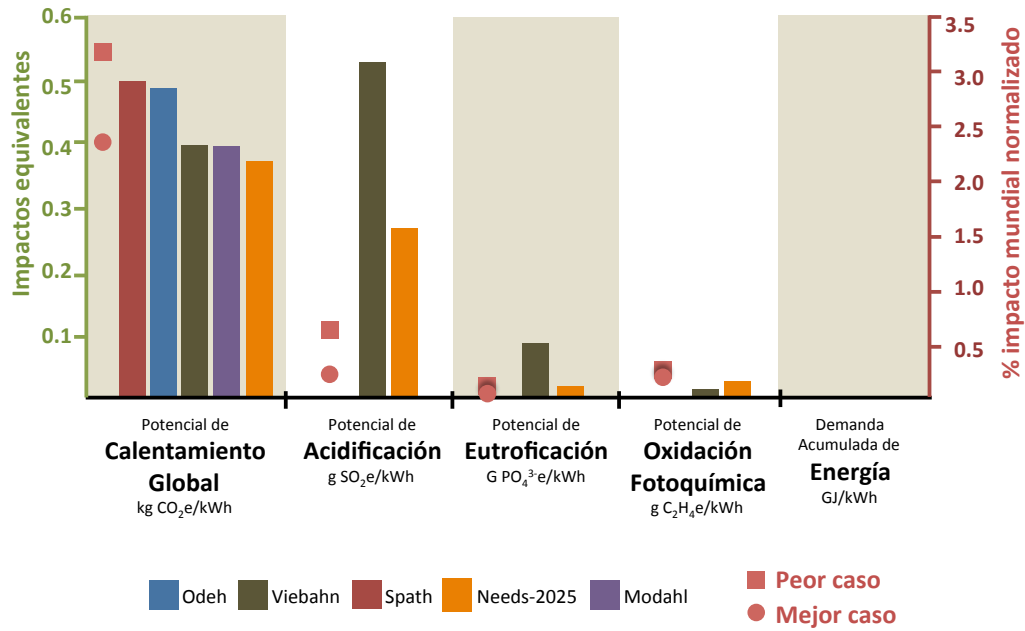
En las **Figuras II.23 y II.24** se muestra una síntesis de los estudios que analizaron plantas termoeléctricas que queman gas natural, con y sin procesos de captura de CO₂. Las gráficas muestran valores relativos y normalizados, lo que facilita su comparación. En la mayor parte de los estudios de ciclo de vida realizados para CCS es evidente que existe un beneficio en materia de cambio climático pero un incremento en otros impactos ambientales, sin importar la tecnología de captura, el horizonte de tiempo evaluado o el combustible empleado. En su meta-análisis de CCS (Schreiber *et ál.*, 2012) identifica tres aspectos que determinan la magnitud de los impactos ambientales:

- Eficiencia de la planta de generación eléctrica y la penalidad energética del proceso de captura
- Eficiencia de la captura y pureza del CO₂ obtenido
- Origen y composición del combustible empleado en la planta de generación eléctrica

Como se espera que la tecnología CCS esté comercialmente disponible hasta el año 2020, las plantas de referencia fueron seleccionadas en los estudios recopilados con el criterio BAT (*Best Available Technology*), que en el caso de plantas que queman gas natural se refiere a las plantas de ciclo combinado clase F, con eficiencias superiores al 55%.

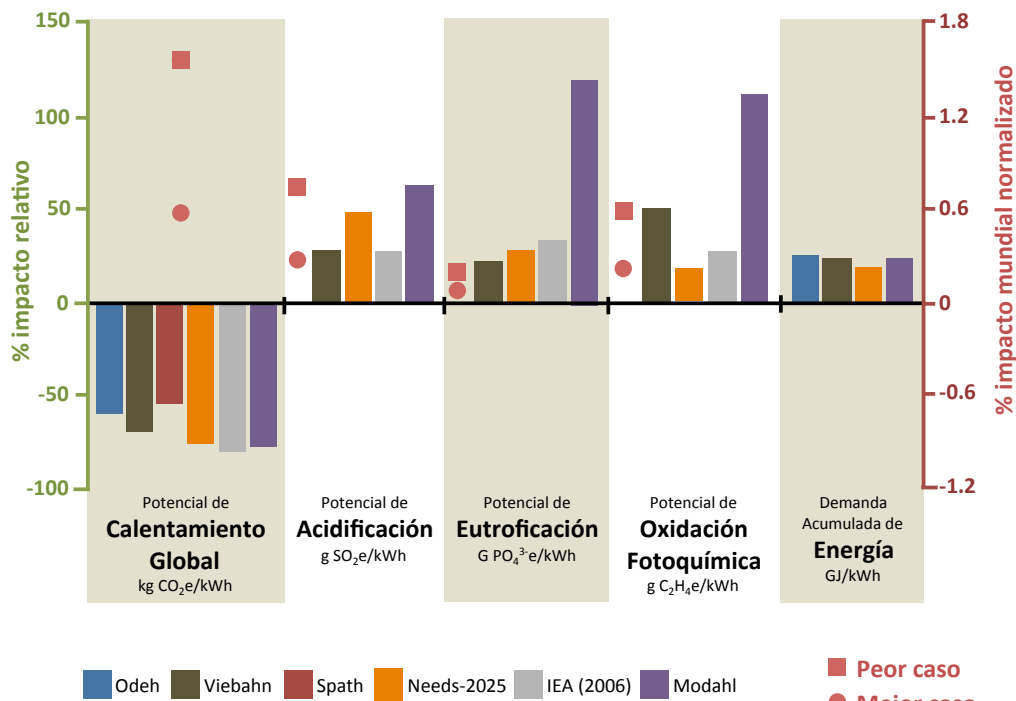
En la **Figura II.25** se puede visualizar cuál es la contribución teórica a las distintas categorías de impacto ambiental, de la construcción de infraestructura, la producción de insumos y las emisiones de una termoeléctrica tipo NGCC de última generación, donde se hace la remoción de un millón de toneladas anuales de CO₂ (Singh, 2011). En este ejemplo, se captura el 90% del bióxido de carbono de la chimenea con aminas, empleando 1.6 kg de MEA/ton CO₂. La penalidad energética de la planta es del 8% y se controlan por igual las partículas (-42%) y las emisiones gaseosas de SO₂ (-99.9%). Sin embargo, se emite 11% más de óxidos de nitrógeno, así que los impactos de la operación de la termoeléctrica o de las emisiones de combustión, son mayores en las categorías relacionadas con la formación de contaminantes fotoquímicos y partículas secundarias, acidificación y eutroficación.

Figura II.23
Impactos ambientales de una planta tipo NGCC sin captura de CO₂



Fuente: Marx *et ál.*, 2011

Figura II.24
Impactos ambientales de una planta tipo NGCC con captura de CO₂



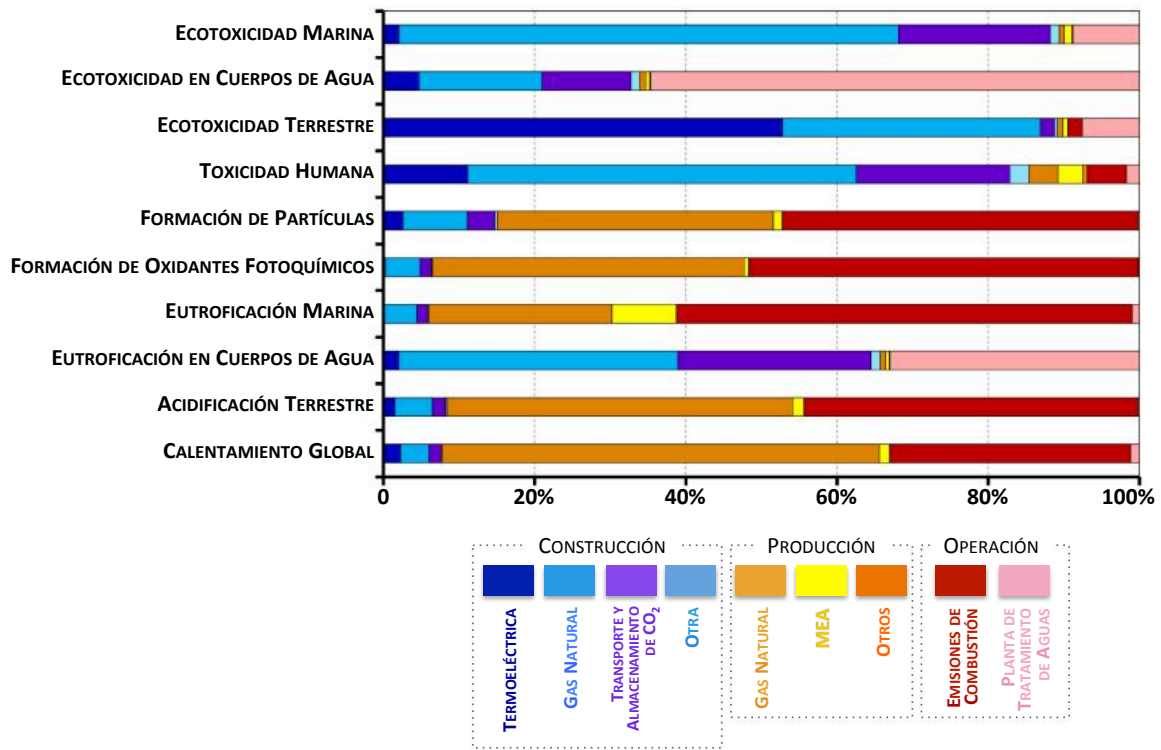
Fuente: Marx *et ál.*, 2011

Otro impacto relevante es el relacionado con la toxicidad a los humanos y los ecosistemas, proveniente de la producción de la MEA y la planta de captura que al emplear este solvente lo libera como parte del efluente gaseoso. La toxicidad equivalente de la MEA está relacionada con el diclorobenceno (C₆H₄Cl₂), un plaguicida orgánico lipófilo clasificado como cancerígeno, a través del siguiente factor:

$$1 \text{ kg MEA} = 0.24 \text{ kg 1,4-diclorobenceno equivalente}$$

Destaca la gran contribución que en ciclo de vida tiene la producción de gas natural al calentamiento global; cerca del 60% de las emisiones de CO₂ por kWh despachado en la planta NGCC de referencia provienen de la huella de carbono del combustible. La extracción, endulzamiento y compresión de gas natural para abastecer una termoeléctrica puede tener un impacto significativo al ambiente por la energía requerida en esos procesos, en especial si existen emisiones fugitivas de metano, ya que este gas tiene un radiamiento forzativo 25 veces superior al bióxido de carbono.

Figura II.25
Contribución a los impactos ambientales de las distintas fases industriales de una operación CCS con base en una termoeléctrica tipo NGCC



Fuente: Elaboración propia con base en Singh *et ál.*, 2011

En la **Tabla II.21** se muestran las características operativas promedio de los pozos EOR en los Estados Unidos (DOE-NETL, 2010); la columna de la extrema derecha, construida con base en modelos y datos experimentales, indica el estado del arte en la inyección de CO₂ en operaciones EOR. La tendencia en esta industria es la de inyectar de una manera más controlada, precisa y abundante, aumentando la intensidad energética y de carbono por barril extraído. Como la vida del campo petrolero se prolonga, el efecto total de almacenamiento geológico de CO₂ es mayor. Si el CO₂ empleado es de origen natural, no hay beneficios ambientales, si es de origen antropogénico, se puede compensar el impacto global de calentamiento como se puede deducir del cuadro color verde aguamarino en la **Figura II.26**.

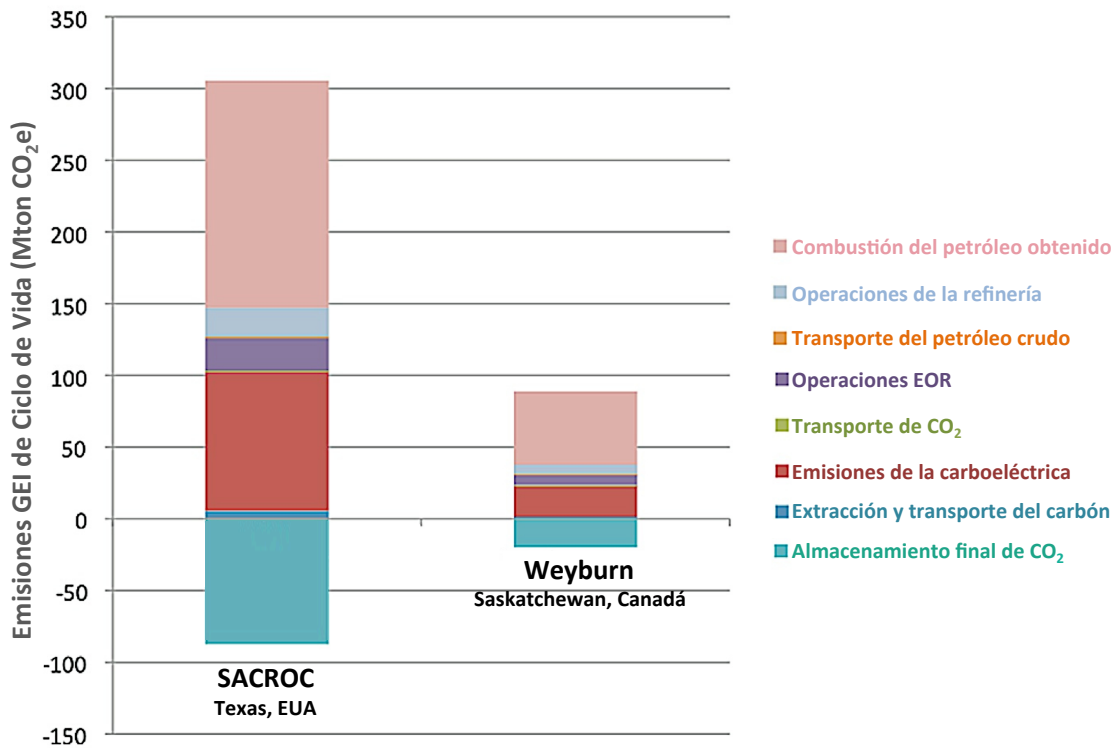
Tabla II.21
Características operativas de ciclo de vida en una operación promedio EOR con CO₂ en EUA

Escenarios operacionales EOR con CO ₂	Histórico	Mejor práctica actual	Alta inyección de CO ₂
Duración de la inyección de CO ₂ (años)	7	25	36
Volumen de CO ₂ inyectado como porcentaje del volumen de hidrocarburo del poro (HCPV)* en el yacimiento objetivo	0.4	1.0	1.5
Porcentaje del petróleo recuperado del volumen original estimado en el yacimiento (OOIP por sus siglas en inglés)	12%	17%	21%
Porcentaje de CO ₂ reciclado	60%	71%	78%
Cantidad de CO ₂ almacenado por barril extraído (kg CO ₂ /bbl)	200	230	210
Gases de efecto invernadero emitidos por barril extraído (kg CO ₂ e/bbl)	51	71	95

NOTAS: *El **HCPV** (*Hydrocarbon Pore Volumen*) es el volumen del poro en el yacimiento originalmente lleno de petróleo o aceite. Se calcula con la fórmula siguiente: $\Sigma A \cdot h \cdot \varphi \cdot (1 - S_{w_i})$, donde A=área superficial, h=espesor, φ =porosidad y S_{w_i} =saturación inicial de aceite expresado como fracción.
OOIP. *Original Oil In Place*.

Fuente: (DOE-NETL, 2010)

Figura II.26
Emisiones GEI en Ciclo de Vida de las operaciones CCS+EOR



Fuente: (Jaramillo *et ál.*, 2009)

Con base en los datos operativos de los campos EOR más estudiados en EUA y Canadá, SACROC y Weyburn respectivamente, las emisiones directas de gases de efecto invernadero en ciclo de vida para operaciones CCS+EOR representan aproximadamente el 5% del total, considerando también la refinación y quema final del petróleo obtenido, mientras que el almacenamiento geológico final puede ser del orden del 20%, dando un resultado de mitigación global del 15%. Cabe aclarar que en estos ejemplos, el CO₂ del campo SACROC es de origen natural y el de Weyburn es de origen industrial, proveniente de la gasificación de carbón mineral. Igualmente, los resultados de los estudios de ciclo de vida mostrados en la **Figura II.24** extienden sus fronteras de análisis a las operaciones extractivas y de transporte del carbón.

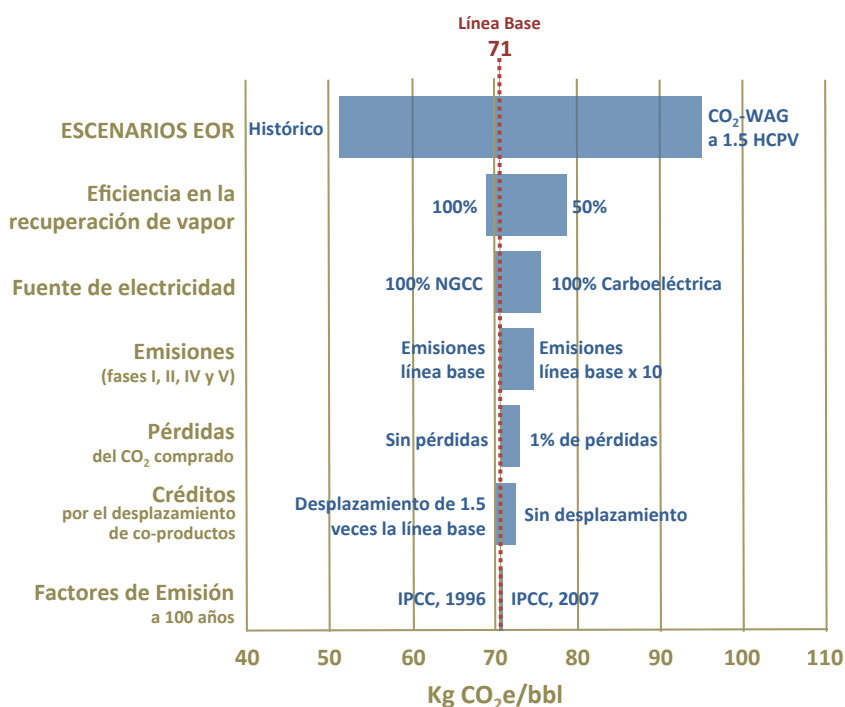
Las emisiones de la operación EOR varían de un campo a otro, particularmente si la electricidad consumida es producida *in situ*, ya que la eficiencia de una planta de generación pequeña es menor a la de una planta de escala industrial (>300 MW instalados). Si la planta de generación eléctrica *in situ* opera, por ejemplo, con diesel, las emisiones de CO_{2e} se multiplan casi diez veces en comparación con la electricidad tomada de una planta NGCC⁷ convencional (Hertwich *et ál.*, 2008). Igualmente puede suceder con

⁷ NGCC, *Natural Gas Combined Cycle*, planta de generación eléctrica a gas natural de ciclo combinado

las emisiones de contaminantes criterio, particularmente con el bióxido de azufre si el combustible empleado es de bajas especificaciones ambientales.

En el análisis de sensibilidad de los resultados obtenidos en un estudio de ciclo de vida “gate to gate” (desde la puerta de salida del CO₂ en una central termoeléctrica hasta la puerta de la refinería) de las prácticas EOR con CO₂ en los Estados Unidos, realizado por el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética (NETL, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía del gobierno estadounidense, se indica que las prácticas operativas influyen sensiblemente en las emisiones finales de gases de efecto invernadero por cada barril de petróleo obtenido (DOE-NETL, 2010). Los resultados generales del estudio de sensibilidad se muestran en la **Figura II.27**, destacando que es relevante que en la cadena productiva se escojan las mejores prácticas y tecnologías para reducir la intensidad de carbono de la operación total, como puede ser la recuperación del vapor liberado en los pozos productivos, el desplazamiento comercial del gas natural como co-producto de la operación EOR —que reduce la producción *offshore* de gas natural, generando así créditos de reducción de emisiones— o la generación eléctrica con combustibles no fósiles.

Figura II.27
Análisis de sensibilidad de las emisiones GEI
en Ciclo de Vida de las operaciones EOR



NOTA: Las Fases I, II, IV y V se refieren a las actividades involucradas en la evaluación del sitio (I), la fase constructiva (II), el cierre de los pozos (IV) y el monitoreo después de la clausura (V)

Fuente: (DOE-NETL, 2010)

Un estudio recientemente publicado para una posible operación CCS+EOR en México, estima que la utilización del CO₂ capturado en una carboeléctrica en la recuperación mejorada de petróleo, en comparación con un almacenamiento directo en un acuífero salino, tiene prácticamente los mismos beneficios en la mitigación de gases de efecto invernadero. De una emisión original de 1.022 kg de CO₂e por kW generado en una carboeléctrica convencional⁸, con la sola práctica CCS en acuífero salino se reduciría la emisión a 0.257 kgCO₂e/kW versus 0.254 kgCO₂e/kW con EOR, una diferencia no significativa de 1% (Stanley *et ál*, 2012).

Para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero involucradas durante las operaciones EOR, en los estudios de ciclo de vida analizados se consideran tanto las emisiones directas como las indirectas, así como las involucradas en el ciclo de vida de los materiales empleados (*embodied carbon*). Prácticamente el 99% de las emisiones de gases de efecto invernadero en ciclo de vida están asociadas a la fase operativa de los pozos y éstas pueden oscilar entre 51 y 95 kilogramos de CO₂e por barril de petróleo crudo recuperado (DOE-NETL, 2010). A continuación se enlistan todas las corrientes de emisión identificadas:

Emisiones directas, provenientes de:

- ✓ La generación *in situ* de electricidad
- ✓ Pérdidas del CO₂ comprado, liberadas a la atmósfera durante la recepción, compresión, inyección, separación y/o transporte interno del CO₂
- ✓ Equipos de combustión interna empleados durante la perforación y cementación de los pozos de inyección, los pozos productivos y los pozos de monitoreo
- ✓ La clausura de los pozos de inyección y productivos, llenándolos con cemento. Hay nuevas tecnologías de sellamiento con inyección de salmuera al final del pozo, que aún no han sido evaluadas en ciclo de vida (Wasch *et ál.*, 2012)
- ✓ Los monitoreos e investigaciones posteriores a la clausura de los pozos

Emisiones indirectas, provenientes de:

- ✓ La generación de la electricidad empleada en los equipos de compresión, separación y bombeo de fluidos, siendo éstos los mayores consumidores de energía
- ✓ La producción de acero y cemento, principales materiales constructivos y de fabricación de equipos
- ✓ La extracción y el tratamiento, en su caso, de agua de inyección en el proceso tipo WAG

⁸ Planta de carbón pulverizado de 350 MW nominales con una eficiencia de 35.7%, empleando carbón de la región de Sabinas, Coahuila, con sistema de remoción de NO_x y SO_x (no especifica remoción de partículas), con una penalidad energética por la captura de CO₂ que reduce 12% la eficiencia de la planta.

II.3 Necesidades metodológicas para ACV sobre CCUS basados en EOR

De la revisión del estado del arte en los estudios publicados con evaluaciones de ciclo de vida para las tecnologías CCS, EOR o la combinación de ambos, se observa que hasta la fecha, éstos se mantienen sectorizados a la industria de interés. Tratándose de estudios relacionados con CCS, la unidad funcional siempre es un kilowatt-hora (kWh), como parámetro universal de la industria eléctrica; en cambio, para la industria petrolera se emplea un barril de petróleo (bbl).

No se detectó un estudio integral CCS+EOR o CCUS que definiera un modelo integral de análisis en ciclo de vida y una unidad funcional distinta a kWh o bbl. En uno de los metanálisis revisados sobre estudios de ciclo de vida de la generación de electricidad con CCS (Schreiber *et ál.*, 2012), de manera explícita se excluyeron los estudios de las prácticas EOR y EGR, por carecer de parámetros que permitieran la comparabilidad y porque estos estudios tienen propósitos distintos; a decir de los autores, están orientados a la optimización de la producción de petróleo y no a la reducción de gases de efecto invernadero. Es propósito de esta tesis doctoral realizar un análisis que permita demostrar que es posible la combinación de ambas tecnologías para reducir la emisión de bióxido de carbono equivalente.

En (Hussain *et ál.*, 2013), donde se comparan inventarios de ciclo de vida sólo para actividades EOR con diversas fuentes de CO₂, se emplearon unidades de energía, de tal forma que los barriles de petróleo, las toneladas de carbón y las toneladas de biomasa son convertidas a un megajoule (MJ). Es común que en las estadísticas de la industria petrolera se comparen diversos productos en unidades homogéneas, ya sea comerciales como energéticas, como “barriles de petróleo equivalentes” o BTU’s. De igual forma, es común la conversión de energía primaria y secundaria a MJ para comparar distintas tecnologías o fuentes de energía. Tomando este último planteamiento como base, se considera necesario plantear que los sistemas CCUS deben ser evaluados de manera integral empleando unidades de energía que hagan conmensurables las actividades CCS y EOR.

De todos los estudios revisados, los del Departamento de Energía del gobierno de EUA son los que más se acercan al concepto de CCUS buscado en esta tesis doctoral y las fronteras máximas ilustradas en la **Figura II.22**. En (DOE-NETL, 2010) los modelos empleados para EUA extienden las fronteras de análisis “*upstream*” (cadena arriba del CCS) hasta las fuentes de energía primaria que producen internamente o que importan de otros países, incluyendo a México. Las fronteras “*downstream*” (cadena debajo de EOR) se extienden a su vez hasta la quema de combustibles en autos particulares, asumiendo un porcentaje promedio de refinación dedicado a la producción de gasolinas y una quema *cuasi* estequiométrica de las mismas para estimar la emisión de CO₂ final. No obstante, mantienen las unidades referidas a la industria eléctrica y la industria petrolera, sin unificar el enfoque metodológico.

III. Hipótesis y Objetivos de la Tesis Doctoral

En el planteamiento de esta tesis doctoral se empleo la siguiente:

Hipótesis

La aplicación de la tecnología de captura, uso y almacenamiento geológico final de bióxido de carbono (CCUS) en una central de generación eléctrica para la recuperación mejorada de petróleo, permite producir energía con una huella de carbono en ciclo de vida semejante al de las energías renovables

Para la comprobación de esta hipótesis, se plantearon los siguientes objetivos y metas:

Objetivo General

Desarrollar un modelo conceptual evaluado numéricamente para determinar los impactos ambientales de la práctica CCUS con un enfoque de ciclo de vida

Objetivos específicos

- *Determinar los impactos ambientales en ciclo de vida de la aplicación en México de las tecnologías combinadas CCS y EOR (CCUS)*
- *Desarrollar información confiable para definir la ruta tecnológica a ser utilizada para la aplicación en México de la tecnología CCUS, en el marco de la gestión climática del sector energético*

Metas

- *Obtener la huella de carbono del proceso integral de captura de CO₂ en una planta de generación eléctrica que emplee gas natural como combustible, la recuperación mejorada de petróleo con el CO₂ capturado y su almacenamiento geológico final*
- *Realizar un análisis de ciclo de vida de la captura post-combustión de CO₂ en una planta de generación eléctrica para la recuperación mejorada de petróleo y su final almacenamiento geológico*
- *Sugerir una ruta tecnológica para la utilización de la tecnología combinada CCS y EOR en México como medida de mitigación de cambio climático*

Para el desarrollo de esta Tesis doctoral se contó con el apoyo técnico y de cómputo del Centro Mario Molina para estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente.

IV. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

Para cumplir con los objetivos y metas de la Tesis Doctoral se siguió la metodología general de Análisis de Ciclo de Vida establecida por la *Iniciativa de Ciclo de Vida* patrocinada por la Organización de las Naciones Unidas¹ y estandarizada en la norma ISO 4044:2006, la cual se ilustra en el diagrama esquemático de la **Figura IV.1**².

Figura IV.1
Metodología general de Análisis de Ciclo de Vida



Fuente: Elaboración propia con base en (UNEP, 2011)

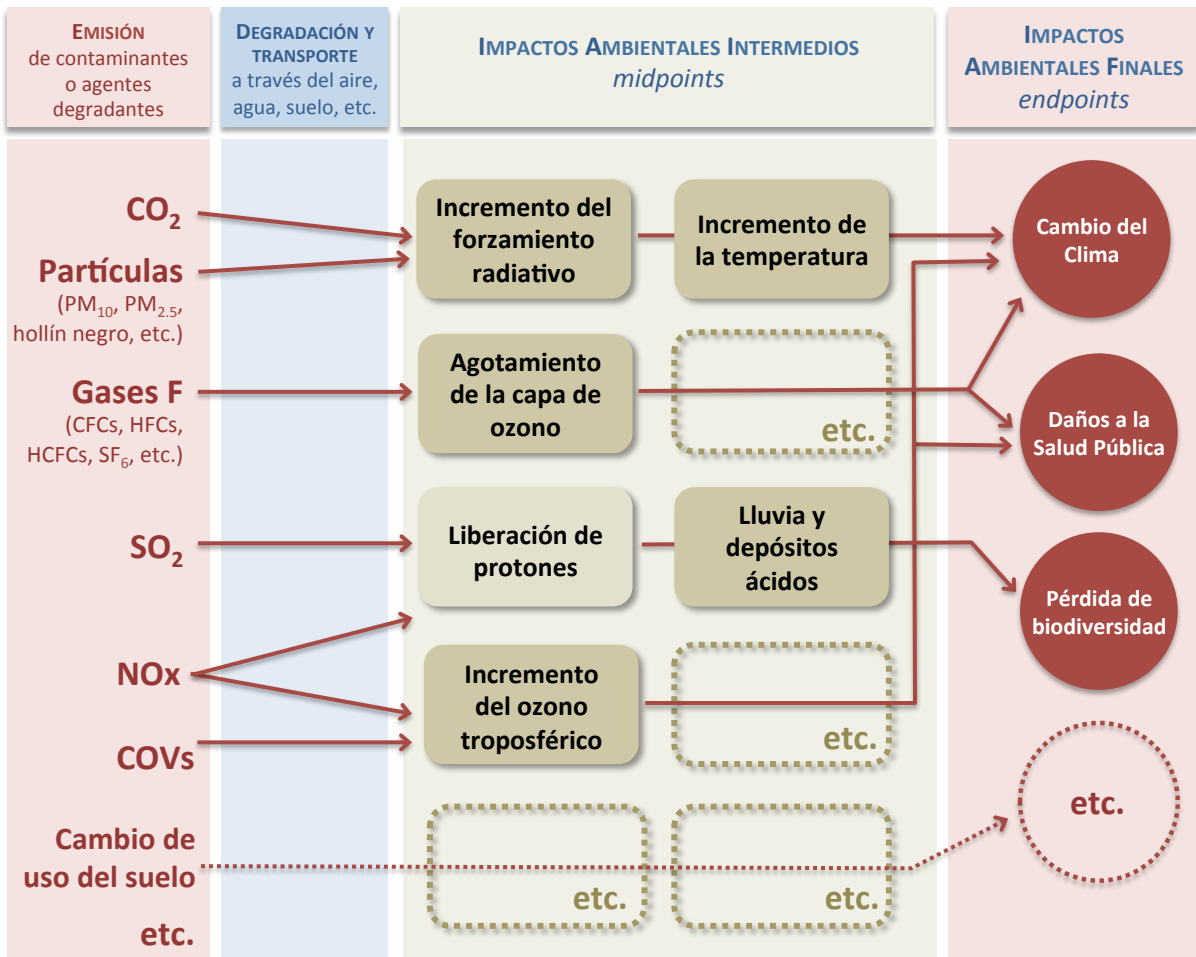
Para dar cumplimiento a esta metodología se siguieron los lineamientos de la norma ISO 14044:2006, que estandariza los procedimientos a utilizar en un análisis de ciclo de vida. La metodología tiene un enfoque de evaluación de impactos ambientales intermedios (*midpoints*) como se muestra en la **Figura IV.2**, ya que no cuantifica y evalúa el cambio final que sobre el

¹ En 2002, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Sociedad de Toxicología y Química Ambiental (SETAC por sus siglas en inglés) lanzaron la Iniciativa de Ciclo de Vida para promover la producción y el consumo ambientalmente responsable. La Iniciativa cuenta con la filiación de más de 28 organismos y organizaciones.

² Esta metodología es referida también como CML 2001.

medio ambiente tiene una actividad humana, sino que se centra en la valoración numérica de índices e indicadores que permiten valorar la magnitud del cambio ambiental inducido. Por ejemplo, la metodología aplicada a una central de generación eléctrica no está orientada a cuantificar cuántos grados aumentará la temperatura de la Tierra por la emisión de contaminantes atmosféricos, sino que calcula la cantidad de gases de efecto invernadero medidos como bióxido de carbono equivalente, como un indicador de la contribución de la central al forzamiento radiativo global.

Figura IV.2
Enfoque metodológico de impactos ambientales intermedios



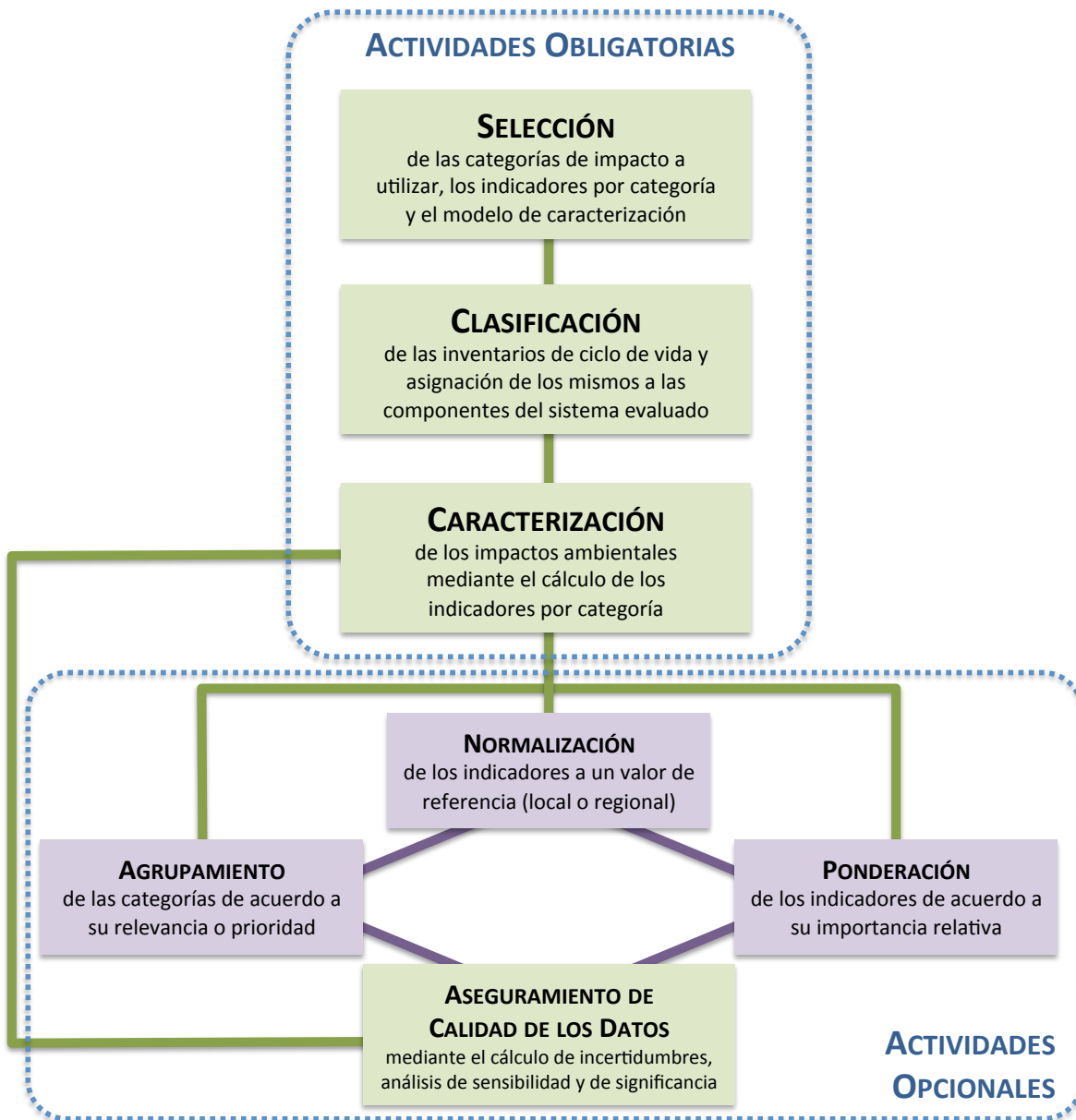
Fuente: Elaboración propia con base en (Guinée *et ál.*, 2001)

En la Fase I de la metodología se define el modelo conceptual del sistema CCUS a evaluar, el cual se describirá posteriormente en el apartado **IV.1** de este capítulo. Las Fases II y III de la metodología son las más exhaustivas en materia de cálculo, ya que son las fases donde se deben de obtener y procesar los datos de actividad de cada componente del sistema. Para ello, se requiere de un sistema o ambiente computacional capaz de manejar grandes bases de datos,

habiéndose escogido el *SimaPro* como se explicó en el **Capítulo II**.

La Fase II de construcción de inventarios de ciclo de vida (ICV) se desarrolla en el **Capítulo V**, donde cada componente del sistema CCUS es descrito a detalle, tanto en sus características como en los supuestos constructivos y operativos, así como en los procedimientos de cálculo empleados para determinar el valor de las variables requeridas por el modelo numérico en *SimaPro*.

Figura IV.3
Actividades de la Evaluación de Impactos Ambientales de Ciclo de Vida



Fuente: Elaboración propia con base en (Guinée *et ál.*, 2001)

Los ICV son el núcleo del análisis del impacto ambiental, ya que el nivel de exactitud y de detalle de los datos recoletados se verá reflejado en el resto del proceso del análisis de ciclo de vida. Para cada componente del sistema CCUS propuesto se cuantificaron los requerimientos de combustibles fósiles, energía, agua, acero, cemento así como las emisiones de contaminantes al aire y las descargas de agua residual, entre otros factores de impacto ambiental. Después de la recolección de datos, se realizó la validación de los datos y se relacionaron con la unidad funcional.

La **Figura IV.3** muestra las actividades obligatorias y opcionales para el desarrollo de la Fase III de la metodología, de acuerdo a la norma ISO 14044:2006. De éstas, las marcadas con color verde fueron aplicadas en esta Tesis Doctoral y se desarrollan en los apartados **IV.3** y **IV.4** de este capítulo así como en el **Capítulo VI**.

IV.1 Desarrollo del modelo del sistema CCUS. Fronteras y componentes

Para la evaluación del impacto ambiental de la práctica CCUS se plantea un modelo que incluye las componentes en las que se involucra la producción asociada de energía primaria y electricidad, bajo un concepto que puede referirse como “de pozo a pozo”, o sea, del pozo de gas natural al pozo de inyección de EOR, que eventualmente pudiera ser el mismo. Este enfoque permite plantear un análisis del ciclo de vida del carbono industrial de origen fósil.

Se plantea que el modelo no incluya los procesos “corriente abajo” de la extracción de petróleo, de tal forma que el modelo permita la comparación de la técnica CCUS con otros procesos extractivos, como podrían ser el *fracking* o la tecnología de pozos *offshore* en aguas profundas. Bajo esta premisa es posible disminuir la incertidumbre del modelo, ya que el petróleo puede ser transformado por igual en combustibles que al quemarse liberan compuestos de efecto invernadero a la atmósfera o en productos que “encapsulan” el carbono, como es el caso de los plásticos. Los plásticos, una vez desechados pueden enterrarse en rellenos sanitarios o pueden ser quemados en plantas de incineración; en este último caso sí contribuirían al calentamiento global. Algunas corrientes de la industria petroquímica producen solventes, los cuales, al igual que las gasolinas, se evaporan y son eventualmente transformados fotoquímicamente en compuestos contaminantes o de efecto invernadero. La proporción en que todas estas transformaciones se dan a nivel global o nacional no ha sido estudiada con un enfoque de ciclo de vida, por lo que realizar suposiciones numéricas a esta proporción disminuiría la validez del modelo e incrementaría la incertidumbre del mismo.

Bajo esta premisa, las componentes a incluir dentro de las fronteras del modelo estarían dadas por:

- ✓ El abasto nacional de gas natural convencional, incluyendo la construcción de pozos y gasoductos así como el procesamiento y bombeo de gas natural hasta la central de generación eléctrica

- ✓ La construcción y operación de una central de generación eléctrica de ciclo combinado tipo NGCC, con turbinas clase F
- ✓ La construcción y operación de una planta que produzca monoetanolamina (MEA)
- ✓ La construcción y operación de una planta de captura post-combustión de CO₂ con una solución avanzada de absorción con base en MEA
- ✓ La construcción y operación de las plantas de deshidratación, compresión criogénica y bombeo para el transporte del CO₂ por ducto
- ✓ La construcción y operación de un carbonoducto
- ✓ La construcción y operación de pozos de inyección del CO₂ capturado y la construcción y operación de pozos productivos y de monitoreo, incluyendo la construcción y operación de plantas de separación *in situ* del aceite y los gases de interés comercial
- ✓ La construcción y operación de los sistemas de abasto de agua al pozo de inyección
- ✓ Las operaciones finales de sellamiento de pozos para el almacenamiento geológico final del CO₂
- ✓ El monitoreo ambiental y operativo de todas las etapas incluidas

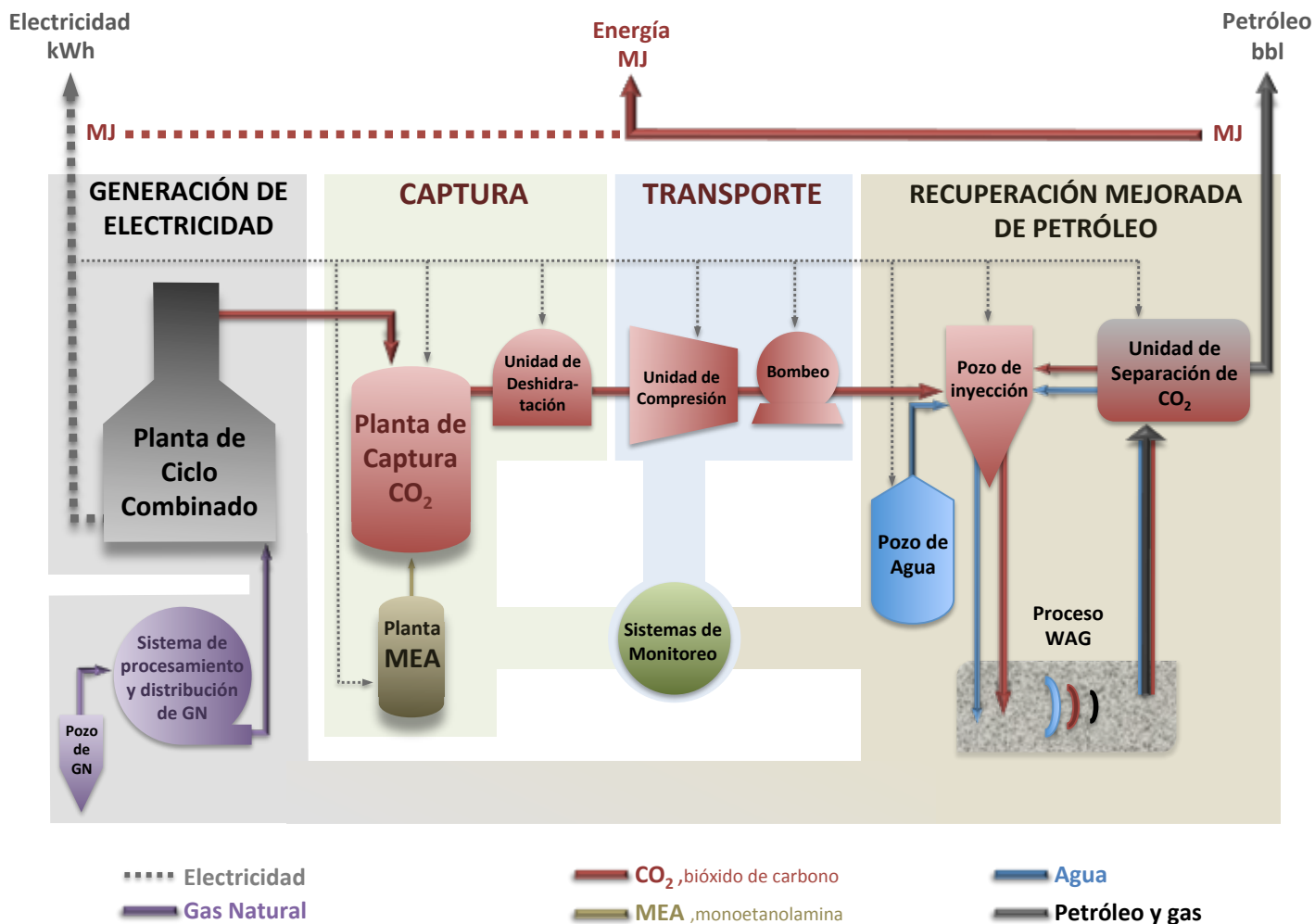
La **Figura IV.4** muestra esquemáticamente las operaciones concatenadas que se circunscriben a estas fronteras. La unidad funcional planteada para el modelo es la producción total de energía, medida en megajoules (MJ). Adicionalmente, y con el propósito de comparar los resultados del modelo propuesto con los 20 estudios compilados, se propone la estimación proporcional de la energía primaria producida, ya sea de gas natural o de aceite, medida en barriles de petróleo equivalentes (bbl), y otra de la energía secundaria, la electricidad despachada a la red de distribución, medida en kilowatts hora (kWh). Para su cálculo, dentro de los límites del sistema se incluye la siguiente información:

- ✓ Consumo de energéticos (gas natural, gasolina, diesel, etc.)
- ✓ Consumo de productos químicos y otros insumos necesarios para la generación de electricidad
- ✓ Consumo de agua industrial
- ✓ Emisiones a la atmósfera, descargas de agua y manejo de residuos sólidos industriales
- ✓ Consumo de materiales de construcción (cemento, acero, etc.)

Un supuesto importante de estas fronteras es el que toda la electricidad empleada por cada una de las operaciones unitarias identificadas dentro de cada bloque, es abastecida por la planta de generación eléctrica involucrada, de tal suerte que no existan emisiones indirectas de gases de efecto invernadero o contaminantes por la importación de electricidad o emisiones adicionales por la generación *in situ* de electricidad en los campos petroleros.

Quedan fuera de los límites del modelo la construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión de electricidad. También se excluyen los materiales, insumos o desechos de oficinas auxiliares, campamentos temporales, empleados y trabajadores de la construcción, como pudieran ser la papelería, traslados del personal al sitio, descarga de aguas residuales por servicios sanitarios, etc.

Figura IV.4
 Modelo conceptual del sistema CCUS
 Fronteras y Componentes



IV.2 Definición de los Objetivos del Análisis de Ciclo de Vida

En cumplimiento de las directrices de la norma ISO 14044:2006, a continuación se especifican los objetivos específicos del estudio de ciclo de vida a realizar, tomando como base el modelo conceptual descrito.

Propósito del estudio

Analizar los impactos ambientales en ciclo de vida de una operación combinada CCS y EOR (CCUS), en un horizonte de 30 años, usando como caso de referencia una planta NGCC sin captura y la recuperación mejorada de petróleo con CO₂ natural.

Aplicación del estudio

A nivel global los resultados del estudio son aplicables en la evaluación ambiental de alternativas energéticas. En México, se espera que los resultados de este estudio sirvan para establecer una Ruta Tecnológica y de inversión para lograr la captura, uso y almacenamiento geológico final del bióxido de carbono en el sector de la energía.

Usuarios del estudio

Los usuarios más adecuados de este estudio son los tomadores de decisiones del sector energético. En México, los usuarios idóneos serían los institutos de investigación relacionados con energía o medio ambiente, las áreas de planeación y evaluación económica de la Secretaría de Energía y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, así como las empresas de la industria eléctrica o la industria del sector hidrocarburos.

Usos de los datos y comparabilidad con otros estudios

Los datos del estudio se podrán emplear para comparar plantas de generación de electricidad con y sin procesos de captura de CO₂; proyectos de extracción de petróleo y gas, en especial los que empleen técnicas EOR/EGR con y sin empleo de CO₂ industrial; así como proyectos CCUS, de captura y uso de bióxido de carbono.

Unidad funcional

Para el sistema “pozo a pozo” CCUS se emplea como unidad funcional un megajoule (MJ). El sistema CCUS tiene dos subproductos derivados de las fases CCS y EOR respectivamente: la energía secundaria o electricidad despachada a la red de distribución medida en kilowatt hora (kWh) y la energía primaria extraída medida en barriles de petróleo (bbl).

IV.3 Selección de las Categorías e Indicadores de Impacto Ambiental

Las categorías de impacto son clases que representan los problemas o preocupaciones ambientales a los cuales se debe asignar los resultados del inventario de ciclo de vida (ISO, 2006). Se deben considerar ciertos aspectos para identificar y decidir las categorías de impacto a utilizar en el análisis de ciclo de vida (EEA, 1997):

- **Cobertura:** todos los problemas ambientales relevantes deben de ser incluidos en la lista
- **Práctico:** la lista no debe de contener muchas categorías
- **Independencia:** los conteos dobles deben ser evitados escogiendo categorías de impactos mutuamente independientes
- **Relación con la caracterización:** las categorías de impactos a escoger deben estar relacionadas con los métodos de caracterización disponibles

En la **Tabla IV.1** se muestran las categorías de impacto ambiental y los indicadores más usados en los estudios de ciclo de vida. Las categorías de impacto que normalmente son usadas en los estudios de ciclo de vida CCS y EOR y que se calcularon finalmente en esta Tesis doctoral, por su relevancia global o por estar relacionados con la contaminación derivada de la generación eléctrica, son los siguientes:

- ✓ Calentamiento global
- ✓ Acidificación
- ✓ Eutroficación
- ✓ Agotamiento de la capa de ozono

Una vez definidos los impactos ambientales a evaluar, el siguiente paso es el cálculo del indicador de las categorías seleccionadas (caracterización), lo que requiere utilizar unidades conmensurables que permitan su agregación dentro de una misma categoría de impacto, es decir, expresar cada grupo en términos de un solo contaminante. El modelo de caracterización refleja el mecanismo ambiental que describe la relación entre los resultados del inventario de ciclo de vida, los indicadores de las categorías y a veces los daños, para obtener así los factores de caracterización adecuados (Potting *et ál.*, 2001).

Una categoría que sería muy importante analizar es la toxicidad humana y la ecotoxicidad, sin embargo, la información internacional disponible en los inventarios de *SimaPro* está referida a estudios locales o regionales realizados en Europa y EUA, que no pueden extrapolarse directamente a México por estar basados en estudios epidemiológicos de poblaciones humanas y ecosistemas distintos.

En virtud de que esta Tesis doctoral sería la primera en su tipo, no se incluirán la fases de normalización y ponderación, que se incluyen comúnmente en los estudios europeos sobre

sistemas energéticos. La normalización permite transformar el resultado de un indicador dividiéndolo por un valor de referencia seleccionado. En la ponderación se convierten los resultados de los indicadores normalizados de las diferentes categorías de impacto, mediante factores numéricos, basados en el juicio de valor de una población o grupo de opinión específico (Seppälä *et ál.*, 2012). Esta ponderación, hecha para Europa (ExternN, 2005 y EC, 2008), no existe para México o Latinoamérica, por lo que esta fase del ACV no se llevará a cabo.

Tabla IV.1
Categorías de Impacto Ambiental y Factores de Caracterización

Categoría de Impacto	Escala	Clasificación	Factor de caracterización común	Descripción del factor de caracterización
Smog Fotoquímico	Local	Hidrocarburos No Metánicos (HCNM)	Potencial de creación de oxidantes fotoquímicos	Conversión de datos del inventario a etano equivalente (C ₂ H ₆)
Acidificación	Local Regional	Óxidos de azufre (SO _x) Óxidos de nitrógeno (NO _x) Amoníaco (NH ₃)	Potencial de Acidificación	Conversión de datos del inventario a bióxido de azufre equivalente (SO ₂)
Eutroficación	Local Regional	Nitratos Fosfatos	Potencial de Eutroficación	Conversión de datos del inventario a fosfatos equivalentes (PO ₄ ⁻)
Calentamiento Global	Global	Dióxido de carbono (CO ₂) Óxido nitroso (N ₂ O) Metano (CH ₄)	Potencial de Calentamiento Global	Conversión de datos del inventario a bióxido de carbono equivalente (CO ₂ e)
Agotamiento de la capa de ozono	Global	Gases F (CFC, HCFC, HFC, etc.) Sustancias que contienen Cl y Br	Potencial de Agotamiento de la capa de ozono en la estratósfera	Conversión de datos del inventario a CFC-11
Toxicidad Terrestre	Local	Toxicidad química con concentración letal reportada para roedores	LC ₅₀	Conversión de datos LC ₅₀ * a su equivalente
Toxicidad Acuática	Local	Toxicidad química con concentración letal reportada para peces	LC ₅₀	Conversión de datos LC ₅₀ * a su equivalente

FUENTE: Propia, con base en (Udo de Haes *et ál.*, 1999)

VI.4 Bases de Datos de Ciclo de Vida

Para construir los inventarios de ciclo de vida (ICV) de cada uno de los componentes del sistema CCUS descrito en la **Figura IV.2**, se tomaron como referencia bases de datos internacionales, algunas de ellas contenidas en la paquetería del software *SimaPro* que opera bajo licencia el Centro Mario Molina, las cuales fueron actualizadas y complementadas con las investigaciones y estimaciones propias descritas en el **Capítulo V** de esta Tesis Doctoral.

A continuación se enlistan las bases de datos internacionales revisadas y/o empleadas a través de SimaPro:

- ✓ DK Input Output Database 99
- ✓ Dutch Input Output Database 95
- ✓ Ecoinvent system processes
- ✓ Ecoinvent unit processe
- ✓ ELCD
- ✓ EU & DK Input Output Database
- ✓ Industry data 2.0
- ✓ Methods
- ✓ Swiss Input Output Database
- ✓ USA Input Output Database
- ✓ USA Input Output Database 98
- ✓ USA Input Output Database System Expansion
- ✓ USLCI

Asimismo, se consultaron diversas publicaciones científicas, técnicas e institucionales, incluidas en el apartado de **REFERENCIAS**, sobre los siguientes aspectos:

- Estudios Internacionales de Ciclo de Vida para centrales similares
- Inventarios de ciclo de vida para centrales similares a las simuladas
- Información nacional en publicaciones y artículos científicos
- Información estadística, de proyectos y operación de la CFE/IIE y PEMEX/IMP

V. CÁLCULO DE DATOS E INTEGRACIÓN DE LOS INVENTARIOS DE CICLO DE VIDA

V.1 Abasto de gas natural. Contrucción y operación de un gasoducto

Se consideró que el gas natural empleado para la planta NGCC de referencia proviene de la Sonda de Campeche y recorre como mínimo 640 kilómetros como se muestra en la **Figura V.1**.

Figura V.1
Red de gasoductos Dos Bocas-Poza Rica



Fuente: (CMM, 2013)

Para estimar los impactos ambientales de la producción y transporte de gas natural, se tomó la base de datos desarrollada por el *National Renewable Energy Laboratory*, perteneciente al Departamento de Energía del gobierno de los Estados Unidos de América, que está referida en las bibliotecas de *SimaPro* como *Natural gas, at production/ RNA U*. Los datos específicos se reproduce en la **Tabla V.1**, la cual indica que para la entrega al usuario final de 1 MJ de gas

natural es necesario emplear 0.0268 m^3 de gas natural de la fase de producción. Un MJ de gas natural requiere a su vez de 2.48×10^{-10} kilómetros de gasoducto.

Tabla V.1
Base de datos para la producción y transporte de 1 MJ de gas natural

PRODUCTOS		
Gas natural/RNA U	1	MJ
MATERIALES / COMBUSTIBLES		
Natural gas, en la producción /RNA U	0.0268	m^3
Línea de gas natural en tierra, de larga distancia y alta capacidad/GLO/I U	2.48×10^{-10}	km
EMISIONES A LA ATMÓSFERA		
Metano, fósil	2.82×10^{-5}	kg
Partículas, > 10 μm	2.52×10^{-7}	kg
Partículas, > 2.5 μm y < 10 μm	1.14×10^{-7}	kg
Partículas, < 2.5 μm	2.28×10^{-7}	kg
Óxidos de nitrógeno	6.84×10^{-6}	kg
Compuestos orgánicos volátiles no metánicos (NMVOC, por sus siglas en inglés)	1.33×10^{-6}	kg
Bióxido de azufre	3.98×10^{-5}	kg
Monóxido de carbono fósil	5.7×10^{-6}	kg
Bióxido de carbono fósil	483×10^{-5}	kg
Bióxido de carbono biogénico	1.91×10^{-5}	kg
Acenafteno	8.8×10^{-14}	kg
Acetaldehído	5.58×10^{-10}	kg
Acroleína	5.1×10^{-10}	kg
Aldehídos, sin especificar	3.75×10^{-9}	kg
Amoníaco	1.83×10^{-9}	kg
Antimonio	3.88×10^{-12}	kg
Arsénico	8.5×10^{-11}	kg
Benceno	1.99×10^{-6}	kg
Benzo(a)pireno	6.56×10^{-15}	kg
Cloruro de bencilo	6.47×10^{-14}	kg
Berilio	5.72×10^{-12}	kg
Bromo	3.61×10^{-15}	kg
Cadmio	3.86×10^{-11}	kg
Disulfuro de carbono	1.2×10^{-14}	kg
Clorofluorocarbono -, CFC-10	4.4×10^{-12}	kg
Dicloro, difluoro metano -, CFC-12	9.84×10^{-15}	kg
Hexaclorobenceno -	2.03×10^{-15}	kg
Cloroformo	5.46×10^{-15}	kg
Cloro	7.73×10^{-11}	kg
Cromo	8.53×10^{-11}	kg

continúa ...

Tabla V.1
Base de datos para la producción y transporte de 1 MJ de gas natural

...continuación

EMISIONES A LA ATMÓSFERA		
Cromo VI	1.36x10 ⁻¹¹	kg
Cobalto	4.34x10 ⁻¹¹	kg
Cobre	3.19x10 ⁻¹²	kg
Cumeno	4.9x10 ⁻¹⁶	kg
Cianuro	2.31x10 ⁻¹³	kg
Óxido nitroso	9.84x10 ⁻⁰⁸	kg
2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-dioxina/ Tetraclorodibenzodioxina	1.64x10 ⁻¹³	kg
Cloro eteno	3.7x10 ⁻¹⁵	kg
Flúor	1.57x10 ⁻¹³	kg
Formaldehído	7.87x10 ⁻⁰⁹	kg
Furano	7.86x10 ⁻¹⁶	kg
Cloruro de hidrógeno	2.14x10 ⁻⁷	kg
Hexano	6.2x10 ⁻¹⁵	kg
Ácido fluorhídrico	2.59x10 ⁻⁸	kg
Isopreno	1.05x10 ⁻¹⁴	kg
Plomo	1.01x10 ⁻¹⁰	kg
Magnesio	1.9x10 ⁻⁹	kg
Manganeso	2.65x10 ⁻¹⁰	kg
Mercurio	2.3x10 ⁻¹¹	kg
Bromometano-, Halon 1001	1.48x10 ⁻¹⁴	kg
Níquel	4.33x10 ⁻¹⁰	kg
Tetracloroetileno	8x10 ⁻¹²	kg
Fenol	3.48x10 ⁻¹¹	kg
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH, por sus siglas en inglés)	6x10 ⁻¹¹	kg
Propanol	3.51x10 ⁻¹⁴	kg
Propileno	8.31x10 ⁻¹⁰	kg
Selenio	2.36x10 ⁻¹⁰	kg
Estireno	2.31x10 ⁻¹⁵	kg
Tolueno	3.08x10 ⁻⁰⁶	kg
1,1,1, Tricloro Etano HCFC-140	1.01x10 ⁻¹⁴	kg
Xileno	1.8x10 ⁻⁰⁶	kg
Zinc	2.12x10 ⁻¹²	kg

Además, se consideró la construcción de un nuevo gasoducto sobre un derecho de vía existente, capaz de transportar 73.3 toneladas por hora de gas natural a la central NGCC de referencia, a lo largo de 640 kilómetros. Se asumió que la porción del gasoducto atribuible al sistema CCUS fuera la correspondiente a un tubo de 16 pulgadas de diámetro, que es la medida típica inferior para un gasoducto de la longitud y el volumen requerido (DOE-Argonne, 2007). Los gasoductos para esta distancia pueden llegar a ser hasta de 48 pulgadas de diámetro, pero

son construidos para abastecer a múltiples plantas industriales o ciudades. Los materiales y procesos de la construcción y operación del gasoducto se muestran en el **Tabla V.2**, referidos unitariamente a un kilómetro construido.

Tabla V.2
Consumos de materiales en las fases de construcción y desmantelamiento del gasoducto

MATERIAL	CONSUMO	UNIDAD
Acero	4'080,573	kg
Aluminio	474,258	kg
Concreto	19,082	m ³
Acero reforzado	13'131,632	kg
Acero al carbón	198,602	kg
Electricidad	26,805	MWh
Desmantelamiento	25,395	GJ

Para la simulación del gasoducto se utilizó la base de datos suiza *Pipeline, natural gas, long distance, high capacity, onshore/GLO/I U*, la cual considera *Ecoinvent* como una base de datos que puede utilizarse a nivel global (Dones *et ál.*, 2007). Este inventario toma en cuenta la ocupación y transformación el suelo por donde pasa el gasoducto, así como los materiales y energéticos que se requieren para su construcción y colocación, también toma en cuenta los viajes en helicóptero que se realizan para la inspección del gasoducto y la fase de tratamiento de residuos generados en esta etapa. El inventario se reproduce en la **Tabla V.3**.

Tabla V.3
Base de datos para el transporte por ducto de gas natural en 1 km

PRODUCTOS		
Gasoducto (<i>Pipeline, natural gas, long distance, high capacity, onshore/GLO/I U</i>)	1	km
RECURSOS NATURALES (bases de datos referidas en SimaPro)		
Cambio de uso del suelo forestal	2,000	m ²
Cambio de uso del suelo agrícola	2,000	m ²
Ocupación territorial del gasoducto	3,330	m ²
Agua (<i>Water, unspecified natural origin/m³</i>)	187	m ³
MATERIALES Y COMBUSTIBLES (bases de datos referidas en SimaPro)		
Diesel (<i>Diesel, burned in building machine/GLO U</i>)	3'310,000	MJ
Acero reforzado (<i>Reinforcing steel, at plant/RER U</i>)	376,000	kg
Polietileno (<i>Polyethylene, LDPE, granulate, at plant/RER U</i>)	4,640	kg
Arena (<i>Sand, at mine/CH U</i>)	2'280,000	kg
Carbón bituminoso (<i>Bitumen, at refinery/RER U</i>)	2,320	kg

continúa ...

Tabla V.3
Base de datos para el transporte por ducto de gas natural en 1 km
...continuación

Residuos para tratamiento (bases de datos referidas en SimaPro)		
Estructuras de alineación de tuberías (<i>Drawing of pipes, steel/RER U</i>)	376,000	kg
Uso de helicóptero para inspección (<i>Transport, helicopter/GLO U</i>)	26	hr
Helicóptero (<i>Transport, helicopter, LTO cycle/GLO U</i>)	10	p
Uso de camiones de carga (<i>Transport, lorry >16t, fleet average/RER U</i>)	219,000	tkm
Uso de ferrocarril (<i>Transport, freight, rail/RER U</i>)	77,500	tkm
Tubería (<i>Disposal, natural gas pipeline, 0% water, to inert material landfill/CH U</i>)	1'330,000	kg
Plásticos (<i>Disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration/CH U</i>)	2,320	kg
Carbón bituminoso (<i>Disposal, bitumen, 1.4% water, to sanitary landfill/CH U</i>)	1,160	kg
Residuos municipales (<i>Disposal, municipal solid waste, 22.9% water, to municipal incineration/CH U</i>)	4,840	kg
Residuos peligrosos (<i>Disposal, hazardous waste, 25% water, to hazardous waste incineration/CH U</i>)	3,530	kg

V.2 Central de generación eléctrica de referencia con planta de captura de CO₂

La tecnología de las plantas de generación eléctrica que emplean gas natural está evolucionando rápidamente y su bajo costo comparativo se debe fundamentalmente al mejoramiento de las turbinas empleadas, las cuales están alcanzando muy rápidamente eficiencias superiores al 50% (ver **Figura V.2**), su tiempo de construcción es menor y tienen a su vez menores costos operativos y de mantenimiento (IEA, 2012).

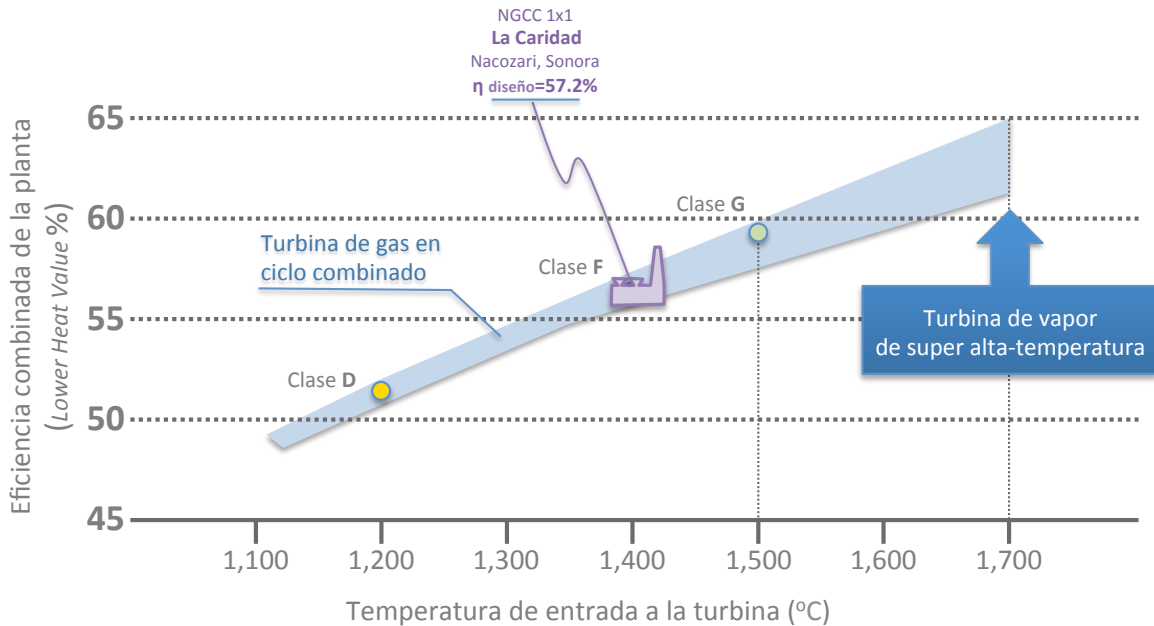
La planta de referencia escogida para la evaluación de impacto ambiental con y sin captura de CO₂ es una central de generación tipo NGCC clase F, tomando el caso específico de la planta más avanzada en México, la cual se ubica en la mina “La Caridad”, en la ciudad de Nacozari, Sonora (CMM, 2013). El fundamento de la selección de este tipo de planta se basa en la dominancia de los ciclos combinados a gas natural en el Sistema Eléctrico Nacional y la tendencia existente a que esta dominancia se exacerbe dados los bajos costos de gas natural en Norteamérica (CFE, 2012).

A finales del año 2010 la capacidad total instalada en la República Mexicana para atender el Servicio Público era de 52,945 MW, el 34% de esta capacidad, o sea 18,022 MW eran ciclos combinados a gas natural (POISE 2012-2026). Si se considera la electricidad generada y despachada, el porcentaje de participación de las plantas con gas natural aumenta, ya que los ciclos combinados generaron el 47.8% de la electricidad que recibieron los consumidores (115, 933 GWh).

En el POISE 2012-2026 (CFE, 2012), para los próximos quince años, se tiene contemplado aumentar la capacidad total instalada a 85,772 MW y la participación de los ciclos combinados

aumentará a un 51.7% (44,344 MW). Con esta capacidad se espera generar el 55.9% de la electricidad requerida al año 2026.

Figura V.2
Proyección de la eficiencia en turbinas de ciclo combinado



Fuente: Tomado de (IEA, 2012) con datos de la central de generación eléctrica de referencia.

La central de “La Caridad” es la primera central en México con una turbina clase F y está programada para tener dos unidades, la segunda en construcción, cuyas características se resumen en la **Tabla V.4**.

Se trata de una central de ciclo combinado con dos unidades 1x1 (una turbina de gas por una de vapor, ver **Figura V.3**) de 250 MW. La calidad de la energía eléctrica producida será equiparable a la de nivel mundial, por lo cual los equipos principales como los turbogeneradores a gas (turbinas Siemens SGT6-5000F) y a vapor (turbina Siemens SST-900RH) poseen un diseño para funcionar de forma segura y continua con una frecuencia en el rango de 58.8 Hz (dentro de +3% y -5% del voltaje nominal) a 61.2 Hz (dentro de +5% y -3% del voltaje nominal).

Tabla V.4
Características promedio de la planta de referencia NGCC

CARACTERÍSTICAS		Promedio
Combustible		Gas natural HHV 22,792 BTU/lb
Tipo de planta		Clase F
Potencia neta		516 MWe suma de dos unidades de 250 MW nominales
Vida útil		30 años
Factor de planta promedio		80%
Potencia neta con captura		450 MWe
Eficiencia neta		56.6% LHV
Eficiencia neta con captura		48.4% LHV
Decrecimiento relativo de la eficiencia neta		-15%
Emisiones de CO ₂		370 kg/MWh
Emisiones de CO ₂ con captura		55 kg/MWh
Toneladas de CO ₂ capturadas		1'164,031 tCO ₂ /año
Flujo de CO ₂ procesado en la planta de captura		53 kgCO ₂ /s
Costo del CO ₂ evitado		80 USdls/ton
Incremento relativo del costo de inversión (<i>overnight cost</i>)		82%
Incremento relativo al costo nivelado de la electricidad (<i>levelized cost of electricity</i>)		33%
CONSUMOS BÁSICOS		
SIN captura	Gas natural en kg/kWh	0.133
	Agua en kg/kWh	0.160
CON captura	Gas natural en kg/kWh	0.156
	Agua en kg/kWh	3.520
	MEA en kg/kWh	6.49E-7

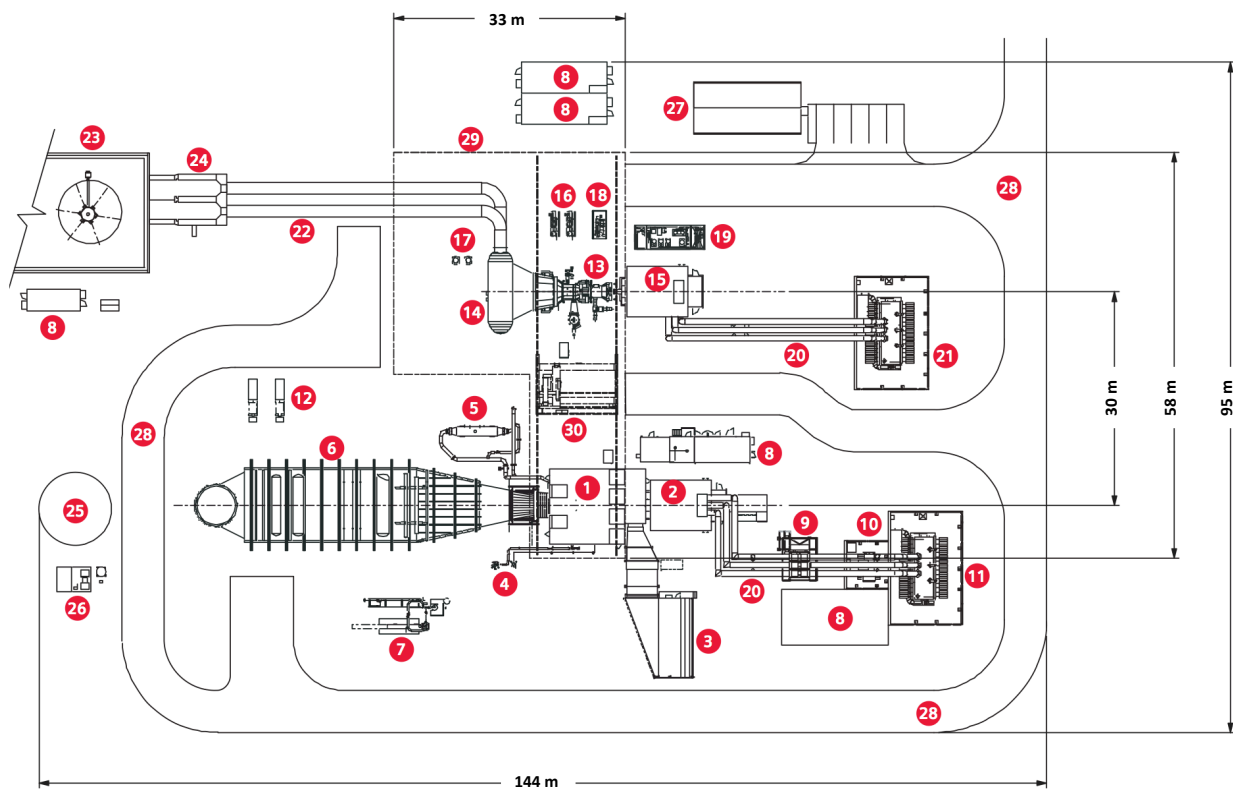
Fuente: (IEA, 2012)

Se trata de una central de ciclo combinado con dos unidades 1x1 (una turbina de gas por una de vapor, ver **Figura V.3**) de 250 MW. La calidad de la energía eléctrica producida será equiparable a la de nivel mundial, por lo cual los equipos principales como los turbogeneradores a gas (turbinas Siemens SGT6-5000F) y a vapor (turbina Siemens SST-900RH) poseen un diseño para funcionar de forma segura y continua con una frecuencia en el rango de 58.8 Hz (dentro de +3% y -5% del voltaje nominal) a 61.2 Hz (dentro de +5% y -3% del voltaje nominal).

Estas plantas están integradas por dos tipos diferentes de procesos de generación: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo térmico de la unidad turbogas, la energía de los gases

calientes de combustión es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y llevarla a la fase vapor y utilizar este fluido en una turbina de vapor de manera semejante al proceso de una termoeléctrica convencional. Debido a que este tipo de planta utiliza turbinas de gas, la potencia en un sitio específico está influenciada por la temperatura del aire y la altitud de dicho sitio.

Figura V.3
Arreglo general típico de una central de ciclo combinado a gas natural 1x1
(una turbina de gas por una de vapor)
aplicable a La Caridad I y II, Sonora



- | | | |
|---|--------------------------------------|--|
| 1. Turbina de gas SGT6-5000F | 11. Transformador del generador | 21. Transformador del generador de vapor |
| 2. Generador de la SGT6-5000F (TEWAC) | 12. Bombas del calentador de agua | 22. Tubería del agua de enfriamiento |
| 3. Filtro de aire a la turbina de gas | 13. Turbina de vapor (ST) | 23. Torre de enfriamiento (TE) |
| 4. Filtro/separador de gas | 14. Condensador superficial | 24. Bomba de la TE |
| 5. Enfriador de aire | 15. Generador ST (TEWAC) | 25. Tanque de agua desmineralizada |
| 6. Generador de vapor con recuperación de calor | 16. Bombas de vacío | 26. Sistema de compresión de aire |
| 7. Precalentador de gas | 17. Bombas del condensador principal | 27. Edificio del cuarto de control |
| 8. Centro de control de potencia | 18. Plataforma del sello de vapor | 28. Camino |
| 9. Interruptor del generador | 19. Plataforma del aceite lubricante | 29. Edificio de la isla de generación |
| 10. Transformador auxiliar | 20. Ducto del sistema de aislamiento | 30. Grúa (dentro del edificio) |

FUENTE: Traducción directa del brochure *Siemens Gas Turbine SGT6-5000F. Application Overview.*

En la **Figura V.4** se muestran esquemáticamente los procesos unitarios y los parámetros básicos de referencia para la generación de electricidad con gas natural en una central de ciclo

combinado (GCCSI, 2013), donde se realiza además la captura de bióxido de carbono con un solvente de monoetanol amina (MEA). Los procesos críticos, vistos desde un enfoque de ciclo de vida, son:

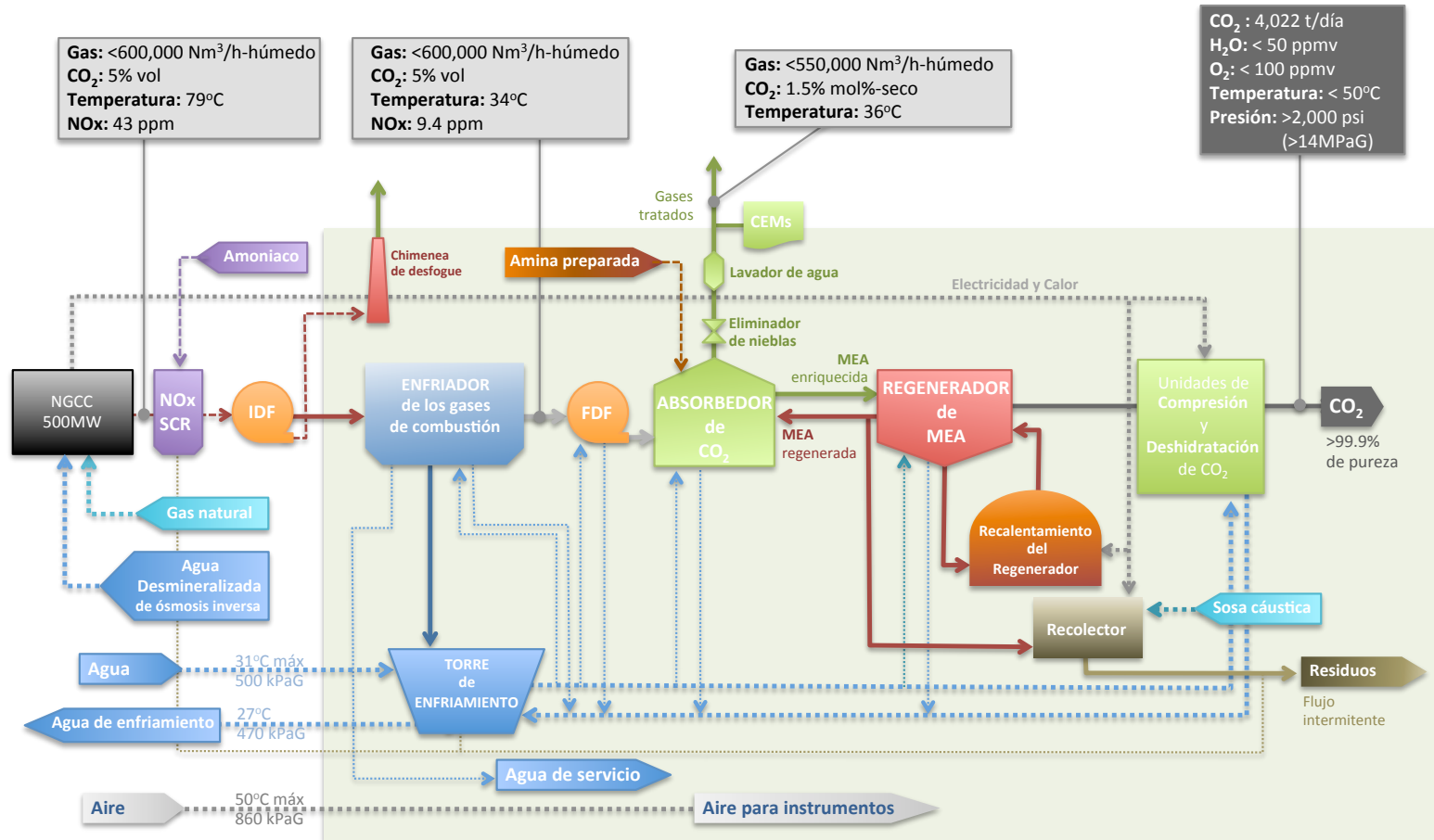
- Construcción y operación de un gasoducto para el abasto de gas natural
- Construcción, operación y desmantelamiento de la central de ciclo combinado (NGCC clase F)
- Construcción y operación de un pozo de abasto de agua de enfriamiento y de agua desmineralizada con ósmosis inversa
- Construcción y operación de un denitrificador (SCR) de amoníaco
- Construcción, operación y desmantelamiento de la planta de captura de CO₂ con MEA
- Disposición final de residuos de las torres de enfriamiento y el proceso regenerativo del solvente MEA

En la **Figura V.5** se muestra el mismo diagrama de flujo del proceso evaluado, pero se indican para cuáles procesos se desarrolló o se ubicó una base de datos de impacto ambiental en SimaPro que fuera útil al análisis de ciclo de vida.

Como se puede observar en las figuras referidas, los gases de combustión de la central tipo NGCC deben ser tratados para reducir a menos de 10 ppm la concentración de NO_x. En el diagrama operativo se incluyó un desnitrificador o sistema de Reducción Catalítica Selectiva, empleando como referencia un sistema europeo que requiere amoníaco. Para estimar los impactos ambientales de la producción del amoníaco se seleccionó una base de datos norteamericana (incluida en *US LCI database* incluido en la biblioteca del *SimaPro*) denominada *Ammonia, steam reforming, at plant/RNC* y por la operación de la planta del inventario contenido en *NO_x retained, in SCR/GLO*.

Para el tratamiento de la corriente gaseosa derivada del absorbedor, que es la chimenea donde se evalúa la eficiencia real de la planta de captura para controlar la emisión de gases de efecto invernadero, se ha incluido en el diagrama de la **Figura V.4** un eliminador de neblinas y un lavador de agua conectados en serie, como unidades de control de las posibles fugas de MEA y sus subproductos de degradación. Como se mencionó en el **Capítulo II**, apartado **II.1.2**, los subproductos de degradación de las aminas son altamente tóxicos (Brekke *et ál.*, 2012), por lo que en la determinación de los impactos ambientales, estos equipos son relevantes para disminuir los efectos de la central de generación eléctrica en la toxicidad humana y la ecotoxicidad.

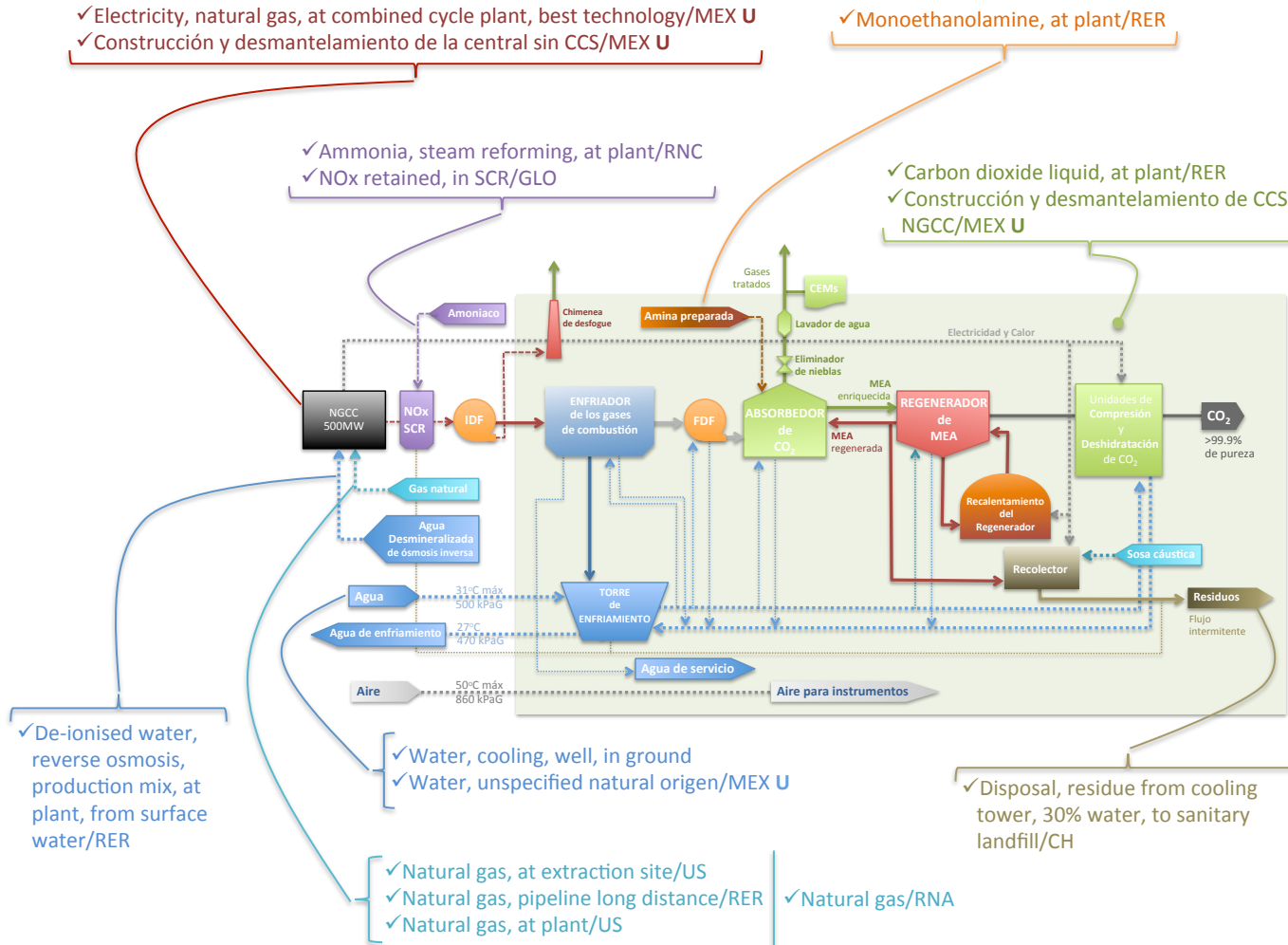
Figura V.4
 Procesos involucrados y parámetros operativos básicos en una central NGCC con captura de CO₂



SCR. Selective Catalytic Reduction. Reducción de NOx con catalizadores selectivos
 IDF. Induced draft fan. Ventilador para remover gases
 FDF. Forced draft fan. Ventilador para inyectar gases
 CEMs. Continuous Emissions Monitors. Monitoreo continuo en chimenea

Fuente: Elaboración propia a partir de (GCCSI, 2013) y tomando como base el diseño ofertado por Mitsubishi Heavy Industries America Inc. para el proyecto Pioneer en Alberta, Canadá y empleando MEA en su solución patentada KS-1.

Figura V.5
Inventarios disponibles en *SimaPro* para la modelación de una central NGCC con captura de CO₂



La construcción y el desmantelamiento de la central se estimó y clasificó en SimaPro como *Construcción y desmantelamiento de la central sin CCS/MEX U*. Para las tres fases, construcción, operación y desmantelamiento, se realizaron estimaciones propias (en coordinación con el Centro Mario Molina) tomando como referencia la planta de “La Caridad I y II”, que quedó clasificada en *SimaPro* como *Electricity, natural gas, at combined cycle plant, best technology/MEX U*. La base de datos de los materiales considerados para la construcción y la energía para la fase de desmantelamiento se muestran en la **Tabla V.5**; la base de datos de la fase operativa sin captura de CO₂ se despliega en el **Tabla V.6** y con captura de CO₂ en el **Tabla V.7**, donde se señalan con color rojo las emisiones de MEA y sus subproductos de degradación derivadas de la planta de captura, considerando un escenario de control (Brekke *et ál.*, 2012).

Los impactos calculados por la construcción de un pozo de agua, se obtuvieron empleando la base de datos denominada *Water, cooling, well, in ground* y con estimaciones propias clasificadas en *SimaPro* como *Water, unspecified natural origen/MEX U*. Se consideraron también los impactos de la producción del agua desmineralizada mediante ósmosis inversa, empleando la base de datos europea denominada *De-ionised water, reverse osmosis, production mix, at plant, from surface water/RER*.

Tabla V.5
Consumos para la fase de construcción en el estudio caso de la central NGCC sin CCS

MATERIAL	CONSUMO	UNIDAD
Acero	4'080,573	kg
Aluminio	474,258	kg
Concreto	19,082	m ³
Acero reforzado	13'131,632	kg
Acero al carbón	198,602	kg
Electricidad	26,805	MWh
Desmantelamiento	25,395	GJ

Tabla V.6
Base de datos de las entradas y salidas para la fase de operación de la central NGCC sin captura de CO₂

PRODUCTOS		
NGCC clase F/Mx	1	kWh
RECURSOS		
Agua de enfriamiento de pozo	0.1586	kg
MATERIALES/COMBUSTIBLES		
Central NGCC/ Mx	9.21x10 ⁻¹²	p
Gas natural/ /RNA	6.33	MJ
Agua desionizada, por osmosis inversa/RER	0.0279	kg
Amoniaco, reformado con vapor, líquido, en la planta /RNA(Mx)	1.21x10 ⁻⁸	kg

continúa ...

Tabla V.6
Base de datos de las entradas y salidas
para la fase de operación de la central NGCC sin captura de CO₂
...continuación

EMISIONES A LA ATMÓSFERA		
Emisiones Calóricas (calor residual)	1.899	MJ
Óxido nitroso	3.14×10^{-5}	kg
Monóxido de carbono fósil	3.03×10^{-7}	kg
Bióxido de carbono fósil	0.406	kg
Bióxido de azufre	5.11×10^{-7}	kg
Partículas, < 2.5 µm	2.75×10^{-8}	kg
Óxido de nitrógeno	1.02×10^{-6}	kg
2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-dioxina	2.97×10^{-17}	kg
Metano, fósil	8.31×10^{-9}	kg
Acetaldehído	8.18×10^{-10}	kg
Benzo(a)pireno	5.41×10^{-13}	kg
Benceno	9.47×10^{-10}	kg
Butano	9.47×10^{-7}	kg
Ácido acético	1.24×10^{-7}	kg
Formaldehído	3.38×10^{-8}	kg
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH, por sus siglas en inglés)	8.18×10^{-9}	kg
Pentano	1.18×10^{-6}	kg
Propano	7.21×10^{-7}	kg
Ácido propanoico	1.64×10^{-8}	kg
Tolueno	1.53×10^{-9}	kg
Acenafteno	8.11×10^{-13}	kg
Etano	1.40×10^{-6}	kg
Hexano	8.11×10^{-7}	kg
Plomo	2.37×10^{-9}	kg
Amoníaco	1.94×10^{-5}	kg
Óxidos de azufre	2.17×10^{-9}	kg
Hexafluoruro de azufre	3.37×10^{-10}	kg
Compuestos orgánicos volátiles (VOCs, por sus siglas en inglés)	1.99×10^{-8}	kg
TRATAMIENTO DE RESIDUOS		
Disposición de los residuos de torres de enfriamiento, 30% de agua, en un relleno sanitario/CH U	1.04×10^{-5}	kg

Tabla V.7
Base de datos de las entradas y salidas
para la fase de operación de la central NGCC con captura de CO₂

PRODUCTO		
Electricidad, gas natural, planta de ciclo combinado wCCS/Mx U	1.0	kWh
RECURSOS		
Agua de enfriamiento, de pozo	0.348	kg
MATERIALES/COMBUSTIBLES		
Construcción de la central NGCC con CCS/ Mx U	1.1x10 ⁻¹¹	p
Gas natural /RNA U	7.4	MJ
Agua desionizadas por osmosis inversa, de agua superficial/ RER S	6.0x10 ⁻²	kg
Desulfurización de gases de combustión/RER U	1.0x10 ⁻⁴	kg
Reducción catalítica selectiva/GLO U	3.5x10 ⁻⁵	kg
MEA, monoetanolamina/Mx U	6.5x10 ⁻⁷	kg
NH ₃ , amoniaco/RNA U	1.9x10 ⁻⁶	Kg
EMISIONES AL AIRE		
Calor residual	2.2	MJ
Ácido acético	1.7x10 ⁻⁷	kg
+Ácido acético de la planta de captura	1.8x10 ⁻⁷	kg
NOx	7.2x10 ⁻⁵	kg
CO, fósil	3.5x10 ⁻⁷	kg
CO ₂ , fósil	5.2x10 ⁻²	kg
SO ₂	7.1x10 ⁻⁷	kg
PM< 2.5 um	3.2x10 ⁻⁸	kg
Mercurio	0.0	kg
N ₂ O	1.4x10 ⁻⁶	kg
Dioxinas, 2,3,7,8 tetraclorodibenzo-p-	4.1x10 ⁻¹⁷	kg
Metano, fósil	9.7x10 ⁻⁹	kg
Acetaldehído	1.1x10 ⁻⁹	kg
+Acetaldehído de la planta de captura	6.3x10 ⁻⁶	kg
Benzo(a)pireno	7.5x10 ⁻¹³	kg
Benceno	1.3x10 ⁻⁹	kg
Butano	1.3x10 ⁻⁶	kg
Formaldehído	4.7x10 ⁻⁸	kg
+Formaldehído de la planta de captura	4.3x10 ⁻⁶	kg
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH por sus siglas en inglés)	1.1x10 ⁻⁸	kg
Pentano	1.6x10 ⁻⁶	kg
Propano	1.0x10 ⁻⁶	kg
Ácido propiónico	2.3x10 ⁻⁸	kg
+Ácido propiónico de la planta de captura	2.1x10 ⁻⁷	kg
Tolueno	2.1x10 ⁻⁹	kg
Acenafteno	1.1x10 ⁻¹²	kg
Etano	1.9x10 ⁻⁶	kg
Hexano	1.1x10 ⁻⁶	kg

Tabla V.7
Base de datos de las entradas y salidas
para la fase de operación de la central de NGCC con captura de CO₂
...continuación

Plomo	2.4x10 ⁻⁹	kg
Compuestos orgánicos volátiles (VOC's por sus siglas en inglés)	2.3x10 ⁻⁸	kg
NH ₃ , amoníaco	2.1x10 ⁻⁵	kg
+NH ₃ de la planta de captura	5.9x10 ⁻⁶	kg
Hexafluoruro de azufre	3.9x10 ⁻¹⁰	kg
NO ₂	2.7x10 ⁻⁹	kg
SOx	1.0x10 ⁻⁴	kg
+MEA, monoetanol amina	3.4x10 ⁻⁶	kg
+Acetona	8.4x10 ⁻⁷	kg
+Formamida	1.3x10 ⁻⁶	kg
+Acetamida	1.7x10 ⁻⁸	kg
+Metil amina	8.9x10 ⁻⁷	kg
+Etilamina	1.3x10 ⁻⁷	kg
+DEA, dimetilamina	1.3x10 ⁻⁶	kg
+Dietilamina	2.1x10 ⁻⁸	kg
+Dibutilamina	3.7x10 ⁻⁸	kg
+Dipropilamina	2.9x10 ⁻⁹	kg
+Ácido fórmico	1.3x10 ⁻⁷	kg
+Ácido butírico	2.5x10 ⁻⁷	kg
+Dietanolamina	5.8x10 ⁻⁹	kg
+n-Nitrosamorfolina	1.5x10 ⁻⁸	kg
TRATAMIENTO DE RESIDUOS		
Eliminación, los residuos de la torre de enfriamiento, 30% de agua, al relleno sanitario/CH U	9.6x10 ⁻⁶	kg

La base de datos para la construcción y desmantelamiento de la planta de captura de CO₂ con una solución acuosa de MEA, se realizó coordinadamente con el Centro Mario Molina y quedó clasificada en *SimaPro* como *Construcción y desmantelamiento de CCS NGCC/MEX U*. La base de datos se muestran en la **Tabla V.8**. Se incluye además en el análisis de ciclo de vida la producción de la amina puesta en planta, tomando como referencia un proceso inventariado en Europa denominado en *SimaPro* como *Monoethanolamine, at plant/RER*.

En el análisis realizado se consideró la disposición de los residuos de las torres de enfriamiento de la planta NGCC con captura de CO₂, los cuales comúnmente poseen 30% de humedad; para ello, se tomó como referencia un relleno sanitario en Suiza, cuya base de datos está contenida en *Disposal, residue from cooling tower, 30% water, to sanitary landfill/CH*.

Tabla V.8
Consumos para la fase de construcción de la planta de captura de CO₂

MATERIAL	CONSUMO	UNIDAD
Acero	4'080,573	kg
Aluminio	474,258	kg
Acero inoxidable	19,082	m ³
Concreto	13'131,632	kg
Acero al carbón	198,602	kg
Electricidad	26,805	MWh

Como se mencionó anteriormente, la planta de referencia para la captura de CO₂ es la cotizada por la empresa Mitsubishi en el proyecto *Pioneer* del estado de Alberta, en Canadá, con modificaciones para su empleo en una NGCC. Como escenario de control referido anteriormente, esta planta representa la mejor tecnología disponible de escala industrial (para una central de 500 MW) con MEA. Utiliza una amina avanzada patentada con el denominativo KS-1 cuyas ventajas comparativas se muestran en la **Tabla V.9**.

Tabla V.9
Ventajas relativas de la solución de aminas avanzadas KS-1 propiedad de la empresa Mitsubishi

	MEA convencional, diluida al 30%	KS-1 con planta mejorada
Tasa de recirculación	1	-50%
Energía empleada para la regeneración	1	-38%
Degradación del solvente	1	-90%
Pérdida del solvente	1	-95%

Fuente: Masaka I., 2012

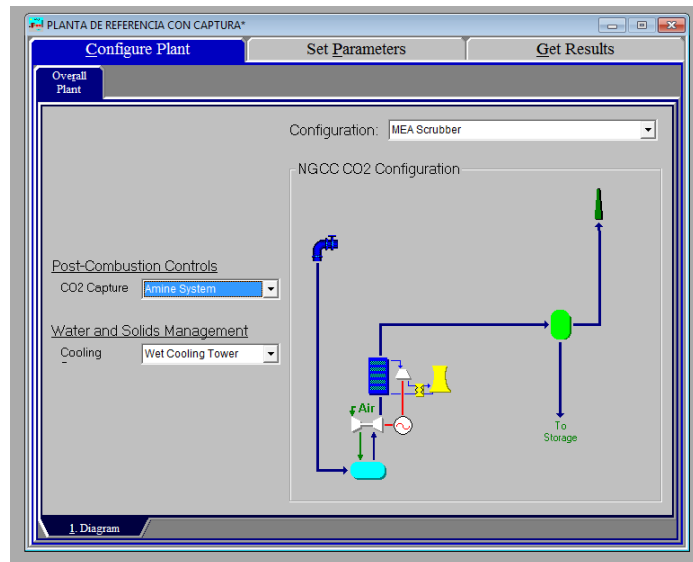
Para confirmar y afinar los parámetros básicos de operación de la central NGCC de referencia y la planta de captura de CO₂ de post-combustión, se aplicó el modelo de simulación denominado *Integrated Environmental Control Model* (IECM v.6.2.4) desarrollado en la Universidad Carnegie Mellon, por el Dr. Edward Rubin. El modelo IECM es capaz de simular las condiciones operativas y las emisiones atmosféricas de diversos tipos plantas de generación de electricidad (PC, NGCC y IGCC) e incorpora un módulo de captura de CO₂ con soluciones de MEA, desarrollado con base a estudios detallados del Departamento de Energía de los Estados Unidos. El modelo opera haciendo un balance de masa y energía e incorpora datos empíricos para calcular el desempeño energético y ambiental de una central eléctrica. Además, el modelo permite calcular costos de capital, operativos y costos nivelados de electricidad para la planta en su conjunto, empleando las guías de evaluación técnica del *Electric Power Research Institute-EPRI*, un referente industrial para EUA (Rubin *et ál.* 2013).

Tabla V.10
Parámetros básicos operativos de la planta de referencia NGCC y la planta simulada empleando el modelo IECM

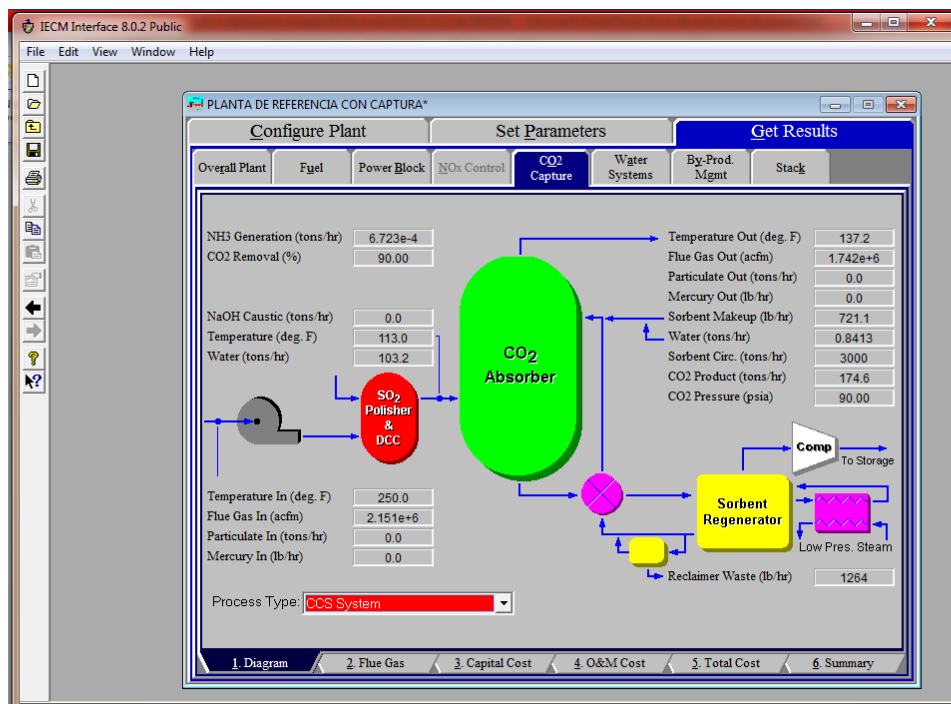
CARACTERISTICAS	NGCC Nacozari	NGCC Modelo IECM
Combustible	Gas natural HHV 22,792 BTU/lb	Gas natural HHV 22,480 BTU/lb
Tipo de planta	Clase F	Clase F (GE 7FA)
Potencia neta	516 MWe suma de dos unidades de 250 MW nominales	418.8 MWe suma de una turbina de gas de 290.6 MW y una de vapor de 128.3 MW nominales
Vida útil	30 años	20 años
Factor de planta promedio	80%	80%
Potencia neta con captura	450 MWe	370.4 MWe
Eficiencia neta	56.6% LHV	-
Eficiencia neta con captura	48.4% LHV	38.3% HHV
Decrecimiento relativo de la eficiencia neta	-15%	-
Emisiones de CO₂	370 kg/MWh	182.1 kg/MWh
Emisiones de CO₂ con captura	55 kg/MWh (87% de captura)	18.21 kg/MWh (90% de captura)
Toneladas de CO₂ capturadas	1'164,031 tCO ₂ /año	1'224,470 tCO ₂ /año
Flujo de CO₂ procesado en la planta de captura	53 kgCO ₂ /s	48.5 kgCO ₂ /s
Energía requerida para presurizar el CO₂ a 2,000 psi		107 kWh/tCO ₂
Consumo de gas natural		73.33 t/h
Consumo de agua de enfriamiento (NGCC+planta de captura)		34,170 t/h
Consumo de MEA		0.3605 t/h
Emisión de CO₂ en la chimenea		19.4 t/h
Emisión de NOx en la chimenea		0.04348 t/h
Emisión de NH₃ en la chimenea		0.0006723 t/h

Dentro del **APENDICE** se incluyen la totalidad de las pantallas de obtenidas con el modelo IECM para esta Tesis. En la **Figura V.6** se muestra el arreglo general de la operación CCS modelada y los parámetros de desempeño de la planta de captura asociada a la NGCC.

Figuras V.6
Configuración de la planta NGCC con captura de CO₂ de acuerdo al modelo IECM

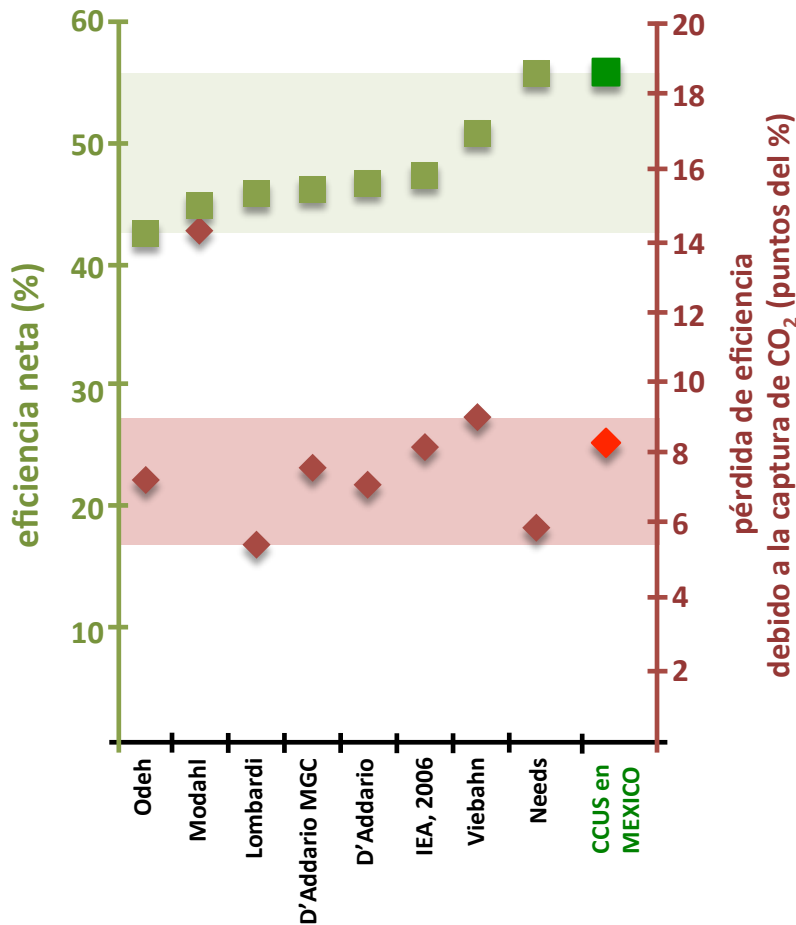


Desempeño de la planta de captura de CO₂ de acuerdo al modelo IECM



Comparando los resultados de la penalidad energética reportada en diferentes estudios de ciclo de vida para la captura de CO₂ en centrales NGCC de generación eléctrica, referidos en (Marx *et ál*, 2011), en la **Figura V.7** se muestran gráficamente los resultados propios con los de otras investigaciones, observándose una consistencia en los porcentajes de eficiencia neta y de pérdida de eficiencia.

Figuras V.7
Efecto de la captura de CO₂ en la eficiencia de una planta de generación eléctrica empleando gas natural



Fuente: Propia y (Marx *et ál*, 2011)

V.3 Transporte del CO₂ capturado por ducto

El emplazamiento geográfico de referencia es la planicie costera de Veracruz en las inmediaciones de las ciudades de Tuxpan y Poza Rica, donde se ubican varias centrales termoeléctricas y diversos campos petroleros con posibilidades de recibir CO₂ (ver **Figura V.8**).

Figura V.8
Emplazamiento geográfico del estudio de ciclo de vida CCUS en México



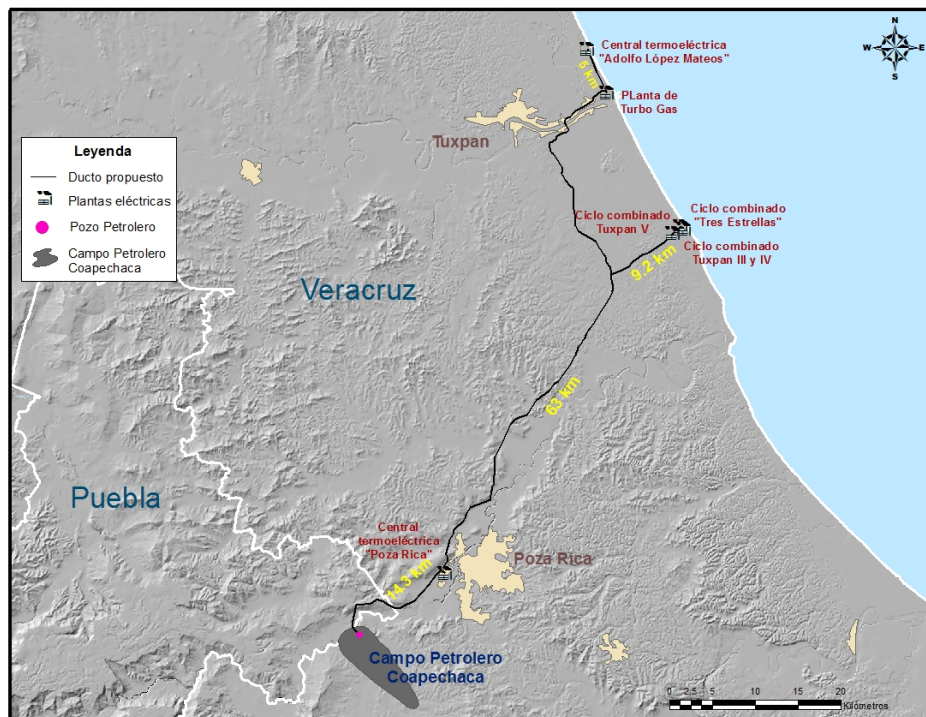
En la **Figura V.9** se muestra un mapa donde se ubican las cuatro plantas de generación eléctrica actuales y el campo petrolero de Coapechaca, para el cual existe la mayor documentación publicada sobre sus características para una práctica EOR convencional (Abbaszadeh *et ál.*, 2008). Dos de las plantas de la zona ya operan actualmente con gas natural, la de Poza Rica de la CFE que está repotenciándose hasta 250 MW instalados en ciclo combinado y las unidades ubicadas en el sitio denominado “Tres Estrellas”, operadas por Abengoa y Mitsubishi como Productores Independientes de Energía, con una capacidad instalada de 1,973 MW. La CFE posee una pequeña planta de 163 MW en Tuxpan, que tiene un generador operando con diesel, y una gran central termoeléctrica convencional, la “Adolfo López Mateos” en la que se quema combustóleo, con una capacidad total instalada de 2,450 MW.

Para efectos de esta Tesis, se considera que la Central Termoeléctrica “Adolfo López Mateos” será eventualmente transformada a una planta de gas natural, ya que técnicamente es posible hacerlo sin hacer demasiadas modificaciones físicas a las unidades existentes; porque cuatro de sus 6 unidades tienen más de 20 años operando y estarán en fase de salida cuando la tecnología de captura de CO₂ sea más barata o eventualmente obligatoria; porque PEMEX dejará de producir combustóleo cuando termine la reconfiguración de sus refinerías y entre en

operación la nueva refinería de Tula; y finalmente, porque se estima que el desarrollo del gas de lutitas o *Shale Gas* en EUA y México hará dominante este combustible en el Sistema Eléctrico Nacional (CFE, 2012).

Por esta razón, el carbonoducto seleccionado y evaluado en esta tesis doctoral corre desde el puerto industrial de Tuxpan hasta el campo petrolero de Coapechaca, ubicado a 120 msnmm, a un costado de la ciudad de Poza Rica y dentro de los límites geológicos del Paleocanal de Chicontepec. En este recorrido de 91.5 kilómetros, en un futuro se podrían también colectar las corrientes de CO₂ de las plantas de generación eléctrica a gas natural del sitio “Tres Estrellas” y Poza Rica. Para efectos prácticos de cálculo, se empleará la cifra de **100 kilómetros de carbonoducto**, que no es muy alejada de la realidad si se considera la tubería adicional necesaria para desplazar el CO₂ dentro del campo petrolero.

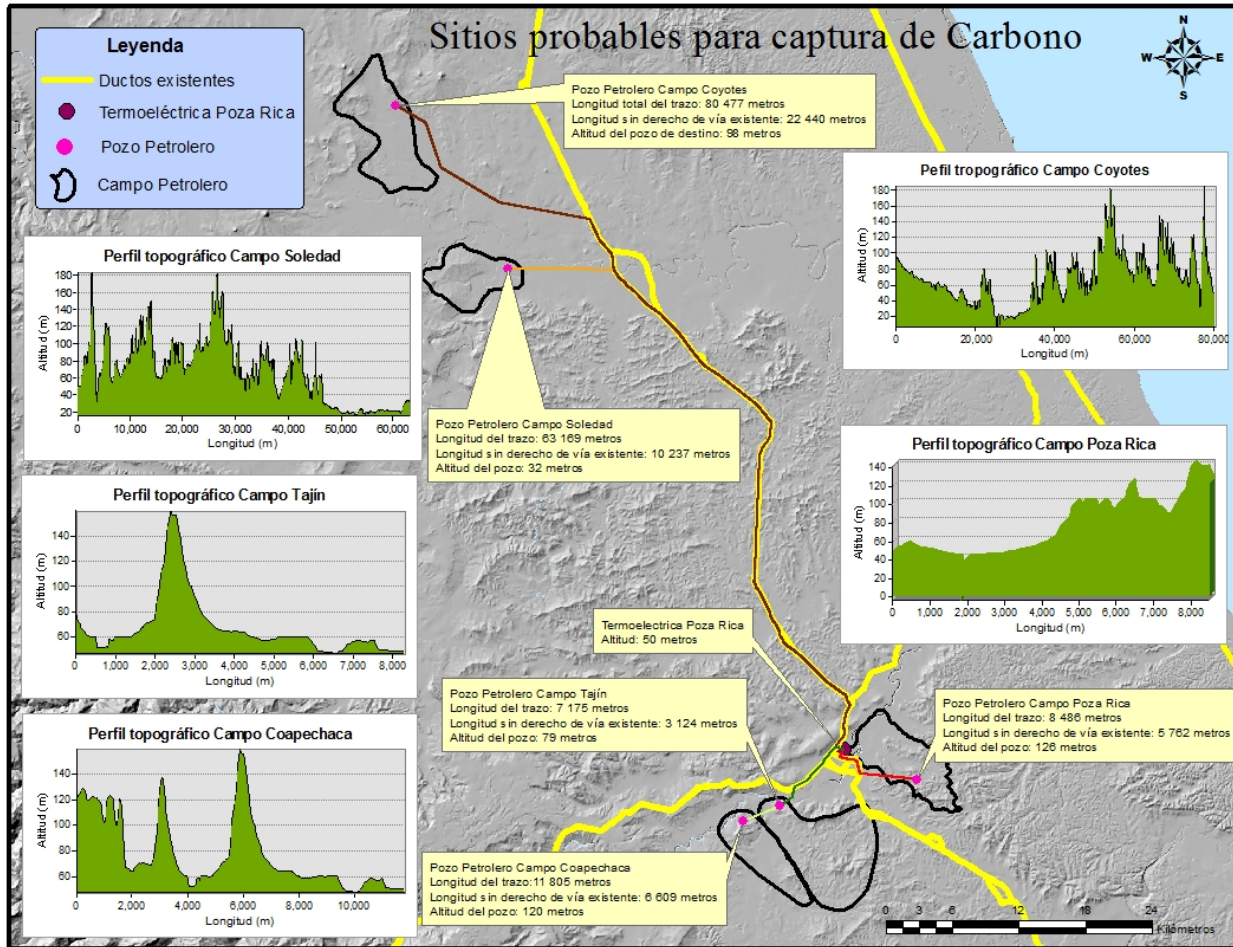
Figura V.9
Trazo posible de la tubería de transporte de CO₂ desde las centrales de generación eléctrica del área de Tuxpan al campo petrolero de Coapechaca, Chicontepec



Fuente: Elaboración propia, con apoyo del Centro Mario Molina

En la **Figura V.10** se muestran los trazos posibles de un carbonoducto que emplee los derechos de vía actuales de PEMEX desde la ciudad de Poza Rica hacia distintos campos petroleros del Paleocanal de Chicontepec o Activo Terciario del Golfo (ATG-Chicontepec), donde se ha considerado la aplicación de la tecnología EOR. Se incluye también el campo de Poza Rica, ubicado arriba de la ciudad, que pertenece a la formación geológica conocida coloquialmente como la “Faja de Oro”.

Figura V.10
Rutas posibles de una tubería de transporte de CO₂ desde la ciudad de Poza Rica a distintos campos petroleros del Activo Terciario del Golfo, Paleocanal de Chicontepec



Fuente: Elaboración propia, con apoyo del Centro Mario Molina

Se descarta la utilización del campo Poza Rica por estar ubicado en una traza urbana y no se consideran los campos Soledad y Coyotes, al norte del ATG-Chicontepec, pues desde el puerto de Tuxpan no existen carreteras con derechos de vía directos; habría que expropiarlos y construirlos. Para llegar a estos campos, la opción administrativa más viable, pero económicamente más costosa, sería transportar el CO₂ desde Tuxpan a la ciudad de Poza Rica y desde ahí desplazarlo hacia el norte por la carretera hacia Tampico, donde hay derechos de vía.

Cálculo de las necesidades energéticas por la compresión de CO₂

Con el fin de estimar el consumo relativo de energía en la compresión del CO₂ producido por la planta NGCC de referencia de esta Tesis doctoral, se procedió a aplicar las siguientes fórmulas

referidas en (McCullum *et ál.*, 2006), aplicables a una compresión convencional isotérmica y de cinco etapas, que sería el caso más conservador, obteniéndose los valores que se muestran en la **Tabla V.11**. Como se observa, el consumo de energía de una planta de 500 MW sería de 13.2 MW (2.6%).

Fórmula para la proporción de compresión por cada etapa (CR)

$$w_{s,i} = \left(\frac{1000}{24 * 3600} \right) \left(\frac{mZ_s RT_{in}}{M\eta_{is}} \right) \left(\frac{K_s}{K_s - 1} \right) \left[(CR)^{\frac{K_s-1}{K_s}} - 1 \right]$$

Fórmula para el cálculo de energía para las 5 etapas de compresión de CO₂

$$W_p = \left(\frac{1000 * 10}{24 * 36} \right) \left[\frac{m (P_{final} - P_{cut-off})}{\rho\eta_p} \right]$$

Tabla V.11
Cálculo de las necesidades energéticas por la compresión de CO₂

Proporción de la compresión por cada etapa			
Presión de punto crítico	P_{cut-off}	7.38	Mpa
Presión inicial	P_{initial}	0.1	MPa
Presión final	P_{final}	15	MPa
Número de etapas por compresión	N_{stage}	5	
	CR	2.4	

Cálculo de energía para la etapa 1 de compresión de CO ₂			
Constante de gas	R	8.314	kJ/kmol-K
Peso molecular de CO ₂	M	44.01	kg/kmol
Entrada al compresor de temperatura de CO ₂	T _{in}	313.15	K (i.e.,40°C)
Masa del flujo transportada para la inyección en el sitio	m	4022	t/d
Eficiencia isotrópica del compresor	η _{is}	0.75	
Número de kilogramos por tonelada		1000	kg
Número de horas por día		24	H
Número de segundos por hora		3600	S
Proporción promedio del calor específico de CO ₂ por cada etapa individual	K _s	1.277	
Promedio de compresibilidad del CO ₂ para cada etapa individual	Z _s	0.995	
Proporción de la compresión para cada etapa	CR	2.4	
Energía requerida para la etapa 1 de compresión	W_{s,1}	2,684.39	kW

continúa ...

Tabla V.11
Cálculo de las necesidades energéticas por la compresión de CO₂
...continuación

Cálculo de energía para la etapa 2 de compresión de CO₂			
Constante de gas	R	8.314	kJ/kmol-K
Peso molecular de CO ₂	M	44.01	kg/kmol
Entrada al compresor de temperatura de CO ₂	T _{in}	313.15	K (i.e.,40°C)
Masa del flujo transportada para la inyección en el sitio	m	4022	t/d
Eficiencia isotrópica del compresor	η _{is}	0.75	
Número de kilogramos por tonelada		1000	kg
Número de horas por día		24	H
Número de segundos por hora		3600	S
Proporción promedio del calor específico de CO ₂ por cada etapa individual	K _s	1.286	
Promedio de compresibilidad del CO ₂ para cada etapa individual	Z _s	0.985	
Proporción de la compresión para cada etapa	CR	2.4	
Energía requerida para la etapa 2 de compresión	Ws,2	2,649,54	kW

Cálculo de energía para la etapa 3 de compresión de CO₂			
Constante de gas	R	8.314	kJ/kmol-K
Peso molecular de CO ₂	M	44.01	kg/kmol
Entrada al compresor de temperatura de CO ₂	T _{in}	313.15	K (i.e.,40°C)
Masa del flujo transportada para la inyección en el sitio	m	4022	t/d
Eficiencia isotrópica del compresor	η _{is}	0.75	
Número de kilogramos por tonelada		1000	kg
Número de horas por día		24	H
Número de segundos por hora		3600	S
Proporción promedio del calor específico de CO ₂ por cada etapa individual	K _s	1.309	
Promedio de compresibilidad del CO ₂ para cada etapa individual	Z _s	0.97	
Proporción de la compresión para cada etapa	CR	2.4	
Energía requerida para la etapa 3 de compresión	Ws,3	2,583.64	kW

continúa ...

Tabla V.11
Cálculo de las necesidades energéticas por la compresión de CO₂
...continuación

Cálculo de energía para la etapa 4 de compresión de CO₂			
Constante de gas	R	8.314	kJ/kmol-K
Peso molecular de CO ₂	M	44.01	kg/kmol
Entrada al compresor de temperatura de CO ₂	T _{in}	313.15	K (i.e.,40°C)
Masa del flujo transportada para la inyección en el sitio	m	4022	t/d
Eficiencia isotrópica del compresor	η _{is}	0.75	
Número de kilogramos por tonelada		1000	kg
Número de horas por día		24	H
Número de segundos por hora		3600	S
Proporción promedio del calor específico de CO ₂ por cada etapa individual	K _s	1.379	
Promedio de compresibilidad del CO ₂ para cada etapa individual	Z _s	0.935	
Proporción de la compresión para cada etapa	CR	2.4	
Energía requerida para la etapa 4 de compresión	Ws,4	2,431.74	kW

Cálculo de energía para la etapa 5 de compresión de CO₂			
Constante de gas	R	8.314	kJ/kmol-K
Peso molecular de CO ₂	M	44.01	kg/kmol
Entrada al compresor de temperatura de CO ₂	T _{in}	313.15	K (i.e.,40°C)
Masa del flujo transportada para la inyección en el sitio	m	4022	t/d
Eficiencia isotropica del compresor	η _{is}	0.75	
Número de kilogramos por tonelada		1000	kg
Número de horas por día		24	H
Número de segundos por hora		3600	S
Proporción promedio del calor específico de CO ₂ por cada etapa individual	K _s	1.709	
Promedio de compresibilidad del CO ₂ para cada etapa individual	Z _s	0.845	
Proporción de la compresión para cada etapa	CR	2.4	
Energía requerida para la etapa 5 de compresión	Ws,5	2,123.29	kW

Energía total requerida para el compresor	Ws-total= (Ws)1+(Ws)2+(Ws)3+(Ws)4+(Ws)5	12,470.60	kW
--	--	------------------	-----------

Número de compresores en paraleleo	Ntrain= (Ws-total)/40000	0.3205
---	---------------------------------	---------------

Tabla V.11
Cálculo de las necesidades energéticas por la compresión de CO₂
...continuación

Cálculo de energía necesaria para el impulso de compresión de CO ₂ del punto crítico al punto final			
Presión final	Pfinal	15	MPa
Presión de punto crítico	Pcut-off	7.38	MPa
Densidad de CO ₂ durante el bombeo	ρ	630	kg/m ³
Eficiencia de la bomba	ηp	0.75	
Número de kilogramos por tonelada		1000	kg
Número de horas por día		24	h/día
Número de bar por Mpa		10	bar
Número de m ³ *bar/hr por KW		36	m ³ *bar/h
Masa del flujo transportada para la inyección en el sitio	m	4022	t/d
	Wp	422.28	kW

Energía TOTAL de compresión	W_T	12.9	MW
Planta de Referencia	NGCC Clase F	500	MW

Cálculo de las dimensiones de la tubería y su contenido de acero

En la planta NGCC de referencia, 500 MW, se capturan aproximadamente 1.16 millones de toneladas anuales de CO₂, lo que implica un flujo de 3,178 toneladas al día, que se pueden despachar con una tubería de 12" de diámetro, como lo indica el modelo de diseño y costeo de unidades de compresión para CO₂ desarrollado por el del MIT para la práctica CCS (Baltadjiev, 2012).

Como se señaló anteriormente, para el transporte de este volumen se está considerando un carbonoducto de 100 kilómetros de longitud; el carbonoducto más similar al aquí considerado es el de *Bati Raman*, Turquía, que transporta 1.1 millones de toneladas de bióxido de carbono al año (≈55 mmscfd¹) de pozos naturales ubicados en el campo *Dodan*, con una tubería de 10" de diámetro, a lo largo de 90 kilómetros y a una presión nominal de 100 bar (1,450 psia) (Sahin, et ál., 2010). Empleando la siguiente fórmula para el cálculo del espesor de la tubería (t_e), se puede estimar el peso en acero de la tubería:

$$t_e = \frac{p D_i}{2 \sigma} S_k$$

Donde p = presión

Di = diámetro interior

σ = coeficiente de rendimiento

S_k = factor de seguridad

¹ mmscfd (million standard cubic foot per day), millón de pies cúbicos por día.

Tabla V.12
Cálculo del diámetro de la tubería del carbonoducto y su emisión de CO₂ asociada en ciclo de vida

Nomenclatura	Descripción	Cantidad	Unidades
p	Presión	153	bar
D_i	Diámetro interno	0.3048	m
σ	Coefficiente de rendimiento	2.3	N/m ²
Sk	Factor de seguridad	1.5	
t	Espesor de tubería	0.0152	m
D_e	Diámetro exterior	0.3200	m
	Longitud estándar del tubo	21	Pulgadas
	Masa de acero/longitud	115.29	kg/m
	Longitud de la tubería	100	km
	Peso total de la tubería	11,529	Tonelada
	Peso de válvulas y soldadura	345.87	Tonelada
	Emisiones asociadas de CO₂ de la tubería	5,764.5	Tonelada
	Emisiones asociadas de CO₂ de las válvulas	172.935	Tonelada
	TOTAL de emisiones de CO₂ de la tubería y válvulas	5,937.4	Ton

Estimación del impacto territorial por el cambio de uso del suelo

Para la instalación de una tubería que transporte bióxido de carbono se requiere de un espacio lineal suficiente para enterrar el tubo y permitir el paso de la maquinaria de excavación, transporte de la tubería, remoción y disposición temporal de vegetación, suelo y materiales pétreos del subsuelo.

Tabla V.13
Ancho mínimo de franja de desarrollo del sistema para alojar la tubería de transporte NOM-007-SECRE-2010

Diámetro nominal del ducto		Ancho*
milímetros	pulgadas	(metros)
<101.6	<4"	4
152.4 a 203.2	6" a 8"	6
254 a 457.2	10" a 18"	8
508 a 914.4	20" a 36"	10
>914.4	>36"	12

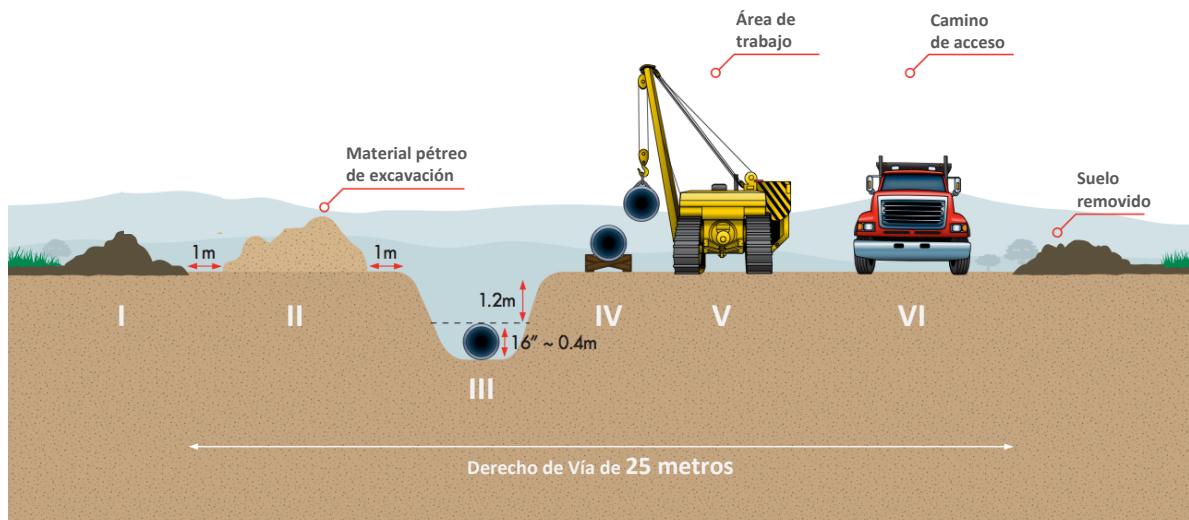
*Antes denominado "derecho de vía"

Las especificaciones técnicas y constructivas de una tubería de transporte de CO₂ a nivel mundial son muy parecidas, sino que iguales, a las de un gasoducto. De acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010 que regula el transporte de gas natural, el ancho mínimo de la franja de desarrollo de un sistema de transporte de gas, antes denominado “derecho de vía”, depende del diámetro de la tubería y se especifica en el cuadro 6 de su numeral 9.6, cuyos valores se reproducen en la **Tabla V.13**.

Como se muestra en la **Figura V.11**, se estima que el “derecho de vía” necesario para el carbonoducto debe ser de 25 metros de ancho para dar espacio suficiente a las siguientes actividades (*Shell Canada*):

- I. Disposición temporal del suelo removido, que será reposicionado en su lugar original
- II. Disposición temporal del material pétreo del subsuelo, producto de la excavación de la zanja para colocar la tubería, que será usado después como material de relleno
- III. Apertura de la zanja de colocación de la tubería
- IV. Disposición temporal de la tubería, antes de su colocación
- V. Área de trabajo de las grúas de colocación de la tubería, las excavadoras, trascabos y palas mecánicas
- VI. Camino de acceso y transporte de material, equipo y personal

Figura V.11
Espacio o “derecho de vía” requerido para la construcción de un carbonoducto (ducto de CO₂)



Fuente: *Shell Canada*. Imagen del proyecto *Athabasca Oil Sands*. Tomado de <http://www.shell.ca/en/aboutshell/our-business-tpkg/upstream/oil-sands/quest/about-quest.html>

Tomando estos parámetros de referencia y la distancia de 100 kilómetros desde las centrales termoeléctricas de Tuxpan hacia el campo petrolero de Coapechaca, en la **Tabla V.14** se muestra el cálculo de la tierra y materiales pétreos a ser removido para colocar la tubería de CO₂.

Tabla V.14
Cáculo del área de clareo necesario para el carbonoducto

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Longitud de la Tubería	100 km
Franja de desarrollo del carbonoducto (<i>derecho de vía</i>)	25 m
Profundidad máxima	1.53 m
Volumen de tierra a remover en la zanja del carbonoducto	226,000 m³

Para desplazar este volumen de tierra y disponer los tubos en el sitio, se considera necesario utilizar cuatro excavadoras (Caterpillar 320 B) para sacar la tierra y después utilizarla para rellenar la zanja; cuatro bulldozer (CAT D9) para clarear el terreno, remover el suelo y el material vegetativo; así como cuatro tiendetubos (CAT PL61) para colocar la tubería de 10" de diámetro. En la **Tabla V.15** se muestran las características de los equipos seleccionados, sus condiciones operativas y los cálculos de sus emisiones de CO₂ derivadas durante la construcción del carbonoducto.

Tabla V.15
Cálculo de las emisiones de CO₂ derivadas de la excavación y relleno de la zanja del carbonoducto

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO O ACTIVIDAD	CANTIDAD
Excavadora Caterpillar 320 B	4 equipos
• Capacidad de la cuchara	1.5 m ³
• Tiempo de maniobra de una cucharada	0.01 hora
• Tiempo uso al día	8 horas
• Volumen total a recoger	216,483 m ³
• Operaciones totales por excavación	150,667
• Tiempo total uso de excavadoras para remoción y relleno correspondiente	3,014 horas
• Días totales de uso para remoción (47.1) y relleno (47.1)	94.2 días
• Factor de emisiones	78.45 kg CO ₂ /hora
Emisión total de excavadoras	226.4 ton CO₂/excavación

continúa ...

Tabla V.15
Cálculo de las emisiones de CO₂ derivadas de la excavación y relleno de la zanja del carbonoducto

...continuación

Bulldozer CAT D9	4 equipos
• Ancho de la cuchara	4.50 m
• Velocidad promedio en terracería	0.15 km/h
• Área total a clarear	2'500,000 m ²
• Factor de emission	59 kg CO ₂ /h
• Número de recorridos del bulldozer sobre el área	2
• Longitud de la ruta de clareo	1,111.1 km
• Tiempo de uso al día	8 horas
• Horas totales de trabajo	7,407.4 horas
• Días totales	231.5 días
Emisión total de los bulldozers	437.0 ton CO₂/clareo
Tiendetubos CAT PL61	4 unidades
• Velocidad Promedio de desplazamiento	3.1 km/h
• Largo de tubo	30.5 m
• Largo total de la tubería	100 km
• Número de operaciones totales para montaje de tubería	3279
• Tiempo de montaje por tubo	90 segundos
• Tiempo total de montaje de tubería	82 horas
• Tiempo de recorrido de la ruta de tubería	32.26 horas
• Tiempo total de uso	114.23 horas
• Factor de emisión	16.5 kg CO ₂ /km
Emisión total de los tiendetubos	6.42 ton CO₂/h
EMISIONES TOTALES	669.8 ton CO₂

Fuente: Cálculo propio, con base en los manuales operativos de Caterpillar

La remoción de material vegetativo genera una emisión de bióxido de carbono que es necesario considerar. En la llanura costera del estado de Veracruz la vegetación original es la selva mediana perennifolia. En el cálculo de ciclo de vida del tendido del carbonoducto en esta zona considera una remoción definitiva por 30 años, estableciendo un pastizal en el derecho de vía que permita labores de vigilancia y mantenimiento. En la **Figura V.12** se ilustra el tipo de clareo que normalmente se hace para un ducto en la industria petrolera y en la **Tabla V.16** se muestran los resultados del cálculo de emisiones por el cambio de uso del suelo.

Figura V.12
Impacto ambiental característico de un desarrollo lineal



Fuente: Wyatt Construction Co. Inc., imagen tomada de <http://wyattcoinc.com>

Tabla V.16
Emisiones de CO₂ derivadas del cambio de uso del suelo en la llanura costera de Veracruz para colocar un carbonoducto

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Tiempo de vida útil de la tubería	30 años
Emisiones estimadas por año, considerando un cambio de selva mediana perennifolia a "sin vegetación"	535.37 ton CO ₂ /año
Emisiones por cambio de uso de suelo	24,975.5 ton CO₂/30 años

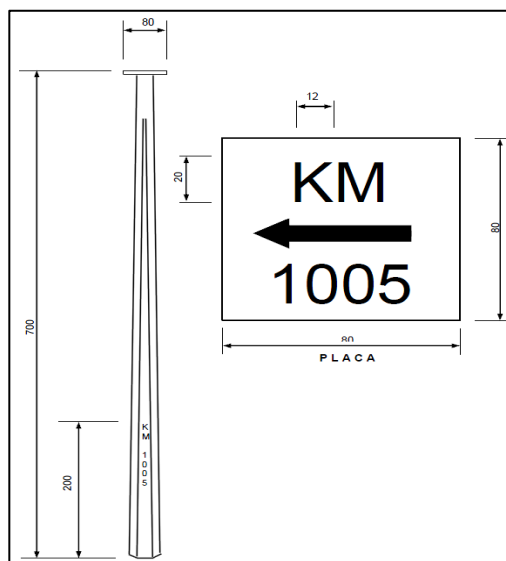
Fuente: Cálculo propio con base en la metodología desarrollada por e Centro Mario Molina (CMM, 2013), basada en la metodología ALOFU del IPCC año 2006.

Adicionalmente, la regulación mexicana requiere de una señalización que demanda de materiales diversos, pero particularmente de cemento, por lo que en la **Tabla V.17** se muestran los cálculos realizados para determinar la huella de carbono de los letreros cimentados que se ilustran en la **Figura V.13**.

Tabla V.17
Emisiones de CO₂ derivadas de la señalización del carbonoducto

Descripción	Cantidad	Unidades
Longitud entre señalización	5	km
Longitud total a señalizar	100	km
Señalamientos totales	20	
Profundidad de la excavación para poner señalización	.5	m
Area por señalamientos a excavar	0.09	m ²
Volumen a excavar por señalamiento	0.045	m ³
Volumen total a excavar	.9	m ³
Cemento utilizado para la colocación de señalamientos		
Cemento Utilizado en señalización	.9	m ³
Porcentaje de cemento seco	70	%
Volumen total de cemento seco	.63	m ³
Densidad del cemento seco	3	g/cm ³
Masa de cemento seco utilizado	1.89	Ton
Emisiones de CO₂ totales	2.37	Ton

Figura V.13
Señalización requerida del carbonoducto



Fuente: PEMEX

Un aspecto relevante de la operación de un ducto en la industria petrolera es su monitoreo o inspección visual y física, en caso de ser necesario, mediante el uso de vehículos aéreos, particularmente mediante helicópteros, que proporcionan la facilidad de un aterrizaje en aquellos sitios donde sea detectada una anomalía. Como los helicópteros consumen un gran

volumen de turbosina, se realizaron los cálculos de la huella de carbono de esta actividad. En la **Tabla IX.18** se muestran los parámetros considerados y en la **Figura V.14** se ilustra el helicóptero seleccionado para el cálculo.

Tabla V.18
Emisiones de CO₂ derivadas del monitoreo del carbonoducto empleando un helicóptero Bell 206-LIII

Descripción	Cantidad	Unidades
Frecuencia de recorrido	1	mes
Velocidad de vuelo durante recorrido	162	km/h
Factor de emisión de CO ₂	2.3	kg CO ₂ /litro
Número de recorridos en 30 años	360	recorridos
Ruta total a recorrer	72,000	km/30 años
Consumo de combustible	113.56	l/h
Tiempo de vuelo total	444.4	horas
Gasto total de combustible	50,472.2	litros
Emisiones totales de CO₂	116.08	ton/30 años

Figura V.14
Helicóptero Bell 206-LIII de monitoreo



Compilando los distintos cálculos realizados para el transporte del bióxido de carbono desde la planta NGCC ubicada en Tuxpan hasta el campo de Coapechaca, a 100 kilómetros de distancia, la emisión en ciclo de vida de 30 años del carbonoducto es de cerca de 32 mil de toneladas de CO₂, incluyendo las derivadas del cambio de uso, que representan el 78.4% pero que tienen una incertidumbre calculada del 400%. La **Tabla V.19** muestra la sumatoria reseñada.

Tabla V.19
Emisiones totales de CO₂
por la construcción y operación de un carbonoducto
C.T. Tuxpan-Campo Coapechaca, Veracruz

Actividad o Producto empleado	Cantidad ton CO ₂ /30 años
Maquinaria para preparación del sitio	723.4
Cemento utilizado para la colocación de señalamientos	2.3
Válvulas	173
Acero en tuberías	5,764.5
Cambio de uso de suelo	24,975.5
Monitoreo	116.1
Clausura	226.4
TOTAL	31,981.3

V.4 Uso del CO₂ de origen antropogénico en la recuperación mejorada de petróleo

Para esta tesis doctoral se ha escogido el Activo Terciario del Golfo (ATG), que comprende el Paleocanal de Chicontepec, por la cercanía de esta zona a tres grandes termoeléctricas, dos ubicadas en Tuxpan y otra más en Poza Rica, así como porque la propia PEMEX no considera otro fluido como relevante para realizar prácticas EOR, dadas las muy particulares características de los yacimientos de Chicontepec. Como son pocos los estudios prospectivos en el ATG que se han publicado (Abbaszadeh *et ál.*, 2008 y Narvaéz, 2012), en este capítulo se realizarán diversas suposiciones basadas en los estudios de ciclo de vida compilados y analizados así como los artículos científicos y documentos públicos relativos a Chicontepec o el ATG.

Dentro del ATG se han documentado pruebas y modelaciones EOR con CO₂ en los campos Tajín y Agua Fría al sur (Abbaszadeh *et ál.*, 2008) y Coyotes, al norte (Narvaéz, 2012). El cálculo preliminar de GEI que se incluye en este apartado se basa en los datos técnicos de éstas referencias y siguiendo la metodología de ciclo de vida empleada por NETL, ya que ésta es la más detallada tratándose de actividades EOR (NETL, 2010).

De acuerdo a los lineamientos metodológicos de las evaluaciones en ciclo de vida (EPA, 2006), las cinco etapas a considerar en el desarrollo de un campo petrolero serían: la preparación del sitio, la perforación y construcción de los pozos inyectoros y productores, la operación del complejo productivo, la clausura y el monitoreo ambiental final. Si la vida del campo petrolero se prolonga con las tecnologías EOR terciarias y cuaternarias durante más de 30 años, el 99% de los impactos ambientales se producen sólo durante la etapa operativa.

No obstante lo anterior, la fase constructiva, de corto plazo, detona impactos ambientales locales que son relevantes a considerar dada la apertura de caminos, el cambio de uso del suelo y el desplazamiento temporal de grandes cantidades de equipos móviles así como materiales exógenos al ecosistema y personal técnico, como se muestra en la fotografía de la **Figura V.15**. Igualmente, las etapas de clausura y monitoreo de pozos son las más relevantes en las políticas de mitigación de cambio climático.

Figura V.15
Vista aérea de un pozo en construcción en Chicontepec



Fuente: Milenio Noticias, 26 de diciembre 2012.

Tanto en el modelo simulador empleado en el campo Tajín como en la prueba experimental llevada a cabo en el campo Coyotes, el arreglo básico utilizado por PEMEX para un campo EOR en Chicontepec es de un pozo inyector central y 6 ó 7 pozos productores alrededor, espaciados a una distancia de 50 a 400 metros máximo. Con base en este arreglo, a continuación se analizan las necesidades constructivas y de materiales necesarias en las cinco etapas, con el objetivo de estimar las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la quema o liberación atmosférica de hidrocarburos.

ETAPA 1. Preparación del sitio

En esta etapa hay que tomar como premisa que no se reutilizarán pozos viejos clausurados, pues la finalidad de la actividad CCS+EOR evaluada es lograr el almacenamiento final del CO₂; los pozos viejos fueron clausurados bajo criterios económicos y por lo tanto no cumplen con las nuevas prácticas y regulaciones internacionales de hermeticidad.

Las actividades más relevantes en esta etapa, son el desmonte o clareo para la apertura de caminos y áreas de trabajo, así como la operación de la maquinaria requerida para remover materiales y preparar los espacios para el transporte de equipos y su instalación. Para el cálculo de la vegetación removida se empleó la metodología desarrollada por el Centro Mario Molina, que toma de base la metodología del IPCC del 2006 para cambios de uso del suelo (CMM, 2013), estimándose una remoción selva media perennifolia por 19.03 ha, que representa una emisión de 33.3 ton CO₂e/30 años.

Con respecto al uso de maquinaria pesada, en la **Tabla V.20** se incluyen los equipos más característicos en la construcción de caminos de terracería y sus rangos de consumo de combustible. La totalidad de ellos usa diesel y el contenido de carbono del diesel es de 2.6 kg CO₂/lt diesel (Lewis, 2011). Con el fin de facilitar los cálculos, se considerará la construcción de 10 kilómetros de caminos de terracería de 6 metros de ancho (60,000 m²) y el clareo de 8 áreas de trabajo, una para el pozo de inyección y 7 más para los pozos productivos, de 50m x 50m (20,000 m²), trabajo a realizar en dos meses o 320 horas laborables. Los cálculos de las emisiones totales son conservadores, por lo que, del rango mostrado en la **Tabla V.20** se tomará el valor más alto. Los resultados de esta etapa serán contabilizados en la tabla resumen del **Tabla V.21**.

Tabla V.20
Maquinaria de construcción y su consumo de combustible

Equipo o maquinaria	Combustible	Rendimiento
Un bulldozer	diesel	20 a 120 l/h
Una niveladora	diesel	23 a 73 l/h
Una excavadora	diesel	31 a 56 l/h
Una aplanadora	diesel	0.015 a 0.030 l/m ²
Dos camiones de volteo de 2 a 25 ton	diesel	4.9 a 20 l/h

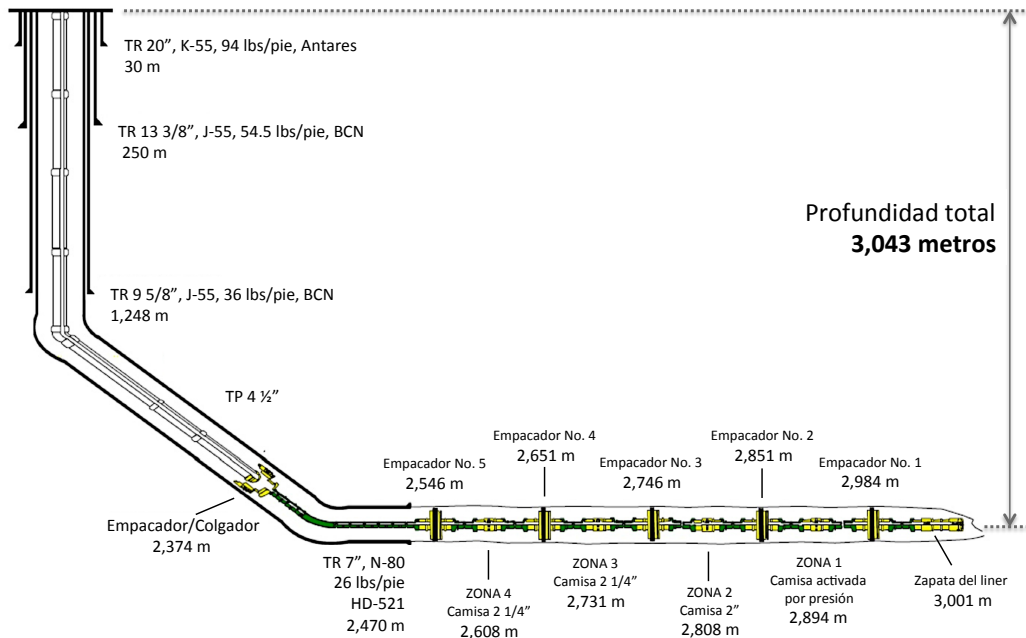
Fuente: (Kawakami *et ál.*, 2009), (Kecojevic *et ál.*, 2011) y (Lewis, 2011)

ETAPA 2. Construcción

En la etapa constructiva la actividad más importante es la perforación y cementación de los pozos. El pozo de inyección tiene características constructivas propias y diferentes a las de los pozos productivos, pero en este primer cálculo se considerarán idénticos, pues las diferencias no resultan relevantes en el análisis final de ciclo de vida.

Si se considera que las operaciones más exitosas en el campo Weyburn, de Canadá, poseen pozos horizontales (Malik *et ál.*, 2000) y que esta tecnología tiene más de diez años de emplearse en actividades EOR, podríamos suponer que la totalidad de los 8 pozos a construir serían horizontales. En Chicontepec ya se han perforado pozos horizontales con resultados positivos a una profundidad operativa de 3,000 metros como se indica en la **Figura V.16**.

Figura V.16
Pozo horizontal típico en Chicontepec



Fuente: (Narváez, 2012), considerando el estado mecánico final del pozo PA-248-4H en el campo Presidente Alemán

Con base en las especificaciones de tubería de la **Figura V.16** y sus longitudes, cada pozo tiene como mínimo un total de 560 toneladas de acero de distintas características. En superficie puede haber hasta un total de 3 km de tubería en promedio para mover el petróleo obtenido y otros fluidos, con un peso aproximado de hasta 116 toneladas de acero. Los cabezales de cada pozo pueden llegar a pesar hasta 70 toneladas, pero siendo más pequeños los "christmas trees" de un pozo de inyección, se considerarán de 20 toneladas. A nivel internacional el acero de las tuberías y sus accesorios tiene una intensidad de carbono de 0.857 ton CO₂/ton de acero (WSA, 2010).

La cementación de los pozos EOR tiene una especificación estándar, que considera una formulación API Clase A con cemento Portland; con base en la especificación del pozo horizontal de referencia, se estima la cantidad de 107 toneladas por pozo, tomando en cuenta que la cementación forma un anillo que adiciona 3" al diámetro de cada segmento del tubo. La intensidad de carbono del cemento Portland en México varía dependiendo de la región y empresa que lo produce, en promedio se puede adoptar el valor de 0.820 tCO₂/ton de cemento (CMM, 2009). Además, se requiere de agua para fluidizar el cemento, estimándose 55 m³ de agua por pozo, cuyo peso se estima en 35 toneladas de acero incluyendo las bombas de extracción.

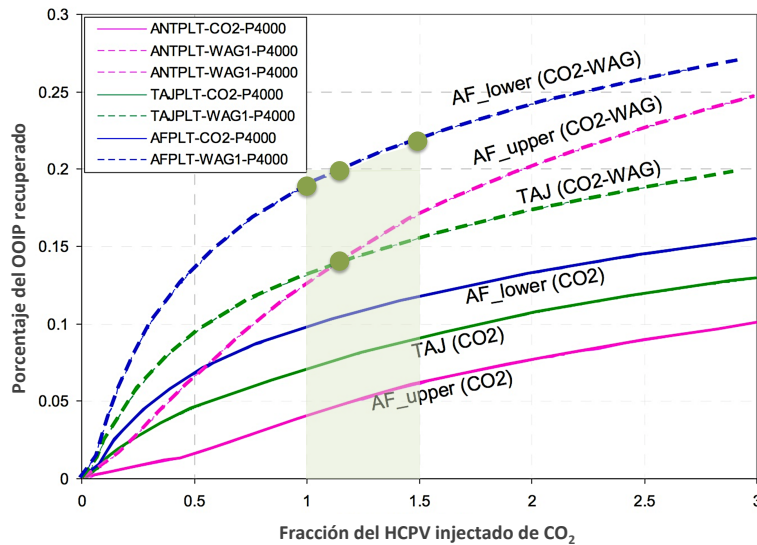
El conjunto de equipos periféricos incluye compresoras, bombas de proceso, el separador de fluidos gas-líquido y tanques de almacenamiento de petróleo, cuyo peso se estima en 5,000 toneladas de acero.

La perforación de los pozos se lleva a cabo con equipos móviles que poseen hasta dos motores diesel de 475 HP. Se estima que en una operación de 20 días (1,000 horas) continuas para lograr una profundidad de 3,000 metros, se emitirían alrededor de 180 toneladas de CO₂ por cada pozo, tomando como base los factores de emisión de la EPA para equipos *off-road* (NETL, 2010). En esta primera estimación de emisiones relacionadas con la perforación, no se incluyen el traslado de los equipos de perforación y el manejo *in situ* o externo de los lodos de perforación.

ETAPA 3. Operación

Se estima que el volumen requerido de CO₂ en el campo Tajín por cada barril de petróleo objetivo es de 0.5194 toneladas (Abbaszadeh *et al.*, 2008). En otras palabras, cada tonelada de bióxido de carbono inyectado en la porción sur de Chicontepec podía producir hasta 2 barriles de petróleo crudo, recuperándose entre 14 y 22% del OOIP con el método WAG.

Figura V.17
Porcentaje de recuperación del OOIP con la técnica WAG en Chicontepec



Fuente: Elaborado con base en (Abbaszadeh *et al.*, 2008)

En las simulaciones realizadas para los campos Tajín y Agua Fría, mostradas en la **Figura V.17** así como en la prueba experimental realizada en Coyotes, se consideró que el volumen óptimo de inyección de CO₂ equivalente a 1.1 veces el HCPV, que es la mejor práctica aplicada hasta ahora

en EUA (NETL, 2010). La inyección de este volumen se realiza a una presión de 2,000 psi, aunque por la tasa de reciclamiento se pueden lograr ahorros energéticos de 200 psi.

Tomando como base los datos de prueba de Coyotes, donde fueron inyectados en 6 meses 9,860 toneladas de CO₂ a 2,000 psi promedio, el consumo anual de electricidad en el arreglo EOR sería de 25,543 MWh/año durante 30 años, que es la práctica común en EUA. Con la técnica WAG se añadiría un consumo adicional por la inyección de agua de 7,990 MWh por el ciclo de vida en los 30 años. La intensidad de carbono de la electricidad en México en la red oscila entre 477 a 556 kg/kWh (CMM, 2009), por lo que conservadoramente en este primer cálculo se utilizará el valor más alto.

En la etapa operativa, el manejo de fluidos requiere de múltiples equipos con emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero, todas ellas derivadas de su consumo de electricidad, quema *in situ* de combustibles fósiles y emisiones fugitivas en conexiones y tuberías. En este primer cálculo de emisiones no se consideraron estos equipos.

ETAPA 4. Clausura

La clausura de los pozos se realiza mediante un llenado total de cemento en los pozos. Para realizar esta tarea se emplean equipos móviles operados con motores diesel. Considerando un trabajo continuo de seis días (72 horas) por pozo, un tráiler con dos bombas de cemento de 475 HP puede rellenar un pozo de hasta 3,000 metros de profundidad operativa, con un taponamiento final de superficie empleando cemento Portland API Clase A, semejante al empleado en el empaquetamiento original (NETL, 2010). Para 8 pozos se estima un volumen total de 455 toneladas de cemento y 210 m³ de agua.

ETAPA 5. Monitoreo post-clausura

La vigilancia de los pozos clausurados se puede realizar por múltiples medios, empleando equipos automáticos de medición de fugas de CO₂ en la superficie, en cuerpos de agua o en la atmósfera, mediante sensores remotos. El consumo de electricidad de estos equipos varía enormemente y si se emplean unidades motorizadas para movilizarlos, como camionetas a gasolina o aviones, habría que contabilizar emisiones directas de gases de efecto invernadero por esta actividad. En esta primera etapa no se contabilizan estas emisiones por considerarlas muy reducidas.

Con base en las consideraciones descritas, en la **Tabla V.21** se resumen las emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero por el uso de bióxido de carbono de origen industrial en la extracción o recuperación mejorada de petróleo.

Tabla V.21
Cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero en la operación EOR durante 30 años

ETAPA	OPERACIONES	Cantidad	Emisiones GEI por quema o liberación de hidrocarburos (ton CO ₂ e)	
Preparación del sitio	▪ Remoción de cobertura vegetal (selva media perennifolia) para la apertura de caminos de terracería y clareo de áreas de trabajo	19.03 ha	33.3	0.03%
	▪ Operación de maquinaria pesada de construcción para acceso terrestre y áreas de trabajo	190,305 m ² 376h	113.4	
Construcción	▪ Tubería de acero en pozos e instalaciones, incluyendo accesorios y cabezales	375.86 ton	655	1.6%
	▪ Acero contenido en las compresoras, bombas, tanques de separación gas-líquidos y de almacenamiento de petróleo	5,000 ton	4,285	
	▪ Pozo y tubería de agua	35 ton	30	
	▪ Cemento empleado en la cementación de pozos	1,769 ton	2,212	
	▪ Perforación de los 8 pozos con perforadora accionada con motor diesel	160 días	1,440	
Operación	▪ Consumo eléctrico para la inyección del CO ₂ a 2,000 psi durante 30 años	21,286 MWh/año	469,009	98%
	▪ Consumo eléctrico para la inyección de agua en un procedimiento WAG durante 30 años	6,658 MWh/año		
Clausura	▪ Cemento empleado en el relleno total de los pozos	1,472 ton	1,840	0.4%
	▪ Operación mecánica de la bomba de cemento portátil	576 h	109	
TOTAL			478,397	100%

Como se observa, casi el 98% de las emisiones de gases de efecto invernadero en la operación EOR con CO₂ analizada provienen de la etapa operativa y se deben al consumo de electricidad.

V.5 Monitoreo ambiental

Siendo la preocupación principal de un proyecto CCUS la estanqueidad del bióxido de carbono en el yacimiento objetivo, es pertinente prever una medición superficial en el campo petrolero donde sea aplicada la técnica EOR (IEAGHG, 2012). El campo Coapechaca mide aproximadamente 2,985 hectáreas, por lo que sería recomendable hacer un muestreo periódico en los lugares de mayor interés o preocupación, entre los que destacan la atmósfera superficial, haciendo énfasis en poblaciones e instalaciones estratégicas como carreteras, cuerpos de agua superficiales y acuíferos de donde se pueda obtener agua para abasto humano, industrial o de riego agrícola.

En la **Tabla V.22** se muestra la huella de carbono en ciclo de vida del monitoreo ambiental de superficie y de los cuerpos de agua de mayor interés, siendo la emisión total en 30 años de cerca de 32 toneladas de CO₂; esto considerando la operación del laboratorio para los análisis de gabinete, cuyas emsiones anuales por consumo de energía eléctrica y gas LP se deben al uso de 4 refrigeradores; 1 aire acondicionado; 6 computadoras; 1 mufla; 1 horno; 1 cromatógrafo de gases e iluminación.

Tabla V.22
Emisiones de CO₂ derivadas de la vigilancia ambiental post-inyección durante 30 años

	Método	Aplicación	Consumo de Energía	Emisión de CO ₂ asociadas
Monitoreo atmosférico superficial	TDL (<i>Open-Path Tuneable Diode Laser</i>)	Anual durante 30 años	Emisión de una pick-up RAM 1500, modelo 2014, 276.21 g/km	8.28 ton recorriendo 100 km al año en campañas de monitoreo de un mes
Monitoreo de cuerpos de agua superficiales	Métodos analíticos convencionales	Monitoreo mensual	Electricidad y gas LP de un laboratorio analítico	9 ton
Monitoreo de acuíferos a menos de 100 metros de profundidad		Monitoreo semanal		14.4 ton
TOTAL				31.68 ton

VI. RESULTADOS NUMÉRICOS Y DISCUSIÓN SOBRE EL USO DEL MODELO DE EVALUACIÓN DE UNA OPERACIÓN CCUS

Para realizar los cálculos de los impactos ambientales en el ambiente computacional de *SimaPro*, se requiere seleccionar las bases de datos de los procesos y operaciones unitarias establecidas en el modelo conceptual. En la **Figura VI.1** se muestra la organización secuencial de los trece inventarios de ciclo de vida empleados, generándose 54 bases de datos simples y compuestas. En el cálculo de las aportaciones de cada proceso se tuvo cuidado de que todos los inventarios estuvieran referidos a las unidades funcionales establecidas, esto es a megajoules (MJ) tratándose del sistema CCUS completo, con cálculos específicos para dos subproductos: electricidad despachada a la red de distribución, medida en kilowatt hora (kWh), y petróleo extraído con la técnica EOR, medido en barriles de petróleo (bbl).

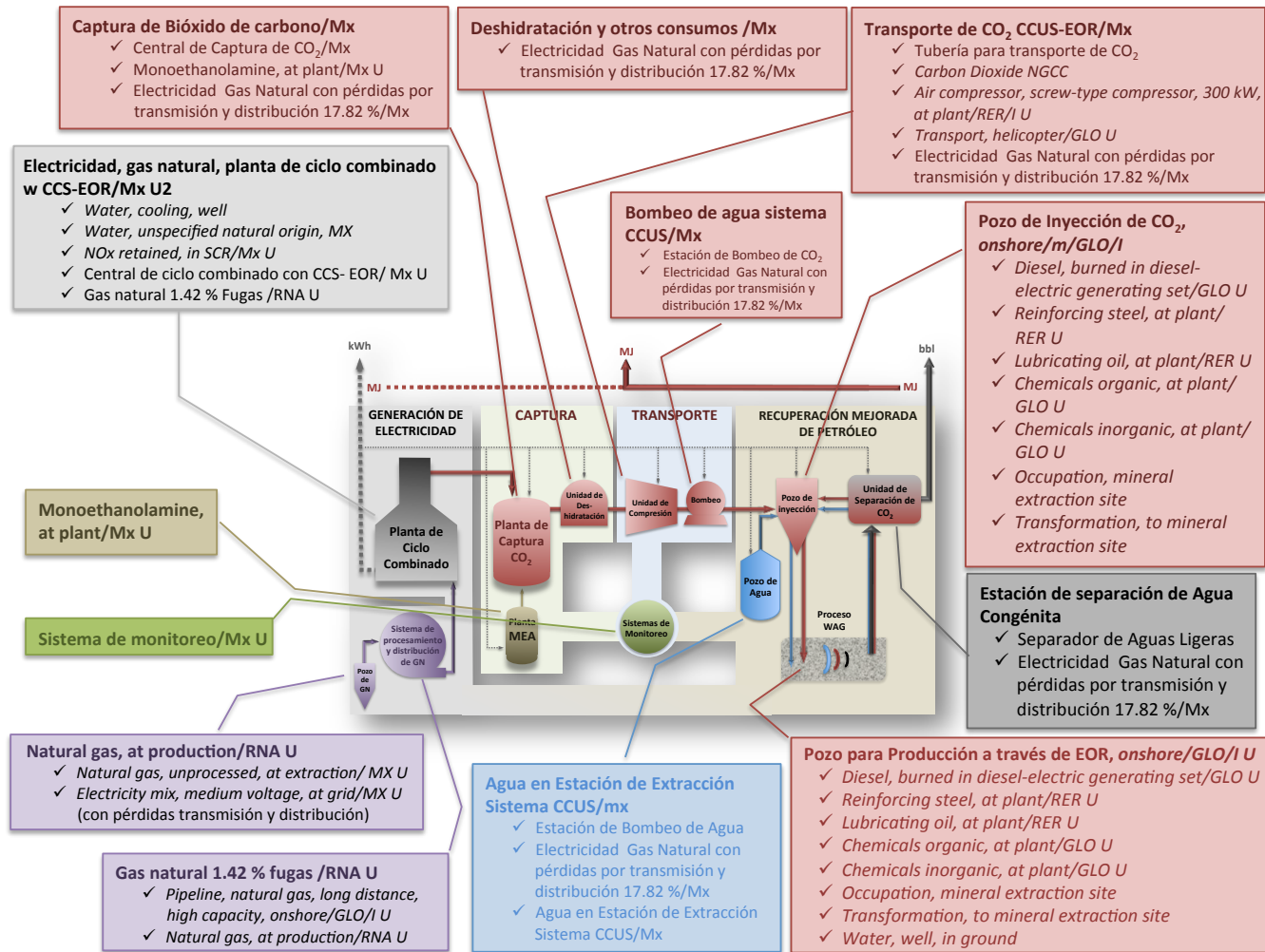
El método de evaluación empleado en el *SimaPro* es el **CML 2001**, elaborado por el Instituto de Ciencias Ambientales de la Universidad de Leiden, Holanda (CML por sus siglas en holandés). Este método tiene un enfoque de solución de problemas e identificación de daños ambientales, para lo cual se crea una red jerárquica de aportaciones (materias primas, contaminantes y/o energía) de cada proceso unitario inventariado con base en el proceso central de interés, que en el modelo conceptual propuesto de CCUS es la producción de energía.

El modelo planteado de evaluación de la práctica CCUS tiene características propias e inéditas, que no están aún referidas en ninguna publicación científica, en virtud de que el planteamiento CCUS como una medida de mitigación climática, que ayuda a reducir compuestos de efecto invernadero en la industria de la energía, es reciente. A continuación se sintetizan sus principales características:

- Se aplica un concepto de ciclo de vida industrial para el carbono de origen fósil, que puede referirse como “de pozo a pozo”.
- Se incluyen todas las fuentes y consumos de energía primaria y secundaria de origen fósil involucradas en los procesos y operaciones unitarias de la generación de electricidad, la captura de bióxido de carbono y la recuperación mejorada de petróleo.
- No se incluyen procesos “corriente abajo” de la extracción de petróleo para disminuir la incertidumbre del modelo, dada la gran diversidad de procesos petroquímicos existentes y de tecnologías involucradas en la combustión de petrolíferos.

Figura VI.1

Bases de datos y su organización secuencial para el cálculo de impactos en el modelo *SimaPro*



- La unidad funcional del modelo es la producción total de energía, medida en megaoules (MJ), pero se hace una estimación proporcional de la energía primaria producida, medida en barriles de petróleo (bbl), y otra de la energía secundaria, la electricidad despachada a la red de distribución, medida en kilowatts hora (kWh).
- Con el método CML 2001 se cuantificaron los impactos o daños ambientales por las categorías seleccionadas: Calentamiento Global (**GWP**), Acidificación (**AP**), Eutrofización (**EP**) y Agotamiento de la Capa de Ozono (**ODP**).
- No se incluyeron las categorías de toxicidad humana y toxicidad biótica pues las bases de datos disponibles a través del *SimaPro* no son aplicables a nuestro país.

En esta tesis doctoral sólo se caracterizarán los impactos, no se normalizarán nacional o regionalmente, ni se ponderarán, ya que no existe una base de datos lo suficientemente amplia de estudios de Ciclo de Vida en el país para ello.

VI.1 Cálculo de los impactos ambientales en ciclo de vida de la actividad CCUS en México

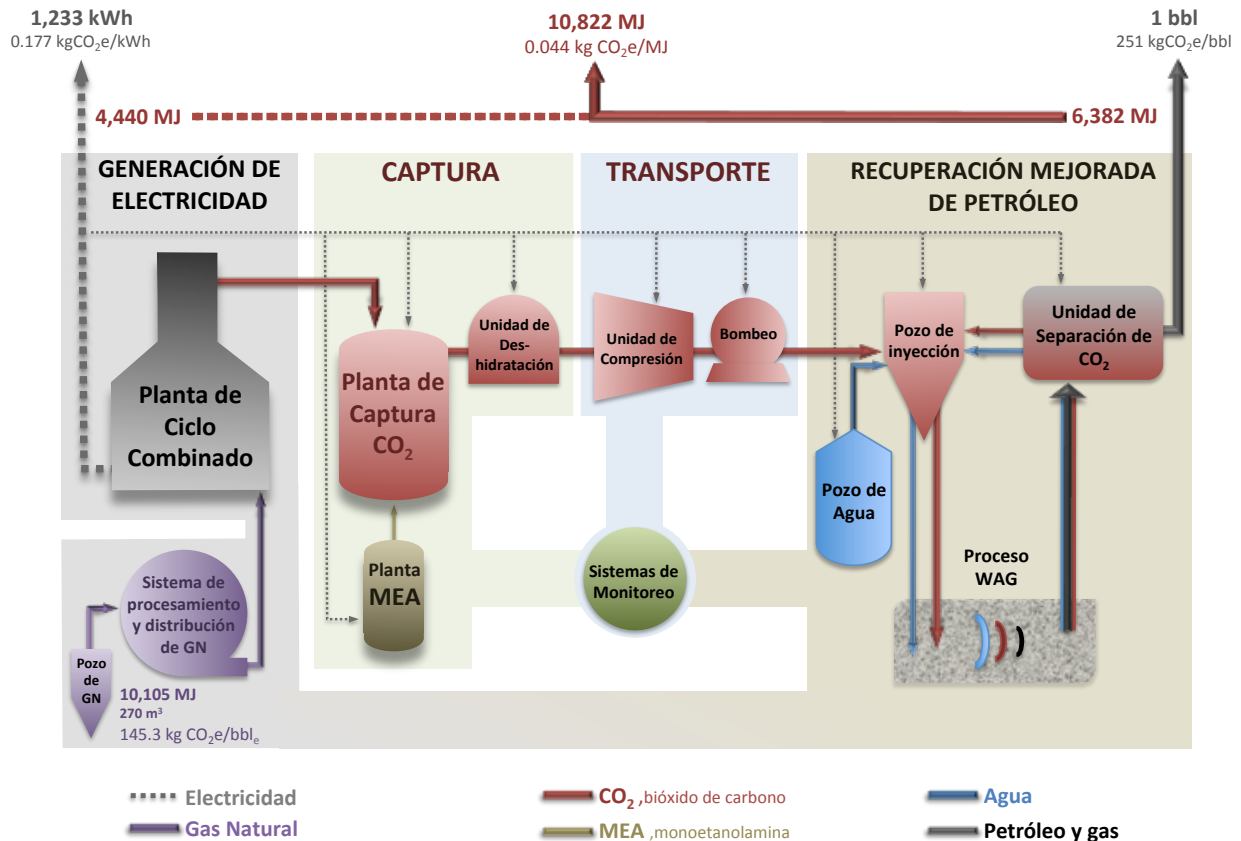
En la **Figura VI.2** se ilustra el modelo CCUS evaluado en ciclo de vida, con los resultados generales de huella de carbono por los dos productos del sistema evaluado: electricidad (kWh) y petróleo (bbl), o por la totalidad de la energía generada en MJ. El enfoque adoptado es de “pozo a pozo”, o sea, desde la extracción de gas natural para abastecer una central de generación de electricidad hasta la inyección del CO₂ en un campo maduro. Como fue descrito con detalle anteriormente, se consideró la construcción, operación y desmantelamiento de una planta de generación eléctrica de ciclo combinado a gas natural de 516 MWe de capacidad nominal, ubicada en la planicie costera del Golfo de México y con un abasto de gas natural a 640 kilómetros de distancia, que emplea la más avanzada tecnología instalada a la fecha en México (turbina clase F).

En la central de generación se captura el CO₂ de la corriente de gases de combustión (≈3% vol.) mediante la utilización de una solución de monoetanol amina (MEA), realizándose los cálculos del impacto ambiental de la construcción, operación y desmantelamiento de la planta productora de MEA y de la planta de captura. La corriente obtenida de CO₂, altamente concentrada (>98% vol.) y deshidratada, se transporta en un carbonoducto, como fluido supercrítico (>1,500 psi), a los campos maduros de petróleo de la región de Chicontepec, con el fin de inyectarla alternadamente con agua en un pozo petrolero (técnica WAG) y así lograr una extracción mejorada de aceite; a razón de 2 bbl por tonelada de CO₂ inyectada, como mínimo. Igualmente, se calculan los impactos ambientales de la construcción, operación y desmantelamiento o sellamiento del carbonoducto y los pozos petroleros.

Bajo las consideraciones descritas, para producir un barril de petróleo en el sistema CCUS propuesto se requiere generar 1,233 kWh, consumiéndose 270 m³ de gas natural, con un valor energético de 10,105 MJ. En el balance general, se obtienen 10,822 MJ, o sea, 7% más energía, de los cuales el 59% es energía primaria y el 41% electricidad. Sumados y ponderados por su

impacto proporcional, cada megajoule de energía producido por el sistema CCUS tiene una huella de carbono de 0.044 kilogramos de CO₂ equivalente.

Figura VI.2
Evaluación de la huella de carbono de la operación CCUS en ciclo de vida



La Tabla VI.1 muestra el conjunto de valores, por cada unidad funcional del sistema CCUS (NGCC con CCS+EOR), para las cuatro categorías de impacto ambiental calculadas en el modelo propuesto, aplicando el ambiente computacional *SimaPro*. Es observable que por varios órdenes de magnitud, el mayor impacto se da en la categoría de calentamiento global, en virtud de volumen de emisiones de bióxido de carbono y metano involucradas en las operaciones y procesos unitarios evaluados. Los impactos en acidificación son más significativos que los de eutrofización y agotamiento de la capa de ozono ya que las emisiones de fosfato (PO₄³⁻) y CFC-11 equivalentes son relativamente nulas.

Las emisiones de bióxido de azufre (SO₂) en la categoría de acidificación están relacionadas con el empleo de maquinaria y vehículos pesados que operan con motores a diesel como combustible. En algunos estudios de ciclo de vida para prácticas EOR, estas emisiones están ligadas a la generación *in-situ* de electricidad con plantas generadoras que emplean combustibles residuales con alto contenido de azufre, una práctica muy común en la industria

petrolera cuando los pozos productivos están alejados del tendido eléctrico (DOE-NETL, 2010). En el sistema CCUS propuesto, todo el bombeo de transporte e inyección se realiza con la electricidad generada por la misma planta NGCC evaluada, lo que da una clara ventaja ambiental, pues no se emplean otros combustibles fósiles en las operaciones de mayor consumo energético ni se utilizan fuentes externas de electricidad con mayor intensidad de carbono.

Con el fin de interpretar estos valores e identificar su relevancia en el sector de la Energía, es necesario compararlos con los resultados de otros estudios semejantes; sin embargo, no hay en la actualidad estudios o publicaciones científicas que consideren los mismos principios y fronteras que emplea el modelo CCUS propuesto en esta Tesis. No obstante, en el apartado VI.3 de este capítulo se realiza una comparación con otras tecnologías de generación eléctrica, evaluadas en ciclo de vida para el caso mexicano por el Centro Mario Molina (CMM, 2013).

Tabla VI.1
Impactos ambientales en ciclo de vida del sistema CCUS

		ELECTRICIDAD	ENERGÍA PRIMARIA	SISTEMA CCUS
ENERGÍA INVOLUCRADA	Suministro de gas natural convencional al sistema CCUS	270 m ³ 10,105 MJ		
	Energía producida	1,233 kWh 4,400 MJ	1 bbl 6,382 MJ	10,822 MJ
	Calentamiento global (GWP _{100 años})	0.177 kg CO ₂ e/kWh	250.6 kg CO ₂ e/bbl	0.044 kg CO ₂ e/MJ
	Acidificación	0.005 kg SO ₂ e/kWh	6.80 kg SO ₂ e/bbl	0.0012 kg SO ₂ e/MJ
	Eutroficación	8.59 x 10 ⁻⁵ kg PO ₄ ³⁻ e/kWh	0.121 kg PO ₄ ³⁻ e/kWh	2.07 x 10 ⁻⁵ kg PO ₄ ³⁻ e/kWh
	Agotamiento de la capa de ozono	1.63 x 10 ⁻⁹ kg CFC-11e/kWh	2.31 x 10 ⁻⁶ kg CFC-11e/bbl	3.99 x 10 ⁻¹⁰ kg CFC-11e/MJ

Para distinguir adecuadamente los principales procesos aportadores de emisiones de CO₂e, en la Figura VI.3 se muestra un diagrama jerárquico del modelo empleado para la producción de un barril de petróleo, que a su vez ilustra la forma en que se realizan las complejas operaciones de adición en el análisis de ciclo de vida. Además, en el diagrama se muestran (en color verde) la huella de carbono de la electricidad y la de la energía total producida por el sistema CCUS propuesto.

Figura VI.3
Diagramas jerárquicos de asignación de impactos ambientales en la categoría de Calentamiento Global para el sistema CCUS modelado, por bbl y por kWh

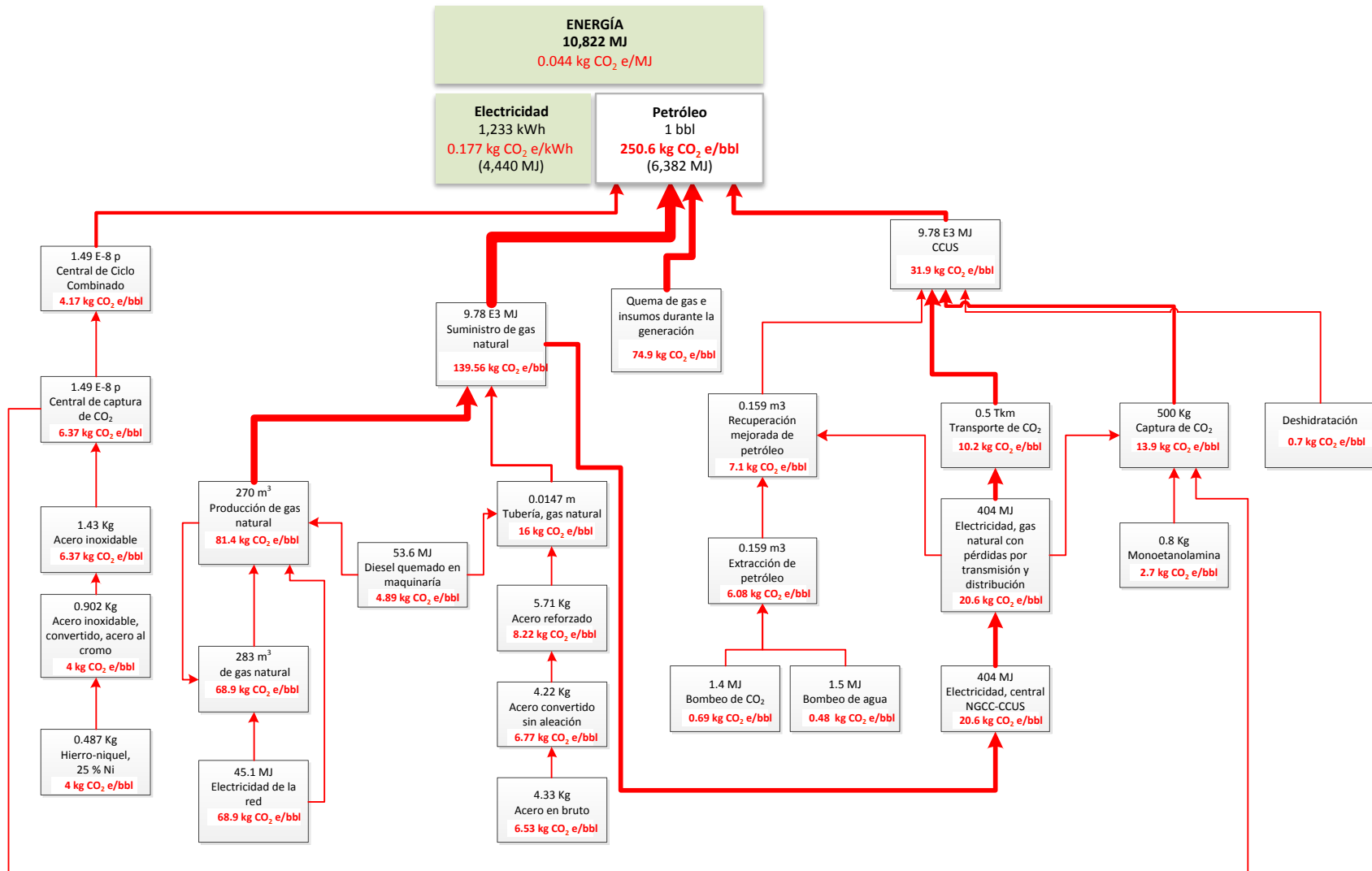
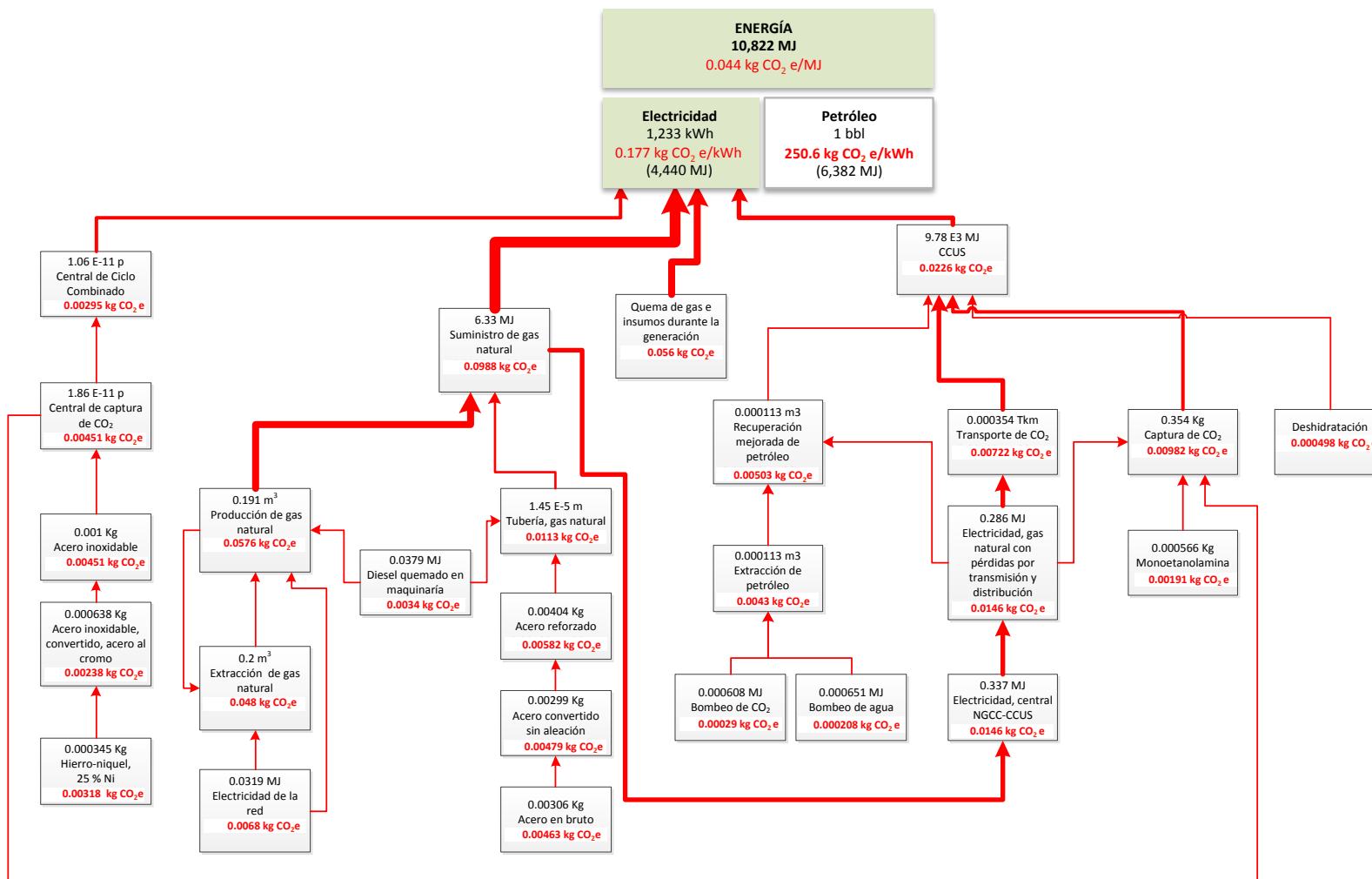


Figura VI.3 (continuación)
Diagramas jerárquicos de asignación de impactos ambientales en la categoría de Calentamiento Global para el sistema CCUS modelado, por bbl y por kWh



Los diagramas de la **Figura VI.3** confirman que las rutas de aportación más importantes de gases de efecto invernadero, son las relacionadas con el gasto de energía de la fase operativa del sistema CCUS. Tanto en (Schreiber *et ál.*, 2011), (Singh *et ál.*, 2011) o (Modahl *et ál.*, 2011) para CCS y NGCC+CCS como en (Hussain *et ál.*, 2013), (Jaramillo *et ál.*, 2009) o (Hertwich *et ál.*, 2008) para EOR, se indica que las fases de mayor consumo energético y por lo tanto de mayor emisión, son las relativas a la generación de electricidad de manera directa o al consumo de electricidad de manera indirecta.

Los sistemas de producción de energía primaria son altamente emisores de gases de efecto invernadero (NETL, 2010), de tal forma que al incluir dentro de las frontera del sistema CCUS al sistema de abasto de gas natural, éste se vuelve la aportación más relevante de gases de efecto invernadero, ilustrado con las líneas rojas más gruesas en los diagramas de la **Figura VI.3**. No es posible comparar estos diagramas con otros estudios de CCS pues los resúmenes publicados no los incluyen, además de que los sistemas de producción de energía primaria (carbón, petróleo y gas natural) igualmente no son considerados en los ACVs analizados.

La dirección de las flechas en los diagramas de la **Figura VI.3**, así como la disposición de los procesos implicados, indican la forma de cálculo y adición que el sistema *SimaPro* aplicó para cuantificar el modelo CCUS planteado. Este arreglo no es automático, por el contrario, tiene que elaborarse de manera manual en el menú de inicio del sistema *SimaPro*, como se ilustra en la primera sección del **APENDICE**, donde se incluye una copia de todas las pantallas de trabajo o “corridas” elaboradas. Igualmente, se incluyen en el **APENDICE** los diagramas jerárquicos de los distintos módulos del modelo del sistema CCUS modelado, con sus unidades y métricas específicas, mismas que posteriormente son convertidas a las unidades funcionales propuestas en esta tesis doctoral.

La proporcionalidad de los impactos ambientales de cada componente del sistema CCUS propuesto se muestra en la **Tabla VI.2** para cada uno de los productos considerados, electricidad y petróleo, y sus unidades funcionales, kWh y bbl respectivamente. Esta tabla está organizada de la misma manera en que se plantea el modelo del sistema CCUS; destaca que el suministro de gas natural es el proceso que más aporta contaminantes y la recuperación mejorada de petróleo es el que menos los aporta.

En la mayor parte de los estudios sobre CCS y los ACV de CCS analizados en esta tesis doctoral, la operación de la central eléctrica es la actividad que más aporta a la emisión de contaminantes (IPCC, 2005 y Schreiber *et ál.*, 2011), lo que es consistente con la **Tabla VI.2**, si consideramos que normalmente no se incluye la fase de suministro de energía primaria. La aportación de contaminantes en la deshidratación, la compresión y el transporte de CO₂ es significativa (4%), aunque sus costos son proporcionalmente menores con respecto a la planta de captura (Herzog, 2000).

Tabla VI.2
Estimación del Impacto Ambiental de una operación CCUS (NGCC+CCS+EOR) en México

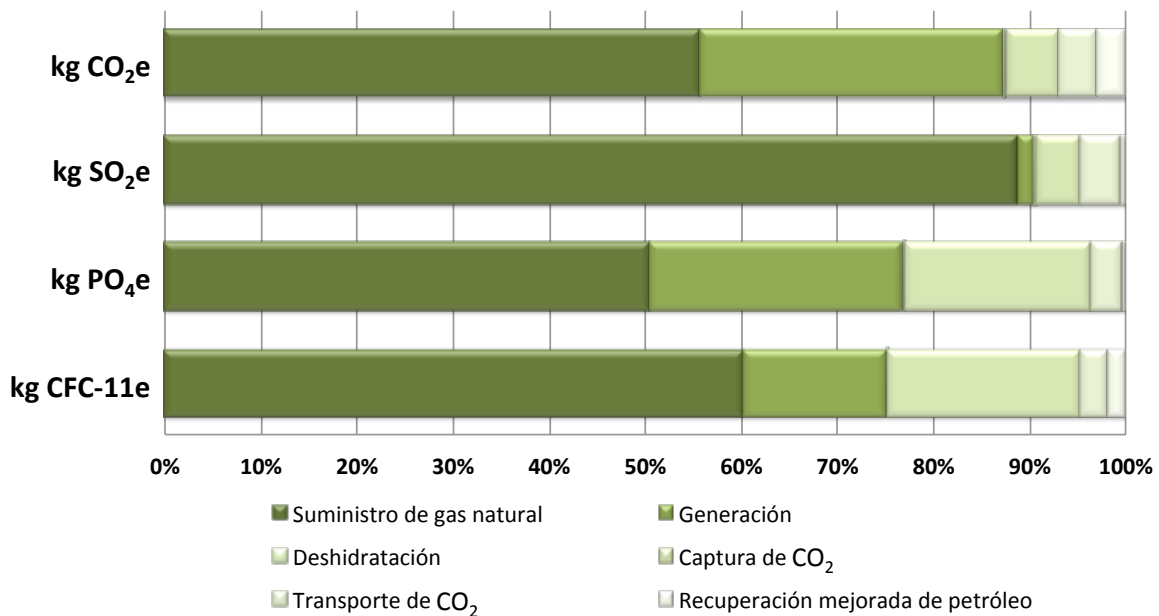
CATEGORÍA DE IMPACTO	Unidad	Suministro de gas natural convencional	Generación de electricidad en una planta NGCC	Captura de CO ₂ en una planta con MEA	Deshidratación y compresión de CO ₂	Transporte en ducto del CO ₂	Recuperación mejorada de petróleo	TOTAL
barril de petróleo (bbl)								
Calentamiento global (GWP ₁₀₀)	kg CO ₂ e	139.56	79.13	13.88	0.70	10.20	7.10	250.59
Acidificación	kg SO ₂ e	6.02	0.12	0.30	0.02	0.28	0.04	6.80
Eutroficación	kg PO ₄ e	0.06	0.03	0.02	2.7 x 10 ⁻⁴	0.02	4.40 x 10 ⁻⁴	0.12
Agotamiento de la capa de ozono	kg CFC-11 e	1.3 x 10 ⁻⁶	3.4 x 10 ⁻⁷	4.6 x 10 ⁻⁷	4.6 x 10 ⁻⁹	6.8 x 10 ⁻⁸	4.14 x 10 ⁻⁸	2.31 x 10 ⁻⁶
kilowatt hora (kWh)								
Calentamiento global (GWP ₁₀₀)	kg CO ₂ e	0.098	0.056	9.87 x 10 ⁻³	4.98 x 10 ⁻⁴	0.007	5.05 x 10 ⁻³	0.177
Acidificación	kg SO ₂ e	4.3 x 10 ⁻³	8.79 x 10 ⁻⁵	2.2 x 10 ⁻⁴	1.40 x 10 ⁻⁵	2.03 x 10 ⁻⁴	2.80 x 10 ⁻⁵	0.0048
Eutroficación	kg PO ₄ e	4.4 x 10 ⁻⁵	2.26 x 10 ⁻⁵	1.66 x 10 ⁻⁵	1.96 x 10 ⁻⁷	2.86 x 10 ⁻⁶	3.13 x 10 ⁻⁷	8.6 x 10 ⁻⁵
Agotamiento de la capa de ozono	kg CFC-11 e	9.86 x 10 ⁻¹⁰	2.42 x 10 ⁻¹⁰	9.87 x 10 ⁻¹⁰	3.31 x 10 ⁻¹²	4.83 x 10 ⁻¹¹	2.94 x 10 ⁻¹¹	1.63 x 10 ⁻⁹

Para interpretar más fácilmente los datos de la **Tabla VI.2**, en la **Figura VI.4** se muestra un diagrama de barras donde claramente se observa que el sistema de suministro de gas natural a la central de generación eléctrica es de alta relevancia en materia climática y de gestión ambiental. En este suministro se considera la extracción, procesamiento y transporte por ducto de gas natural convencional con una intensidad de carbono de 139.56 kg CO₂e/bbl_e, lo que representa el 56% del aporte de carbono por cada barril de petróleo producido.

La planta de generación eléctrica aporta cerca del 32% de la huella de carbono del sistema CCUS, haciendo relevante sus componentes tecnológicas, o sea, la eficiencia energética del ciclo combinado. La planta de captura, con su penalidad energética, aporta el 5% del bióxido de carbono.

Es importante señalar que la huella de carbono del barril de petróleo por la práctica EOR (captura de CO₂, deshidratación y compresión, transporte e inyección WAG) dentro del sistema CCUS es de 31.88 kg CO₂e/bbl, lo cual es 37% más bajo que el valor promedio histórico de 51 kg CO₂e/bbl en EUA (NETL, 2010) empleando bióxido de carbono de origen geológico o natural. Tomado en cuenta que el sistema podría producir poco más 67 millones de barriles en un período de 30 años, la mitigación de gases de efecto invernadero por esta opción es altamente relevante.

Figura VI.4
Impacto ambientales en ciclo de vida por las etapas del sistema CCUS



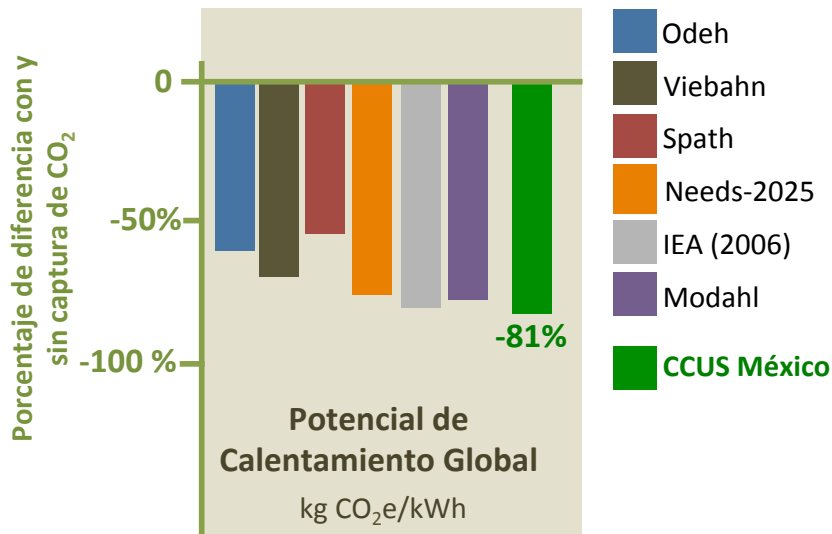
En la **Tabla VI.3**, se realiza un balance general del bióxido de carbono en una operación NGCC con CCUS (CCS+EOR) de 30 años, que implica la emisión neta directa de 6.3 millones

de toneladas, que representa el 16% de lo que se hubiera emitido en la planta NGCC de referencia sin captura. La **Figura VI.5** muestra que la diferencia entre no capturar y capturar CO₂ en un sistema CCUS es hasta del 81%, un valor comparativamente más alto que los mostrados en estudios convencionales de ciclo de vida CCS, como lo muestra resumidamente (Marx *et ál.*, 2011).

Tabla VI.3
Emisiones de CO₂e asociadas a una operación CCUS durante 30 años

	EMISIÓN DIRECTA no controlada		EMISIONES CONTROLADAS
	ton CO ₂ e	%	
Generación de electricidad, incluyendo la captura	6'242,023	80.6	33'533,853 capturadas
Transporte	687,490	8.9	
Recuperación Mejorada de Petróleo	478,397	6.2	Se asume una inyección al campo petrolero del 100% del CO ₂ capturado, con una operación en ciclo cerrado
Monitoreo Ambiental	32	0.0	
Fugas (1% máximo)	335,339	4.3	-335,339
TOTAL	7'743,282	100	33'198,514 almacenamiento final

Figura VI.5
**Comparación del impacto relativo de la práctica CCUS en México
 con otros estudios de ciclo de vida CCS**



FUENTE: Marx *et ál.*, 2011, adicionando los resultados de esta Tesis

VI.2 Análisis de Sensibilidad del modelo CCUS

Para realizar el análisis de sensibilidad se consideraron diversas variaciones tecnológicas y operativas que son predecibles, de acuerdo con las tendencias internacionales de la industria eléctrica y la industria petrolera o por el desarrollo de nuevos productos y equipos que presentan mejores desempeños. A continuación se enlistan las condiciones de simulación calculadas:

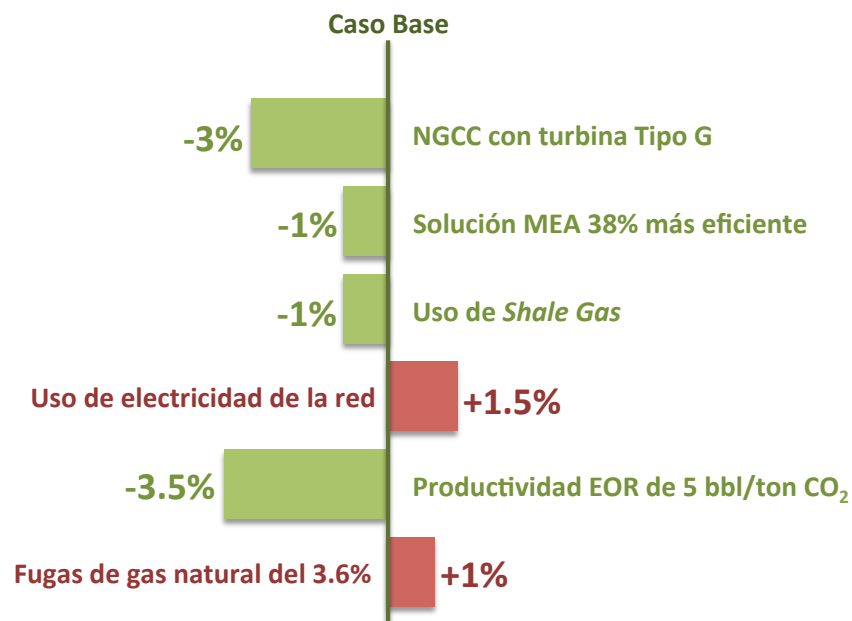
- Uso de turbinas Tipo G en lugar de turbinas Tipo F en la planta NGCC, ya que las primeras aumentan la eficiencia hasta de 5% con respecto a las segundas, como se mostró en la **Figura V.2**. Este cambio tecnológico está liderado por las empresas fabricantes de turbinas, como las japonesas, que han dejado de ofertar en el mercado mundial las turbinas Tipo F.
- Uso de una solución MEA con 38% más eficiencia para la captura de CO₂, como se indica en la **Tabla V.9**. La monoetanolamina sigue siendo el absorbente más empleado en la industria para capturar CO₂ y las empresas que lo fabrican y emplean están mejorando su formulación para aumentar su rendimiento y reducir su pérdida por degradación o evaporación.
- Uso de *Shale Gas* en lugar de gas convencional, ya que la industria petrolera en México ha iniciado la exploración de gas de lutitas y su extracción mediante técnicas de *fracking*. En ciclo de vida, se reporta que el Shale Gas tiene 6% menos emisiones de CO₂e con respecto al gas convencional (Burnham *et ál.*, 2012)
- Contabilidad de las fugas de gas natural a lo largo del sistema de abasto, ya que estudios recientes en EUA sugieren que éstas podrían ser 50% mayores a las que se estaban considerando (Brandt *et ál.*, 2014). La EPA utiliza un factor de 1.4% de fugas desde la extracción de gas hasta la venta final al consumidor en sus inventarios de emisiones; para el análisis de sensibilidad se tomó el valor de 3.6% como valor máximo reportado por la *US National Academy of Science* en EUA (McGarry *et ál.*, 2014).
- Empleo de energía de la red, con una electricidad de mayor huella de carbono, en lugar de considerar únicamente el abasto de electricidad proveniente de la NGCC considerada en el sistema CCUS (NETL, 2010).
- Aumento de extracción de petróleo por tonelada de CO₂ inyectado, pasando de 2 a 5 barriles, ya que ese es el valor más alto reportado por PEMEX en sus prácticas EOR (PEMEX, 2012) ; específicamente en el campo Cinco Presidentes ubicado en Tabasco, donde PEMEX piensa hacer la primera experiencia EOR en México de gran escala, empleando corrientes altamente puras de CO₂ de las plantas cercanas de amoníaco y etileno.

El análisis de sensibilidad se realizó de manera iterativa; en el proceso se detectaron resultados numéricos fuera de proporción, lo que permitió corregir errores de asignación y cálculo en las corridas del modelo *SimaPro*.

Como se observa en la **Figura VI.6**, resultante de la **Tabla VI.4**, el modelo calibrado responde adecuadamente a los cambios numéricos inducidos, uno por uno, destacando la reducción de la huella de carbono en el sistema CCUS propuesto cuando aumenta la productividad de los pozos EOR. Como se mencionó en el Capítulo II, la productividad mínima esperada de un pozo de petróleo no convencional es de 2 bbl/ton CO₂ inyectado; sin embargo, hay evidencia en PEMEX de pozos con productividades de hasta 5 bbl y con gas natural asociado (PEMEX-PEP, 2011).

La combinación de pozos más productivos y una tecnología de turbinas más eficientes en las plantas de ciclo combinado, podrían ser los factores relevantes para disminuir los impactos ambientales y aumentar la rentabilidad energética del sistema CCUS propuesto, ya que el sistema presenta un superávit de energía de tan sólo 7% (este valor resulta del balance general de energía primaria del sistema CCUS modelado, o sea, la diferencia entre el valor energético del gas natural y el petróleo extraído).

Figura VI.6
Análisis de sensibilidad del modelo CCUS



El incremento en la eficiencia de captura y la disminución de la penalidad energética de las soluciones absorbentes de MEA se ha considerado relevante en un sistema aislado de captura industrial de CO₂ (por ejemplo para producir CO₂ con calidad alimenticia, útil para bebidas carbonatadas); no obstante, en un sistema CCUS como el modelado, su contribución no es particularmente alta pero sí muy significativa.

Tabla VI.4
Análisis de Sensibilidad del modelo CCUS
toneladas de CO₂e

OPERACIONES		CASO BASE	NGCC con turbina Tipo G	Porcentaje de variación con respecto al Caso Base	Solución MEA 38% más eficiente	Porcentaje de variación con respecto al Caso Base	Uso de Shale Gas con -6% GEI	Porcentaje de variación con respecto al Caso Base
NGCC despacho	87%	14'226,770	13'753,208	-3.33%	14'233,171	-0.04%	14'073,529	-1.08%
NGCC consumo eléctrico propio	3%	433,484	419,055	-3.33%	427,641	-1.35%	428,815	-1.08%
CCUS	10%	2'146,441	2'146,411	-0%	1'987,762	-7.39%	2'146,411	0%
TOTAL	100%	16'806,666	16'318,675	-2.9%	16'648,575	-0.94 %	16'648,756	-0.94%

OPERACIONES		CASO BASE	Energía eléctrica de la red	Porcentaje de variación con respecto al Caso Base	Aumento de la extracción de aceite a 5 bbl/ton CO ₂ inyectado*	Porcentaje de Variación Respecto al caso Base	Fugas de gas natural 3.6 %	Porcentaje de Variación Respecto al caso Base
NGCC despacho	87%	14'226,770	14'225,917	-0.01%	14'605,163	+2.66%	14'394,347	+1.17%
NGCC consumo eléctrico propio	3%	433,484	433,458	-0.01%	445,014	+2.66%	438,560	+1.17%
CCUS	10%	2'146,441	2'396,961	+11.67%	1'166,545	-45.65%	2'146,411	0%
TOTAL	100%	16'806,666	17'056,337	+1.49%	16'216,723	-3.51%	16'978,318	+1.02%

*En lugar de 2bbl/ton CO₂ inyectado

Como lo menciona Schreiber *et ál* (2012), la mayor parte de los estudios de ciclo de vida hasta ahora publicados de CCS incluyen, de manera directa o indirecta, los previsibles avances tecnológicos en el largo plazo. Las soluciones de aminas son el caso más recurrente, pues éstas son objeto de investigaciones para incrementar su eficiencia (Fujita *et ál*, 2013). Las “aminas avanzadas” son ahora elementos de competencia entre las industrias dedicadas a la tecnología CCS (Joubert, 2012).

Igualmente sucede con las tecnologías de las turbinas de vapor y gas natural empleadas en las centrales de ciclo combinado tipo NGCC. Como se ilustra en la **Tabla VI.4**, la aplicación de turbinas clase G puede influir en una reducción adicional del 3% en las emisiones de gases de efecto invernadero, evitando cerca de medio millón de toneladas de CO₂ en el sistema CCUS evaluado para México, donde se prevee el empleo de turbinas clase F.

Las circunstancias que pueden aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero en el sistema CCUS propuesto son el abasto de electricidad y las fugas de gas natural. Si las operaciones de bombeo en los carbonoductor y la inyección en los pozos EOR se hacen con electricidad generada por la planta NGCC con CCS el impacto es menor que cuando se emplea electricidad de la red de distribución. Como se observa en la **Tabla VI.4**, si se emplea energía eléctrica de la red habría un incremento hasta del 11.67%.

Como se ilustró en la **Figura VI.3**, el sistema de abasto de gas natural a la operación CCUS modelada es el que más contribuye a los impactos ambientales relativos a cambio climático. Como se ilustra en la **Tabla VI.4**, si las fugas de gas natural aumentan de 1.4 a 3.6% como lo sugiere la Academia de Ciencias de EUA (McGarry *et ál.*, 2014 y Brandt *et ál.*, 2014), las emisiones del sistema CCUS son superiores a 172 mil toneladas de CO₂ equivalentes. No es posible cotejar este resultado con otros ACVs de CCS pues los estudios hasta la fecha publicados no incorporan el sistema de abasto del combustible, con excepción del realizado por (NETL, 2010), en cuyo análisis de sensibilidad no incorpora el incremento de fugas de metano.

VI.3 Comparación de los impactos ambientales en ciclo de vida de la actividad CCUS en México con otras opciones tecnológicas para generar electricidad

En la **Tabla VI.5** se realiza una comparación del impacto ambiental de un kilowatt-hora producido por el sistema CCUS propuesto con otras opciones tecnológicas, evaluadas con la misma metodología por el Centro Mario Molina. Se observa que el sistema CCUS posee una huella de carbono comparable a la de la geotermia, energía renovable que puede incorporar carga de base en la red de distribución eléctrica.

En ciclo de vida, las carboeléctricas emiten entre 765 y 1.092 kg CO₂e/kWh (Schreiber *et al*, 2012), siendo las fuentes industriales de emisión más importantes de gases de efecto invernadero y los compuestos de impacto global que se incluyen en la **Tabla VI.5**. En el contexto de Norteamérica, incluyendo a México, esta tecnología es altamente atractiva por la abundancia y el bajo precio del carbón, además de que permite la quema de coque de petróleo. Como se mencionó en el **Capítulo I**, la aprobación de la propuesta normativa por parte de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA, 2014) y su posible aplicación en México, implicaría disminuir a la mitad las emisiones de CO₂ en las nuevas carboeléctricas, incentivando la aplicación de la tecnología CCS.

Algunas empresas como *Alstom*, sostienen que la electricidad proveniente de una esquema CCS con una carboeléctrica o una planta NGCC puede ser más competitiva que la energía solar, geotérmica y eólica offshore, ya que el costo de la electricidad variará en el primer caso de 6.5 a 8.5 centavos de euro el kWh cuando la tecnología se comercialice después del 2015, *versus*, por ejemplo, los 20 a 30 centavos de euro por kWh de la energía eléctrica fotovoltaica (Joubert, 2012).

Tabla VI.5
Comparación de los Impactos ambientales en ciclo de vida del sistema CCUS con diferentes tecnologías de generación eléctrica

	Calentamiento Global		Acidificación kg SO ₂ e/kWh	Eutroficación kg PO ₄ e/kWh	Agotamiento de la capa de ozono kg CFC-11 e/kWh
	kg CO ₂ e/kWh	kg CO ₂ e/MJ			
Carboeléctrica supercrítica	0.854	0.237	0.006	0.0007	26 x 10 ⁻¹⁰
NGCC	0.493	0.137	0.004	0.00004	4 x 10 ⁻¹⁰
Central Geotérmica	0.232	0.064	0.008	0.0018	14 x 10 ⁻¹⁰
NGCC+CCUS*	0.177	0.044	0.005	0.00008	1.6 x 10⁻⁹
Minihidráulica	0.011	0.003	0.00007	0.00002	9 x 10 ⁻¹⁰
Planta Eólica	0.011	0.003	0.00007	0.00001	7 x 10 ⁻¹⁰
Central Nuclear	0.006	0.006	0.00004	0.00001	14 x 10 ⁻¹⁰

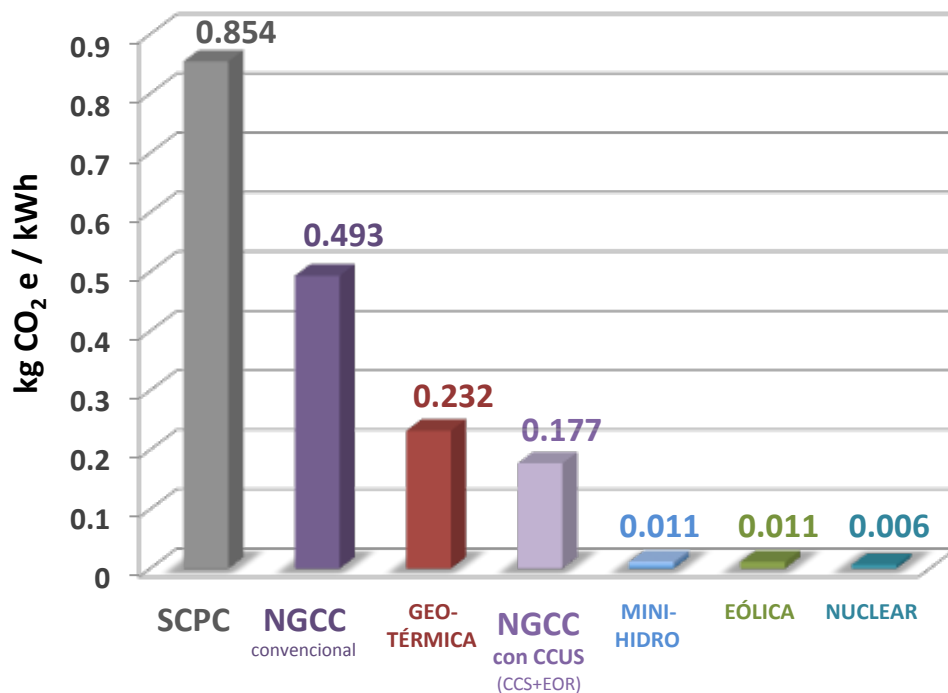
FUENTE: *Propia y (CMM, 2013)

Las centrales nucleares, con una emisión de 6 gramos de CO₂ equivalentes por kWh, son las que menos contribuyen al calentamiento global y en lo general al deterioro del medio ambiente; sin considerar obviamente la generación de residuos radioactivos, para los cuales no hay métricas ni equivalencias en las categorías de impacto ambiental empleadas en los ACV. Por los valores mostrados en la **Tabla VI.5**, las plantas nucleares son equiparables a las centrales que emplean energía renovables, de tal suerte que se pueden

considerar como tecnologías “limpias” en la gestión climática, pero no en la gestión ambiental.

Las plantas minihidráulicas son alternativas de muy bajo impacto ambiental y ecológico pero su capacidad de generación es, por definición, muy baja e intermitente, así que no es tan válido compararlas con un sistema industrial CCUS del tamaño evaluado. Aún así, en cuencas hidrológicas con buena precipitación y escurrimiento, las minihidráulicas son alternativas de abasto eléctrico distribuido. Hay que recordar que en todos los casos mostrados en la **Tabla VI.5**, la unidad funcional es 1 kWh, sin importar que la plantas sean de 5 MW o de 500 MW de capacidad instalada.

Figura VI.7
Comparación de los Impactos ambientales en ciclo de vida del sistema CCUS con diferentes tecnologías de generación eléctrica



La intermitencia de las centrales de generación eólica, que deriva en un factor de planta promedio en México inferior al 35% (CFE, 2012), requiere de un respaldo energético no considerado en el ACV realizado para esta tesis doctoral, en coordinación con el Centro Mario Molina. Si el respaldo es a través de una nucleoelectrica, el impacto ambiental en calentamiento global seguiría siendo bajo; sin embargo, en el sistema de distribución nacional integrado que tiene la mayor parte del territorio mexicano, esta distinción no es posible hacerla y se debe considerar la huella ecológica promedio del país en un año para hacer una comparación más equilibrada. En México, el 48 % de la electricidad aún se genera con carbón, combustóleo, diesel y otros residuales de la industria petrolera (CFE, 2012); si se hiciera un ACV de esta condición, el valor promedio de la red eléctrica nacional

en calentamiento global se ubicaría entre 0.493 y 0.854 kg CO₂ e/kWh, valores correspondientes a una central NGCC y una carboeléctrica supercrítica respectivamente, que sumado al 0.011 de la planta eólica, nos daría un valor real para esta última superior a la planta NGCC+CCUS.

La **Figura VI.7** ilustra de una manera más visual la relevancia que tiene integrar la tecnología CCS con la práctica EOR en un sistema CCUS para lograr un sector eléctrico más limpio, en especial tratándose de plantas tipo NGCC, que serán las dominantes al finalizar la presente década (CFE, 2012).

Es necesario insistir en que el desempeño individual de cada tecnología debe cotejarse con las condiciones operativas reales, dentro de un sistema heterogéneo de generación y distribución que incluye centrales intermitentes y de despacho continuo, fósiles y renovables. El ACV desarrollado en esta tesis doctoral no abarca tal complejidad, incluye sólo evaluaciones individuales de cada tecnología, como si éstas pudieran operar independientemente y no estuvieran intercomunicadas. Como un futuro campo de investigación, es posible plantear la necesidad de hacer ACVs del POISE (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico), que cada año se revisa y expide, con la finalidad de tener mejores elementos de decisión para lograr un desarrollo de bajo carbono del sector de la Energía en México.

VI.4 Futuras rutas tecnológicas CCUS en México que requerirán un análisis de ciclo de vida integrado

El modelo CCUS desarrollado en esta tesis doctoral puede replicarse en otras regiones del país, donde existen arreglos industriales similares. El emplazamiento geográfico referido en la planicie costera del centro de Veracruz (Tuxpan-Poza Rica-Chicontepepec), donde coinciden campos petroleros en producción, campos maduros, una extensa red de gasoductos y plantas de generación de electricidad, es semejante a las regiones petroleras de la desembocadura del Río Pánuco, el sur de Veracruz, el estado de Tabasco, Nuevo PEMEX en Chiapas y la Cuenca de Burgos, donde sería factible capturar CO₂ para realizar prácticas EOR o EGR, con diversas variantes en cuanto a tipo de centrales eléctricas, yacimientos petroleros o ecosistemas por donde se tiendan los carbonoductos.

Adicionalmente, por los desarrollos tecnológicos actuales en el sector energético, es previsible que en México se exploren y desarrollen otras opciones de CCUS como las que se ilustran en la **Figura VI.8**.

Un primer conjunto de opciones estarían dadas por el uso de carbón mineral o el coque de petróleo. Estos combustibles se importan y se producen a nivel nacional, y para muchas industrias son alternativas muy atractivas por sus bajos costos internacionales. Particularmente, las reservas de carbón mineral de Norteamérica son muy vastas y es previsible que después de la “burbuja” de *shale* gas, el mercado del carbón se reactive,

pero bajo estrictas regulaciones ambientales como las que está expidiendo la Agencia de Protección Ambiental de los EUA (EPA, 2014). Cabe destacar que en la Reforma Energética que recientemente aprobó el Congreso de la Unión en México, se estable el concepto de “Energía Limpia”, que requiere de una definición normativa, la cual puede armonizarse con la de EUA dado el intenso intercambio comercial que existe en Norteamérica en materia energética.

Con respecto al coque de petróleo, es igualmente previsible una mayor producción proveniente de las refinerías de PEMEX y las refinerías ubicadas en los estados norteamericanos del Golfo de México, ya sea porque las primeras terminen por reconfigurarse o porque se produzca más petróleo en los yacimientos de aguas profundas.

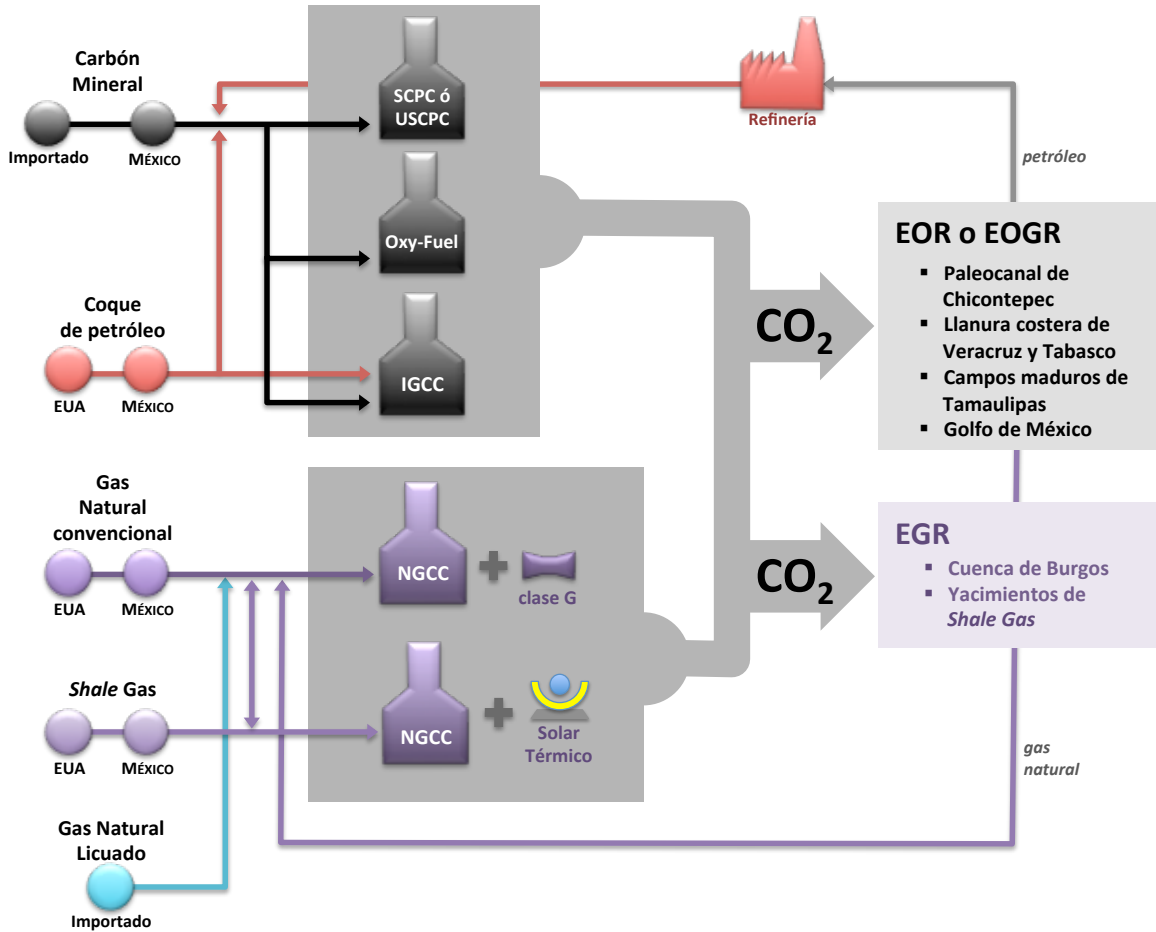
En México hay plantas carboeléctricas supercríticas, pero aún no se introducen plantas ultra supercríticas (de mayor presión y temperatura) ni de oxi-combustión, ni de gasificación integral en ciclo combinado, tecnologías que están desplazándose rápidamente en los proyectos demostrativos CCS (GCCSI, 2014). Tanto el carbón como el coque de petróleo podrían emplearse en esta nueva generación de centrales de generación eléctrica que operan con combustibles fósiles sólidos y son más eficientes.

En un plazo de tiempo más corto, el gas natural convencional, el *Shale Gas* o el gas natural licuado de importación podrían utilizarse en plantas de ciclo combinado asistidas con energía solar térmica y con tecnología de punta para plantas NGCC. En especial, la hibridación de las plantas NGCC con la energía solar térmica en el Noroeste desértico del territorio nacional es una opción muy atractiva; en esa región, el gas natural está llegando desde lugares muy remotos a través de gasoductos o buques criogénicos, disminuyendo su ventaja económica.

En todos estos escenarios, el CO₂ capturado podría a su vez ser utilizado como fluido impulsor en muy diversos yacimientos maduros de petróleo y gas dentro del país o inclusive en los estados fronterizos de EUA donde se realiza fracking, ya que como se mencionó con anterioridad, el CO₂ puede igualmente funcionar como fluido de fracturación en los denominados “pozos secos”.

En la actualidad, hay proyectos piloto y demostrativos de todas estas rutas tecnológicas en distintas partes del mundo, y muchos de estos proyectos están asociados a un almacenamiento geológico final y prácticas EOR/EGR. Se espera que estas tecnologías puedan aplicarse a una escala industrial en la década de los 20's, cuando los acuerdos internacionales sobre cambio climático valoricen la tonelada capturada de bióxido de carbono (IEA, 2012 y GCCSI, 2014).

Figura VI.8
Opciones CCUS en México



NOTA: SCPC Super Critical Pulverized Coal; USPC Ultra-Super Critical Pulverized Coal; IGCC Integrated Gasificación Combine Cycle; NGCC Natural Gas Combined Cycle Plant; EOR Enhance Oil Recovery; EOGR Enhance Oil and Gas Recovery; EGR Enhance Gas Recovery.

VII. CONCLUSIONES

En esta tesis doctoral se logró desarrollar un modelo conceptual, evaluado numéricamente, que permite analizar los impactos ambientales globales de la práctica CCUS con un enfoque de ciclo de vida, empleando unidades funcionales que hasta el momento no habían sido reportadas en la literatura científica sobre el tema. Como objetivo central del proyecto doctoral, el modelo de “pozo a pozo” sugiere la posibilidad de cerrar el ciclo de carbono industrial durante una producción asociada de energía primaria y electricidad, siendo ésta la aportación original más relevante.

Comprobación de la hipótesis

Los datos obtenidos al cuantificar el modelo conceptual planteado para un sistema CCUS, indican que el impacto ambiental relevante es el relativo al potencial de Calentamiento Global. Los impactos ambientales cuantificados en las categorías de Acidificación, Eutroficación y Agotamiento de la Capa de Ozono son muy inferiores en varios órdenes de magnitud, dificultándose su interpretación y relevancia. La metodología propuesta de ciclo de vida permite cuantificar de una manera consistente con otros estudios semejantes, la aportación del sistema CCUS a la emisión global de gases de efecto invernadero, mostrando su utilidad en la gestión climática del sector Energía.

La práctica CCUS planteada tiene un desempeño ambiental equiparable a la geotermia, única energía renovable que genera electricidad de base; ya que permite producir un kilowatt hora con una huella de carbono de 0.177 kilogramos de bióxido de carbono equivalente, mientras que una planta geotérmica emite 0.232 kg CO₂e/kWh.

Las centrales eólicas y minihidráulicas evaluadas poseen una huella de carbono inferior, pero su intermitencia requiere de un respaldo de generación continua, que puede provenir de combustibles fósiles o de la energía nuclear. El sistema nacional eléctrico de México produce electricidad con una mezcla energética cuya huella de carbono es superior a los 400 kg CO₂/kWh. El factor de planta más alto de las centrales eólicas del Istmo de Tehuantepec es de 35%, lo que implica que la huella mínima de carbono de una opción renovable en México es de 300 kg CO₂/kWh, por lo que se concluye que el sistema CCUS es competitivo con las energías renovables en las condiciones actuales del sistema nacional eléctrico de México.

En las categorías de Eutroficación y Agotamiento de la Capa de Ozono, la práctica CCUS es igualmente equiparable a una planta geotérmica, pero no así con la categoría de

Acidificación. Por las emisiones de compuestos sulfurados en la geotermia, en esta última categoría la magnitud del impacto calculado para una operación CCUS es similar al de una planta NGCC con abasto convencional de gas natural y sin tratamiento de efluentes gaseosos, por sus emisiones de óxidos de nitrógeno. La valoración de los compuestos de azufre o nitrógeno, que derivan en depósitos secos ácidos y la formación de lluvia ácida, es particularmente relevante en la categoría de Acidificación.

En la valoración numérica del modelo CCUS, se observa que el sistema de abasto de gas natural convencional y tierra adentro (*on-shore*) es la componente que mayormente aporta a los impactos ambientales estimados. Los procesos extractivos involucrados en la obtención y procesamiento de gas natural convencional representan la contribución de gases de efecto invernadero más copiosa, principalmente por las fugas de metano, el *flaring* y la liberación de CO₂ fósil extraído junto con el gas. La distancia entre el origen del gas natural y su utilización en la planta NGCC es otro factor que incrementa su contribución. Esta circunstancia es dominante en la industria del gas a nivel global, particularmente cuando su valor baja y se incrementa el mercadeo transcontinental; incluso haciendo costoso el movimiento de gas natural en estado líquido y bajo condiciones criogénicas.

Es importante hacer notar que en el proyecto hipotético CCUS propuesto, se privilegió la cercanía geográfica entre la fuente industrial de CO₂ y su empleo en la práctica de extracción mejorada de petróleo. Los resultados de esta tesis doctoral refuerzan el planteamiento de cerrar el ciclo de carbono industrial en un espacio geográfico cercano, para bajar simultáneamente costos e impactos ambientales.

La captura de bióxido de carbono en una planta de generación eléctrica fue la actividad central del modelo conceptual desarrollado, de tal forma que el sistema industrial o dominio del modelo se definió extendiendo las fronteras “corriente arriba” hasta la producción del recurso energético fósil y “corriente abajo” hasta que el CO₂ es almacenado geológicamente en forma definitiva. De la revisión de las publicaciones científicas compiladas, se concluye que este planteamiento no es común en el análisis de la tecnología CCS, ya que ésta no considera el posible uso industrial del CO₂ capturado, sino solamente su encapsulamiento geológico. En los estudios de ciclo de vida de la tecnología CCS por lo general no se incluye el sistema de abasto de combustible a la central eléctrica, pues pertenece a otra rama industrial, la petrolera, y por lo tanto no es de interés común para la industria eléctrica. Igualmente sucede con las actividades EOR y EGR, las cuales no son de interés para la industria eléctrica y han sido hasta ahora evaluadas por la industria petrolera como alternativas para producir más petróleo o gas no convencional, suponiendo un abasto de CO₂ natural de bajo costo.

Los análisis tradicionales de la tecnología CCS en el sector eléctrico hacen énfasis en la necesidad de disminuir las penalidades energéticas para incrementar el volumen de CO₂ **evitado** por cada kilowatt producido, como se plantea en los estudios económicos del Panel Intergubernamental de Cambio Climático y los del Programa de Tecnologías para la

Captura y el Secuestro de Carbono del MIT. En el modelo planteado, el **CO₂ capturado** ayuda a compensar la penalidad energética pues permite producir energía primaria y compensar el costo operativo, al ser utilizado en la actividad EOR. Ahora que las tecnologías de *fracking* empleadas para extraer gas de lutitas están evolucionando a “pozo seco”, donde el fluido de fracturación puede ser el bióxido de carbono bajo condiciones supercríticas (en lugar de usar grandes cantidades de agua), la práctica CCUS cobra relevancia pues incrementa los co-beneficios ambientales del gas natural.

Los resultados del modelo reafirman que las rutas tecnológicas más adecuadas para la aplicación de la tecnología de captura de bióxido de carbono, son aquellas donde el CO₂ adquiere valor a lo largo de la cadena productiva, ya sea como materia prima o como un “bono de carbono” que permite pagar los impuestos al carbono o cumplir con las regulaciones ambientales en un sistema de intercambio de certificados de reducción o tipo “*cap and trade*”, como es conocido en EUA.

El modelo conceptual desarrollado y evaluado numéricamente permite confirmar la hipótesis planteada en esta tesis doctoral, al mostrar que la práctica CCUS dentro del sector de la Energía que emplea combustibles fósiles, es una opción como medida de mitigación en materia de cambio climático, pues permite la reducción de los gases de efecto invernadero emitidos por la industria eléctrica y petrolera.

Asimismo, el modelo permitió cumplir con los objetivos específicos planteados para la tesis doctoral, al determinar los impactos ambientales en ciclo de vida de una posible aplicación en México de las tecnologías combinadas CCS y EOR (CCUS) y generó información confiable para definir la ruta tecnológica a ser utilizada para la aplicación en México de la tecnología CCUS, en el marco de la gestión climática del sector energético.

Recomendaciones

Para lograr una descarbonización profunda en el desarrollo económico global, es necesario recurrir a opciones energéticas donde la emisión de compuestos de efecto invernadero sean nulos o de muy baja intensidad. La modelación de los impactos ambientales en ciclo de vida es una herramienta indispensable de estimación y comparación entre tecnologías emergentes, como la CCUS; no obstante, la definición de políticas y la toma de decisiones con respecto a nuevas opciones energéticas se basa fuertemente en aspectos económicos e impactos sociales y ecológicos locales y de corto plazo.

Si bien el modelo desarrollado permitiría abarcar estos aspectos, principalmente los relativos a costos ya que se conoce con detalle el conjunto de actividades e instalaciones involucradas, la secrecía industrial alrededor de la tecnología CCS y EOR no permitió realizar dichas evaluaciones con precisión. El Instituto Global de CCS ha celebrado convenios con los tecnólogos para estimar y comparar los requerimientos de inversión y los costos operativos y de mantenimiento de las plantas de captura, pero aún no abarca

las fases industriales de uso de CO₂, por lo que ésta será un área futura de desarrollo en el Mundo y en especial en México, donde la Reforma Energética ha abierto la posibilidad de la inversión privada en este campo.

En esta Tesis no se caracterizaron los impactos en Toxicidad Humana y Ecotoxicidad, ya que se carece de estudios regionales y locales de referencia. Como los inventarios de ciclo de vida del *SimaPro* permiten estimarlos, con base en estudios de referencia europeos o norteamericanos, es común ver publicaciones académicas nacionales con valoraciones al respecto. Sin embargo, se considera que esta práctica es incorrecta, más aún cuando estos valores se normalizan a través de subrutinas de trabajo en el ambiente *SimaPro*, que funcionan como “cajas negras” para el modelador. El proceso de normalización se debe de hacer con base en estudios científicos representativos de las distintas partes de una región o país; en México no se han publicado aún estudios estandarizados para análisis de ciclo de vida sobre Toxicidad Humana y Ecotoxicidad. Esta es un área de desarrollo altamente relevante y necesaria para poder evaluar y seleccionar tecnologías que protejan por igual el ambiente como la salud pública.

Para ilustrar mejor este último argumento, se puede hacer referencia a las emisiones de partículas negras de hollín, que igual se emiten en carboeléctricas que en los quemadores de desfogue de la industria petrolera. Estas partículas, altamente tóxicas cuando derivan de la quema de combustibles fósiles, tienen también un alto potencial de calentamiento global, pero no fueron incluidas en las bases de datos utilizadas pues aún no hay factores de emisión aplicables a todos los procesos y operaciones unitarias incluidas en el modelo.

Un análisis de ciclo de vida completo puede incluir, además de la normalización de los valores calculados, la ponderación de los impactos ambientales, dando un peso relativo a los mismos con el fin de facilitar la aplicabilidad del modelo en la toma de decisiones. Por ejemplo, si existe una preocupación local sobre la toxicidad y reactividad fotoquímica de las emisiones de MEA y sus derivados de degradación en el reactor de captura de CO₂, la categoría de Toxicidad Humana debe tener mayor peso que la Eutroficación. En esta ocasión, las bases de datos del modelo se desarrollaron con mayor detalle para evaluar la categoría de Cambio Climático, dados los objetivos de la tesis doctoral; a futuro pudiera haber otros énfasis de análisis, particularmente el referido de Toxicidad Humana.

REFERENCIAS

1. Abbaszadeh M., Ohno K., Okano H., Morales J. y Riano J.M., 2008. *Reservoir Characterization and CO₂-EOR Injection Studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, Mexico*. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December 2008.
2. Aladasani A., 2012. *Updated EOR Screening Criteria and Modeling the Impacts of Water Salinity Changes on Oil Recovery*. Tesis doctoral de Ingeniería Petrolera de la Universidad de Ciencia y Tecnología de Missouri, EUA.
3. Alie C.F., 2004. *CO₂ Capture With MEA: Integrating the Absorption Process and Steam Cycle of an Existing Coal-Fired Power Plant*. Tesis de Maestría de la Universidad de Waterloo, Ontario Canadá.
4. Asian Pacific Economic Cooperation, 2005. *Building Capacity for CO₂ Capture and Storage in teh APEC Region*.
5. Aycaguer, A.-C.; Lev-On, M.; Winer, A. M., 2001. *Reducing carbon dioxide emissions with enhanced oil recovery projects: a life cycle assessment approach*. Energy and Fuels, núm. 15, págs.303 a 308.
6. Baltadjiev N. D., 2012. *An Investigation of Real Gas Effects in Supercritical CO₂ Compressors*. MIT, tesis de maestría del Departamento de Aeronáutica y Astronáutica.
7. Bauer Ch., Dones R., Heck T. y Hirschberg S., 2006. *Comparative environmental assessment of current and future electricity supply technologies for Switzerland*. Paul Scherrer Institut, Laboratory for Energy Systems Analysis.
8. Blunt, M., Fayers, J., Franklin, M.O., 1993. Carbon dioxide in enhanced oil recovery. Energy Conversion Management 34 (9-11), 1197–1204.
9. Brandt A.R., Heath G.A., Kort E.A., O’Sullivan F., Pétron G., Jordaan S.M., Tans P., Wilcox J., Gopstein A.M., Arent D., Wofsy S., Brown N.J., Bradley R., Stucky G.D., Eardley D. y Harriss R., 2014. *Methane Leaks from North American Natural Gas Systems*. Science, Vol. 343, páginas 733 a 735.
10. Brekke A., Askham C., Modahl I. S., Vold B. I. y Johnsen F.M., 2012. *Environmental Assessment of Amine-Based Carbon Capture. Scenario modeling with Life Cycle Assessment (LCA)*. Reporte número OR.17.12 preparado por el Norwegian Research Council, dentro del programa CLIMIT y el proyecto EDeclDe (Environmental Decision Support for Innovative EcoDesign for CCS).

11. British Petroleum (BP), 2012. BP Statistical Review of World Energy, June 2012
12. Burnham A., Han J., Clark C. E., Wang M., Dunn J. B. y Palou-Rivera I., 2011. *Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum*. Publicación de la American Chemical Society. Environmental Science & Technology 2012, 46, páginas 619 a 627.
13. Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), 2011. *CO₂ Transportation –Is it Safe and Reliable?* Serie *inFocus Factsheets*.
14. Carbon Tracker Initiative, 2011. *Unburnable Carbon-Are the world's financial markets carrying a carbon bubble?*
15. Centro Mario Molina (CMM), 2019. *Estrategias de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero*. Estudios Sectoriales de Mitigación de Cambio Climático.
16. Centro Mario Molina (CMM), 2010. *Estudio para la implementación de un proyecto demostrativo para generar energía eléctrica con combustibles fósiles libres de emisión de gases de efecto invernadero en la reconversión de 1 unidad de la Central Termoeléctrica Tuxpan incluye evaluación de la normatividad, mecanismos de financiamiento y los procesos de captura y almacenamiento del bióxido de carbono*. Preparado bajo contrato con la CFE.
17. Centro Mario Molina (CMM), 2011. Estrategias Sectoriales y Regionales para lograr un desarrollo sustentable de baja intensidad de carbono en México. Parte 1.
18. Centro Mario Molina (CMM), 2013. Estrategias Regionales para Lograr un Desarrollo Sustentable y de Baja Intensidad de Carbono en México. Análisis de Ciclo de Vida: Electricidad. Julio, 2013.
19. Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2012. Programa de Obras e Inversiones del Sector *Eléctrico 2012-2026*.
20. CRS, 2013. *Carbon Capture: A Technology Assessment*. Reporte preparado para e Congreso de los Estados Unidos por el *Congressional Research Service (CRS)* y publicado el 5 de noviembre del 2013.
21. CSIRO, 2012. *Estimated Emissions to the Atmosphere from Amine-based PCC processes for a Black Coal Fired Power Station Based on Literature and Modelling*. Deliverable 3.1 del proyecto “Environmental Impact of Amine-based CO₂ Post-combustion Capture (PCC) Process”. Reporte elaborado por CSIRO-Advanced Coal Technology Portfolio.
22. CSIRO, 2013. *Determination of the Fate of PCC Emissions into the Atmosphere*. Deliverable 4.2 del proyecto “Environmental Impact of Amine-based CO₂ Post-combustion Capture (PCC) Process”. Reporte elaborado por CSIRO-Advanced Coal Technology Portfolio.
23. Dávila M., Jiménez O., Castro R., Arévalo V., Stanley J. y Meraz L., 2010. *A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage*. International Journal of Physical Sciences Vol. 5(5), págs. 408 a 414, mayo 2010.

24. Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE-NETL), 2007. *Advanced Amine Solvent Formulations and Process Integration for Near-Term CO₂ Capture Success*. Elaborado por Trimeric Corporation bajo la donación DE-FG02-06ER84625.
25. Department of Energy-Argonne National Laboratory, 2007. *Natural Gas Pipeline Technology Overview*. Documento número ANL/EVS/TM/08-5, elaborado por la División de Ciencias de la Información y Toma de Decisiones.
26. Department of Energy-National Energy Technology Laboratory, 2010. *Life Cycle Analysis: Natural Gas combined Cycle (NGCC) Power Plant*.
27. Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE-NETL), 2010. *Site Screening, Selection, and Initial Characterization for Storage of CO₂ in Deep Geologic Formations*. DOE/NETL-401/090808.
28. Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE-NETL), 2011. *Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with "Next Generation" CO₂-Enhance Oil Recovery (CO₂-EOR)*. DOE/NETL-2011/1504. Activity 04001.420.02.03.
29. Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE-NETL), 2012. *Best Practices for Carbon Storage Systems and Well Management Activities*. DOE/NETL-2011/1458.
30. Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE-NETL), 2012. *Mobility and Conformance Control for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR) via Thickeners, Foams, and Gels –A detailed Literature Review of 40 Years of Research*. DOE/NETL-2012/1540. Activity 4003.200.01.
31. Det Norske Veritas (DNV), 2010. *Recommended Practice DNV-RP-J202. Design and Operation of CO₂ Pipelines*.
32. Dones R., Bauer Ch., Bollinger R., Burger B., Heck T., Röder A., Emmenegger M. F., Frischknecht Ro., Jungbluth N. y Tuschschmid M., 2007. *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries. Data v2.0 (2007)*. Reporte Ecoinvent número 5.
33. The Dow Chemical Company (DOW), 2013. *MEA Technical Data Sheet-All Grades*.
34. Eide J., 2013. *Rethinking CCS-Strategies for Technology Development in Times of Uncertainty*. Tesis de Maestría del Massachusetts Institute of Technology (MIT), junio 2013.
35. Enick R. M., Beckman E. J. y Hamilton A., 2001. *Novel CO₂-Thickeners for Improved Mobility Control*. DOE-RA26-98BC15108.
36. Environmental Protection Agency, 2006. *Life Cycle Assessment: Principles and Practice*. EPA/600/R-06/060, mayo 2006.
37. Environmental Protection Agency, 2014. *40 CFR Parts 60, 70, 71, et ál. Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions From New Stationary Sources: Electric*

- Utility Generating Units*. Proposed Rule. Federal Register, vol. 79, núm. 5, 8 de enero, 2014.
38. European Commission, 2008. *New Energy Externalities Development for Sustainability, NEEDS*. Proyecto NEEDS.
 39. European Commission/Joint Research Center/Institute for Energy, 2011. *Technical and Economic Characteristics of a CO₂ Transmission Pipeline Infrastructure*. EUR 24731 EN-2011.
 40. European Commission, 2013. *Roadmap for the European Platform on Life Cycle Assessment*. Report EUR 26379 EN.
 41. European Environmental Agency (EEA), 1997. *Life Cycle Assessment (LCA). A guide to approaches, experiences and information sources*.
 42. ExternE, 2005. *European Commission, Externalities for Energy (ExternE)*. Serie de publicaciones del proyecto ExternE.
 43. Friedlingstein, P., R. A. Houghton, G. Marland, J. Hackler, T. A. Boden, T. J. Conway, J. G. Canadell, M. R. Raupach, P. Ciais y C. Le Quéré, 2010. *Update on CO₂ emissions*. Nature Geoscience, 21 November 2010.
 44. Fujita K., Muraoka D., Ogawa T., Kitamura H., Suzuki K. y Saito S., 2013. *Evaluation of Amine Emissions from the Post-combustion CO₂ Capture Pilot Plant*. Energy Procedia núm. 37 (2013), págs. 727 a 734, publicado por Elsevier Ltd.
 45. Gjernes E., Helgesen L. I. y Maree Y., 2013. *Health and Environmental Impact of Amine Based Post Combustion CO₂ Capture*. Energy Procedia 00 (2013) 000-000- publicado por Elsevier Ltd.
 46. Global CCS Institute, 2011. *Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies: 2011 update*. Canberra, Australia.
 47. Global CCS Institute, 2014. *The Global Status of CCS: February 2014*. Canberra, Australia.
 48. Global CCS Institute, 2012. *CO₂ Capture Technologies. Post Combustion Capture (PCC)*. Canberra, Australia.
 49. Global CCS Institute, 2013. *Project Pioneer. Pioneer's Technology Selection. A Non-Confidential Report*. Canberra, Australia.
 50. Global Environmental Change (GECh), 2011. *The politics and policy of carbon capture and storage: Framing an emergent technology*. Editorial publicada por la revista Global Environmental Change, No. 21, págs. 275 a 281.
 51. Gordon D., 2012. *Understanding Unconventional Oil*. The Carnegie Papers.
 52. Greenpeace, 2008. *False Hope. Why carbon capture and storage won't save the climate*. Publicado por Greenpeace en EUA.

53. Hertwich E.G., Aaberg M., Singh B. y Stromman A. H., 2008. *Life cycle assessment of carbon dioxide capture for enhanced oil recovery*. Chinese Journal of Chemical Engineering, núm. 16(3), págs. 343 a 353.
54. Herzog, H., 2000. *The Economics of CO₂ Separation and Capture*. Technology, vol 7, suplemento 1, págs. 13 a 23.
55. Herzog, H. and J. Eide, 2013. *Rethinking CCS - Moving Forward in Times of Uncertainty*. Publicado en Cornerstone, la página oficial de la revista de la Asociación Mundial del Carbón, por Wiley Periodicals Inc., vol 1:1, págs. 44 a 50, Primavera del 2013.
56. Holm L.W. y O'Brien L.J., 1971. *Carbon Dioxide Test at the Mead-Strawn Field*. Journal of Petroleum Technology, vol. 23, núm. 4, abril 1971.
57. Hussain D., Dzombak D. A., Jaramillo P. y Lowry G. V., 2013. *Comparative lifecycle inventory (LCI) of greenhouse gas (GHG) emissions of enhanced oil recovery (EOR) methods using different CO₂ sources*. International Journal of Greenhouse Gas Control 16(2013), págs. 129 a 144.
58. International Energy Agency (OECD-IEA), 2008. *CO₂ Capture and Storage. A key carbon abatement option*.
59. International Energy Agency (IEA), 2012. *World Energy Outlook 2011*.
60. International Energy Agency (IEA), 2012. *Preliminary estimates of CO₂ emissions*. Press release, 24 de mayo de 2012.
61. International Energy Agency (IEA), 2012. *Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System*.
62. IEAGHG, 2012. *Quantification Techniques For CO₂ Leakage*.
63. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2005. *Carbon Dioxide Capture and Storage. A special report of Working Group III*.
64. IPCC, 2007: Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
65. IPCC, 2014: Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
66. Itten R., Frischknecht R. y Stucki M., 2013. *Life Cycle Inventories of Electricity Mixes and Grid*. ESU Services.
67. Jaramillo, P., Griffin W. M. y McCoy, S.T., 2009. *Life cycle inventory of CO₂ in an enhanced oil recovery system*. Environmental Science Technology, núm. 43, págs. 9027 a 9032.

68. Jones, D G, Barlow, T, Beaubien, S E, Ciotoli, G, Lister, T R, Lombardi, S, May, F, Möller, I, Pearce, J M y Shaw, R A, 2009. *New and established techniques for surface gas monitoring at onshore CO₂ storage sites*. *Energy Procedia*, núm. 1, págs. 2127 a 2134.
69. Joubert P., 2012. *Carbon Capture and Storage*. Presentación elaborada para el Global CCS Institute.
70. Kawakami A., Nitta H., Kanou T. Y Kubo K., 2009. *Study of CO₂ emissions of pavement recycling methods*. Publicación del Instituto de Investigaciones sobre Trabajos Públicos, Japón.
71. Kecojevic V. Y Komljenovic D., 2011. *Impact of Bulldozer's Engine Load Factor on Fuel Consumption, CO₂ Emission and Cost*. *American Journal of Environmental Sciences* 7 (2), págs. 125 a 131.
72. Khoo H.H. y Tan R. B. H., 2006. *Life cycle investigation of CO₂ recovery and sequestration*. *Environmental Science Technology*, núm. 40 (12), págs. 4016 a 4024.
73. Khoo H. H. y Tan R. B. H., 2006. *Life cycle evaluation of CO₂ recovery and mineral sequestration alternatives*. *Environmental Progress*, núm. 25 (3), págs. 208 a 217.
74. Knaak J.B., Leung H.W., Stott W.T., Busch J. y Bilsky J., 1997. Toxicology of mono-, di- and triethanolamine. *Reviews of Environmental Contamination and Toxicology*, volumen 149, págs. 1 a 86, 1997.
75. Kokal S. y Al-Kaabi A., 2010. *Enhanced oil recovery: challenges & opportunities*. Publicado en la sección de Tecnología e Innovación del documento "Global Energy Solutions", publicación oficial del World Petroleum Council.
76. Koornnef J., Van Keulen T., Faaij A. y Turkenburg, W., 2008. *Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, Transport and Storage of CO₂*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, núm. 2, págs. 448a 467.
77. Kuzdal M., 2012. *The Past, Present, and Future of CO₂ Compression*. *Carbon Capture Journal*, núm. 29, Sept-Oct 2012.
78. Lacy R., 2005. *A Zero Environmental Impact Treaty: A Full Environmental Compensation Mechanism for International Projects*. *Papers on International Environmental Negotiation*, vol. 14, Harvard Law School.
79. Lag M., Linderman B., Instanes Ch. Brunborg G. y Schwarze P., 2011. *Health Effects of Amines and Derivatives Associated with CO₂ Capture*. Publicado por el Instituto Noruego de Salud Pública (folkehelseinstituttet).
80. Larkin R., 2006. *Carbon Capture & Geologic Storage: From Science to Regulation*. Presentado en la conferencia de la GWPC UIC, en enero 2006, Austin, Texas, EUA.
81. Lewis M. P., 2011. *Characterization of CO₂ Emissions from Nonroad Diesel Construction Equipment*. Oklahoma State University.
82. Li H., 2008. *Thermodynamic Properties of CO₂ Mixtures and Their Applications in Advanced Power Cycles with CO₂ Capture Processes*. KTH, Royal Institute of

- Technology School of Chemical Science and Engineering, Department of Chemical Engineering and Technology, Division of Energy Processes SE-100 44
Stockholm Sweden
83. Lombardi L., 2003. *Life cycle assessment comparison of technical solutions for CO₂ emissions reduction in power generation*. Energy Conversion and Management, núm. 44, págs. 93 a 108.
 84. Malik Q.M. e Islam M.R., 2000. *CO₂ injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhance Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage with Horizontal Wells*. Documento presentado en el *Improved Oil Recovery Symposium* de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE/DOE), celebrado del 3 al 5 de abril del año 2000, en Tulsa, Oklahoma, EUA.
 85. Marx J., Schreiber A., Zapp P., Haines M., Hake J-Fr. y Gale J., 2011. *Environmental evaluation of CCS using life cycle assessment –a synthesis report*. Energy Procedia, núm. 4, págs. 2448 a 2456.
 86. Masaka I., 2012. *Mitsubishi Heavy Industries Inc. Flue Gas CO₂ Capture Technology and Its Commercial Experiences*.
 87. Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2007. *The Future of Coal. Options for a carbon-constrained World. An interdisciplinary MIT study*.
 88. McCollum D. L. y Ogden J. M., 2006. *Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity*. Universidad de California en Davis, Instituto de Estudios del Transporte.
 89. McCoy S. T. y Rubin E. S., 2008. *An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage*. International Journal of Greenhouse Gas Control 2, páginas 219 a 229.
 90. McGarry J. y Flamm C., 2014. *U.S. Methane Leakage from Natural Gas Systems: A Literature Review*. Chesapeake Climate Action Network.
 91. Meier P. J., 2002. *Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*. Doctor of Philosophy Thesis. University of Wisconsin-Madison.
 92. Meinshausen M., Meinshausen N., Hare W., Raper S. C. B., Frieler K., Knutti R., Frame D. J. y Allen M. R., 2009. *Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 °C*. Nature 458, págs. 1158 a 1162 (30 April 2009).
 93. Melzer S., 2012. *An Update: US CO₂ EOR Status*. Ponencia presentada el 12 y 12 de Julio del 2012 en el “6th Annual Wyoming CO₂ Conference” del Enhance Oil Recovery Institute.
 94. Meyer J. P., 2007. *Summary of Carbon Dioxide Enhance Oil Recovery (CO₂ EOR) Injection Well Technology*. Documento preparado para el Instituto Americano del Petróleo (API).

95. Ming C. M. y Melzer L. S., 2010. *CO₂ EOR: A model for significant carbon reductions*. Documento elaborado en The MIT Energy Initiative (MITEI) y compilado en las memorias del “Symposium on the Role of EOR in Accelerating the Deployment of CCS”.
96. Miller H., 2007. *Carbon Dioxide Compression*. Presentación comercial de los equipos Dresser-Rand en la ASME-IGTI Turbo Expo celebrada en mayo del 2007.
97. Modahl I. S., Nyland C. A., Raadal H. L., Karstad O., Tore, A. T. y Hagemann R., 2010. *LCA as an ecodesign tool for production of electricity, including carbon capture and storage- a study of a gas power plant case with post-combustion CO₂ capture at Tjeldbergodden*. StatoilHydro report.
98. Modahl I. S., Nyland C. A., Raadal H. L., Karstad O., Tore, A. T. y Hagemann R., 2011. *Life cycle assessment of gas power with CCS – a study showing the environmental benefits of system integration*. Energy Procedia, núm. 4, págs. 2470 a 2477.
99. Moore J.J., Blieske M., Delgado H., Lerche A., Alsup Ch., Pacheco J., Bough M y Byard D., 2009. *Research and Development Needs for Advanced Compression of Large Volumes of Carbon Dioxide*. Presentación realizada en el “Workshop of Future Large CO₂ Compression Systems”, financiado por DOE-EPRI-NIST, el 30 y 31 de marzo del 2009.
100. Nagashima S., Miyagawa T., Matsumoto M., Suzuki S., Komaki H., Takagi M. y Murai S., 2011. *Life cycle assessment performed on a CCS model case in japan and evaluation of improvement facilitated by heat integration*. Energy Procedia, núm. 4, págs. 2457 a 2464.
101. Narváez A., 2012. Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, “Chicontepec”. Documento para ingreso a la Academia de Ingeniería en la especialidad de Ingeniería Petrolera, 8 de diciembre del 2012.
102. Nie Z., Korre A., Durucan S., 2011. *Life cycle modelling and comparative assessment of the environmental impacts of oxy-fuel and post-combustion CO₂ capture, transport and injection processes*. Energy Procedia núm. 4, págs. 2510 a 2517.
103. Odeh N. A. y Cockerill T. T., 2007. *Life cycle GHG assessment from fossil fuel power plants with carbon capture and storage*. Proceedings of the Third International Conference on Clean Coal Technologies, Calgary lthaly.
104. OECD/IEA, 2012. *CCS Retrofit-Analyses of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Feet*.
105. OECD, 2013. *Effective Carbon Prices*.
106. Organización Internacional de Normalización (ISO), 2006. *ISO: 14040: 2006 Gestión Ambiental – Análisis de Ciclo de Vida – Principios y Marco*.
107. Paul S., Shephered R., Bahrami A. y Woollin P., 2010. *Material Selection for Supercritical CO₂ Transport*. Artículo presentado en el Primer Foro Internacional de Transporte por Tubería de CO₂ en el Hotel Hilton de Newcastle-Gateshead, Reino Unido, en julio del 2010.

108. PEMEX, Exploración y Producción, 2012. Recuperación Mejorada en México, empleando CO₂. Presentación de la Subdirección Técnica de Explotación.
109. Pehnt M. y Henkel J., 2009. *Life cycle assessment of carbon dioxide capture and storage form lignite power plants*. International Journal of Greenhouse Gas Control, 3(1), págs. 49 a 66.
110. Pooting J. y Klöpffer W., 2001. *Best available practice in life cycle assessment of climate change, stratospheric ozone depletion, photo-oxidant formation, acidification, and eutrophication. Backgrounds on general issues*. RIVM, reporte número 55000115002/2001 preparado para la SETAC-Europa.
111. Pielke P., Wigley T. y Green C., 2008. *Dangerous Assumptions*. Nature, vol. 452, págs. 531 a 532.
112. Raveendran S. P., 2013. *The Role of CCS as a Mitigation Technology and Challenges to its Commercialization*. Tesis de Maestría del Massachusetts Institute of Technology (MIT), junio 2013.
113. Randhol P., Valencia K., Taghipour A., Akervoll y Carlsen I.M., 2007. *Ensuring well integrity in connection with CO₂ injection*. Reporte a la *Preroleumstilsynet* (autoridad Noruega de la seguridad en la industria petrolera).
114. Rockström J. et al., 2009. *A safe operating space for humanity*. NATURE vol. 461, núm. 24.
115. Rubin E., Yeh S., Hounshell D.A. y Taylor M.R., 2004. *Experience curves for power plant emission control technologies*. International Journal of Energy Technology and Policy, vol. 2, Nos. ½, 2004.
116. Rubin E. S. y Zhai H., 2012. The Cost of Carbon Capture and Storage for Natural Gas Combined Cycle Power Plants. Environ. Sci. Technol. 2012, núm. 46, págs. 3076 a 3084.
117. Sahin S., Kalfa U. Y Celebioglu D., 2010. *Unique CO₂ Injection Expirience in the Bati Raman Field may lead to a proposal of EOR/Sequestration CO₂ Network in the Middle East*. Presentación realizada a nombre de la Corporación Petrolera Turca en la Conferencia Internacional de Captura, Uso y Almacenamiento de CO₂, organizada por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE, por sus siglas en inglés), en Nueva Orleans, Louisiana, EUA, en agosto 2010.
118. Santley J.R. y Dávila-Serrano M., 2012. *A Life Cycle Assessment of a Coal Fired Power Plant with Carbon Capture and Storage in Mexico*. International Journal of Physical Science, vol. 7 (41), págs. 5624 a 5641, publicado el 30 de octubre del 2012.
119. Sass B. M., Farzan H., Prabhakar R., Gerst J., Sminchak J., Bhargava M., Nestleroth B. Y Figueroa J., 2009. *Considerations for treating Impurities in Oxy-Combustion Flue Gas Prior to Sequestration*. Energy Procedia 1 (2009), págs. 535 a 542.
120. Sathre R., Cain J., Chester M. y Masanet E., 2011. *The role of Life Cycle Assessment in identifying and reducing environmental impacts of CCS*. Lawrence Berkeley National Laboratory.

121. Secretaría de Energía y Comisión Federal de Electricidad (SENER-CFE), 2012. *Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂, México*.
122. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2014. *Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018*.
123. Schreiber A., Zapp P. y Marx J., 2011. *Meta-Analysis of Life Cycle Assessment Studies on Electricity Generation with Carbon Capture and Storage*. Journal of Industrial Ecology, vol. 16, núm. S1.
124. Seppälä J., Basson L. y Norris G., 2002. Decision Analysis Frameworks for Life-Cycle Impact Assessment. Journal of Industrial Ecology, volume 5, número 4. MIT Press.
125. Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETCA), 1991. *A Technical Framework for Life Cycle Assessment*. Fava, J., Denison, R., Jones, B., Curran, M.A., Vigon, B., Selke, S., and Barnum, J. (eds).
126. Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SECTA), 1993. *Guidelines for Life Cycle Assessment: A "Code of Practice."* Consoli, F., Allen, D., Boustead, I., Fava, J., Franklin, W., Jensen, A.A., Oude, N., Parrish, R., Perriman, R., Postlethwaite, D., Quay, B., Seguin, J., and Vigon, B. (eds).
127. Singh B., Stromman A.H., Hertwich E.G., 2011. *Comparative impact assessment of CCS portfolio: Life Cycle perspective*. Energy Procedia núm. 4, págs. 2486 a 2493.
128. Singh B., Stromman A.H., Hertwich E.G., 2011. *Comparative life cycle environmental assessment of CCS technologies*. International Journal of Greenhouse Gas Control, 5, págs. 911 a 921.
129. Spath P. L. y Mann M.K., 2001. *Capturing and sequestering CO₂ from a coal-fired power plant – assessing the net energy and greenhouse gas emissions*. National Renewable Energy Laboratory, 1617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401.
130. Spath P. L. y Mann M. K., 2000. *Life cycle assessment of a natural gas combined-cycle power generation system*. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-570-27715.
131. Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice (SBSTA), 2012. *Thirty-sixth session. Bonn, 14–25 May 2012*. Folio: FCCC/SBSTA/2012/MISC.8.
132. Suebsiri J., Wilson M. y Tontiwachwuthikul P., 2006. *Life cycle analysis of CO₂ EOR on EOR and geological storage through economic optimization and sensitivity analysis using the Weyburn Unit as a case study*. Industrial and Engineering Chemistry Research, núm. 45, págs. 2483 a 2488.
133. Suppen N. y Von Hoof B., 2005. *Conceptos básicos del ACV y su aplicación en el Ecosdiseño*. Centro de Análisis de Ciclo de Vida y Diseño Sustentable.
134. Udo de Haes H., Jolliet O., Finnveden G., Hauschild M., Krewitt W. y Müller-Wenk R., 1999. *Best Available Practice Regarding Impact Categories and Category Indicators in Life Cycle Impact Assessment*. Background Document for the Second Working Group

- on Life Cycle Impact Assessment of SETAC-Europe (WIA-2). *Int. J. LCA* 4 (3) 167 – 174 (1999).
135. UNEP/SETAC, 2011. *Towards a Life Cycle Sustainability Assessment. Making Informed Choices on Products*. UNEP/SETAC Life Cycle Initiative, job number DTI/1412/PA.
 136. UNEP, 2011. *Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment Databases. A basis for greener processes and products. 'Shonan Guidance Principles'*.
 137. Union of Concerned Scientists, 2008. *Coal Power in a Warming World. A sensible transition to cleaner energy options*.
 138. U.S. Environmental Protection Agency and Science Applications International Corporation (US-EPA), 2001. *LCAccess - LCA 101*. 2001. Obtenido de <http://www.epa.gov/ORD/NRMRL/lcaccess/lca101.htm>.
 139. Viebahn P., Nitsch J., Fishedick M., Esken A., Schüwer D., Supersberger N., Zuberbühler U. y Edenhofer O., 2007. *Comparison of carbon capture and storage with renewable energy technologies regarding structural, economic, and ecological aspects in Germany*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, núm. 1, págs. 121 a 133.
 140. Wadas B., 2010. *CO₂ Capture and Compression Technologies*. Presentación de General Electric-Imagination at work.
 141. Wildbolz C., 2007. *Life cycle assessment of selected technologies for CO₂ transport and sequestration*. Diploma Thesis No. 2007MSO5, Swiss Federal Institute of Technology Zurich.
 142. Wilson M., Manuilova A. y Suebsiri J., 2007. *Life cycle assessment of enhanced oil recovery techniques: water versus CO₂ injection*. Petroleum Technology Research Centre, University of Regina, Final report presentation session.
 143. World Energy Council (WEC), 2004. *Comparison of energy systems using life cycle assessment*.
 144. World Steel Association, 2010. *The Carbon Footprint of Steel*. NSC Journal, enero 2010.
 145. Zhang J., Basson L. y Leach M., 2009. *Review of life cycle assessment studies of coal-fired power plants with carbon capture and storage*. Centre for Environmental Strategy, University of Surrey, Guildford, United Kingdom. *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09*, págs. 1 a 7.

**PÁGINA INTENCIONALMENTE
EN BLANCO**

APÉNDICE

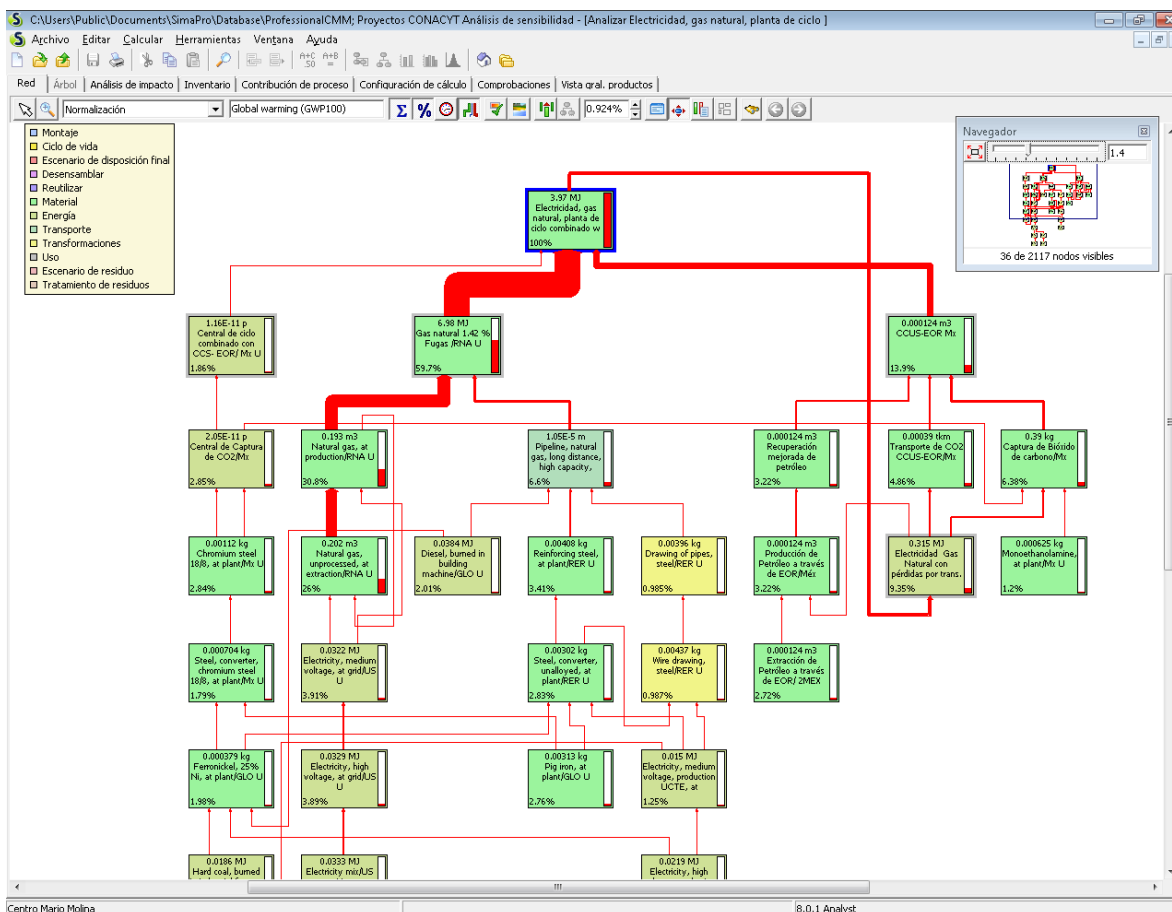
En este apéndice se anexa las pantallas de trabajo dentro del ambiente computacional *SimaPro* con las que se calcularon los impactos ambientales en ciclo de vida del sistema CCUS propuesto y sus componentes; primero mostrando las aportaciones materiales o de energía y después los impactos al calentamiento global (GWP). También se muestran las pantallas de trabajo del cálculo del GWP de distintas tecnologías de generación eléctrica, con las que se comparó el sistema CCUS. Finalmente, se muestran las pantallas de trabajo del modelo IECM de la Universidad Carnegie Mellon, con el que se confirmó el desempeño de la central NGCC de referencia.

I. *SimaPro*. Pantallas iniciales y diagramas de resultados del sistema CCUS y sus componentes

Pantalla inicial en *SimaPro* para modelar el sistema CCUS unidad funcional 1 kWh

Productos							
Salidas conocidas a la tecnología. Productos y co-productos							
Nombre	Cantidad	Ud.	Cantidad	Asignación %	Tipo de residuo	Categoría	Comentario
Electricidad, gas natural, planta de ciclo combinado w CCS-EOR/Mx: U2	1	kWh	Energy	100 %		Fuel...[Análisis de sensibilidad]	México
(Insertar línea aquí)							
Salidas conocidas a la tecnología. Productos evitados							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ² or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario	
(Insertar línea aquí)							
Entradas							
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ² or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario
Water, cooling, well	in water	0.348258265	kg	Indefinido			
Water, unspecified natural origin, Mx	in ground	0.000239627	m3	Indefinido			
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnología (materiales/combustibles)							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ² or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario	
Central de ciclo combinado con CCS-EOR/ Mx U	1.05535E-11	p	Indefinido			Own estimation	
Gas natural 1.42 % Fugas /RNA U	6.329999926	MJ	Reg. normal	1		Own estimation	
De-ionised water, reverse osmosis, production mix, at plant, from surface water RER 5	0.059592992	kg	Reg. normal	2.5		Own estimation	
SOx retained, in hard coal flue gas desulphurisation(Mx: U	0	kg	Indefinido			Own estimation	
Ammonia, steam reforming, liquid, at plant/Mx con transporte para NGCC(Mx)	1.38673E-8	kg	Indefinido			own estimation	
NOx retained, in SCR/Mx U	3.51E-5	kg	Indefinido			Own estimation	
CCUS-EOR Mx	0.112526044	l	Indefinido				
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnología (electricidad/calor)							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ² or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario	
(Insertar línea aquí)							
Salidas							
Emisiones al aire							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ² or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario
Heat, waste	high. pop.	2.2314	MJ	Reg. normal	1.05		Own estimation, 30% de pérdida
Acetic acid	high. pop.	1.70824E-7	kg	Reg. normal	8		Dato escalado, factor 1.18
Nitrogen oxides	high. pop.	7.17625E-5	kg	Reg. normal	1.5		Own estimation
Carbon monoxide, fossil	high. pop.	3.5347E-7	kg	Reg. normal	1.5		Own estimation
Carbon dioxide, fossil	high. pop.	0.0520955	kg	Reg. normal	1.05		Own estimation
Sulfur dioxide	high. pop.	7.05885E-7	kg	Reg. normal	1.100000000		Dato escalado, factor 1.18
Particulates, < 2.5 um	high. pop.	3.20E-8	kg	Reg. normal	3		Own estimation
Mercury	high. pop.	0	kg	Reg. normal	5		Own estimation
Dibromon monoxide	high. pop.	1.41177E-6	kg	Reg. normal	3		Dato escalado, factor 1.18
Dioxin, 2,3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-	high. pop.	4.09413E-17	kg	Reg. normal	8		Dato escalado, factor 1.18
Methane, fossil	high. pop.	9.69E-9	kg	Reg. normal	5		Own estimation
Acetaldehyde	high. pop.	1.12942E-9	kg	Reg. normal	8		Dato escalado, factor 1.18
Benzo(a)pyrene	high. pop.	7.46826E-13	kg	Reg. normal	5		Dato escalado, factor 1.18
Benzene	high. pop.	1.3073E-9	kg	Reg. normal	5		Dato escalado, factor 1.18
Butane	high. pop.	1.3073E-6	kg	Reg. normal	5		Dato escalado, factor 1.18
Formaldehyde	high. pop.	4.67296E-8	kg	Reg. normal	5		Dato escalado, factor 1.18

Diagrama jerárquico de asignación de impactos ambientales del sistema CCUS
 unidad funcional 1 MJ



El modelo *SimaPro* genera estas pantallas de resultados con datos numéricos y también en porcentajes (incluidos en esta primera parte del Apéndice), mostrando la contribución de cada proceso unitario involucrado. Este diagrama jerárquico permite visualizar que proceso contribuye más al impacto ambiental total, ya que el grosor de cada línea y las barras ubicadas a la derecha de cada recuadro, representan la magnitud de la contribución.

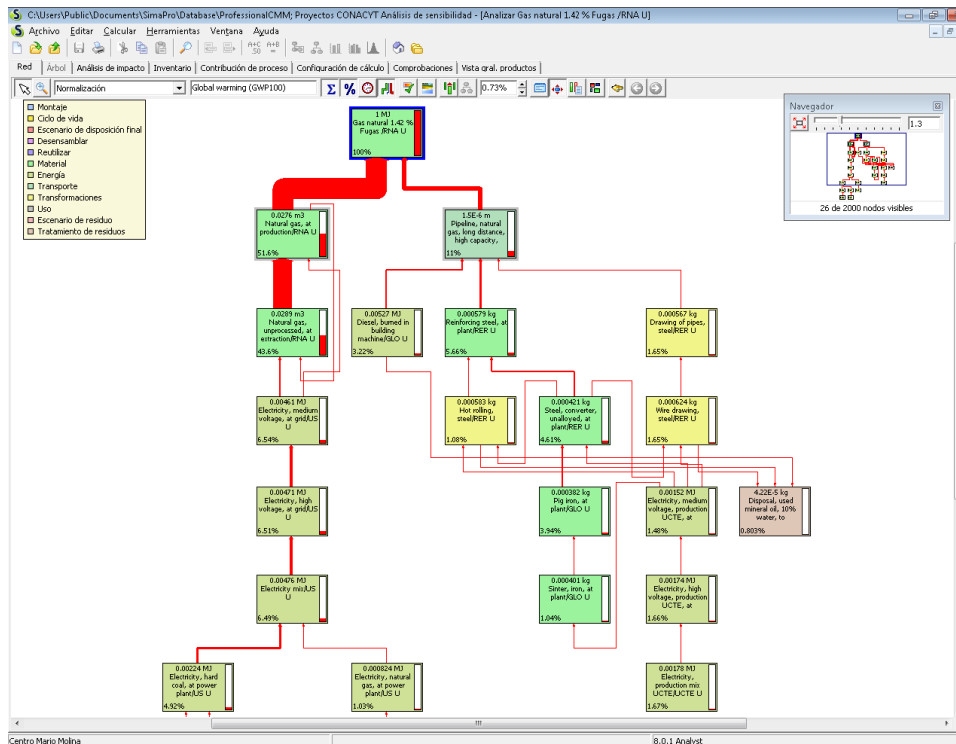
Pantalla inicial en *SimaPro* para modelar el subsistema de abasto de gas natural.
 Unidad funcional 1 MJ

Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	DS°'2 or 2°DSMIn	Máx.	Comentario
Gas natural 1.42 % Fugas /RNA U	1	MJ	Energy	100 %		Fuel/Natural gas(Gas to user (North America

Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS°'2 or 2°DSMIn	Máx.	Comentario
Natural gas, at production/RNA U		0.0268	m3	Reg. normal	1.05		based on Natural Gas Annual, EIA 2005
Pipeline, natural gas, long distance, high capacity, onshore/GLO/U		1.5043E-9	km	Reg. normal	1.5		Transporte GN 600 km

Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS°'2 or 2°DSMIn	Máx.	Comentario
Methane, fossil		2.86604E-5	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Particulates, > 10 um		2.55578E-7	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Particulates, > 2.5 um, and < 10um		1.15619E-7	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Particulates, < 2.5 um		2.31238E-7	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Nitrogen oxides		6.93713E-6	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
NMWHOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin		1.34899E-6	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Sulfur dioxide		4.03625E-5	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Carbon monoxide, fossil		5.72094E-6	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Carbon dioxide, fossil		0.004898586	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Carbon dioxide, biogenic		1.93712E-5	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Acenaphthene		8.92495E-14	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Acetaldehyde		5.65924E-10	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Acrolein		5.17242E-10	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Aldehydes, unspecified		3.80235E-9	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Ammonia		1.85599E-9	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Antimony		3.9351E-12	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Arsenic		8.4207E-11	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Benzene		2.01826E-6	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Benzo(a)pyrene		6.65315E-15	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Benzol chloride		6.56107E-14	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Beryllium		5.80122E-12	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Bromine		3.66126E-15	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data
Cadmium		3.91481E-11	kg	Indefinido			based on NTEL 2012 data

Diagrama jerárquico de asignación de impactos ambientales del subsistema de abasto de gas natural. Unidad funcional 1 MJ



Pantalla inicial en *SimaPro* para modelar el subsistema CCS+EOR con deshidratación y transporte. Unidad funcional 1 litro de petróleo

Productos

Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos y co-productos

Nombre	Cantidad	Ud.	Cantidad	Asignación %	Tipo de residuo	Categoría	Comentario
CCUS-EOR Mx	1	l	Volume	100 %		Fuels(Oil/Crude oil/An...	CCOR

Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos entidos

Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)						

Entradas

Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)

Nombre	Subcompartmento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)							

Entradas conocidas desde la tecnósfera (materias/combustibles)

Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
Recuperación mejorada de petróleo	1	l	Indefinido			
Transporte de CO2 CCUS-EOR/Mx	0.003145	Item	Indefinido			
Captura de Bióxido de carbono/Mx	3.145	kg	Indefinido			
Deshidratación y otros consumos /Mx	0.024	kwh	Indefinido			

Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)

Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)						

Salidas

Emisiones al aire

Nombre	Subcompartmento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)							

Emisiones al agua

Nombre	Subcompartmento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)							

Emisiones al suelo

Nombre	Subcompartmento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)							

Flujos finales de residuos

Nombre	Subcompartmento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)							

Emisiones no materiales

Nombre	Subcompartmento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)							

Aspectos sociales

Nombre	Subcompartmento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)							

Asuntos economicos

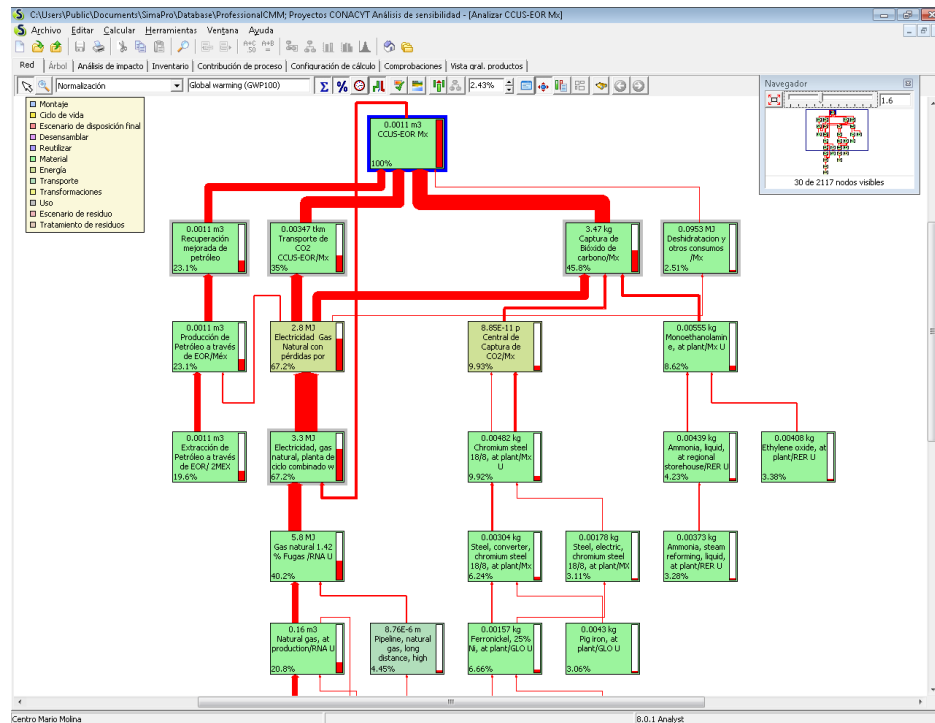
Nombre	Subcompartmento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)							

Salidas conocidas a la tecnósfera. Residuos y emisiones para tratamiento

Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
(Insertar línea aquí)						

Centro Mario Molina | 8.0.1 Analyst

Diagrama jerárquico de asignación de impactos ambientales del subsistema CCS+EOR con deshidratación y transporte. Unidad funcional 1 litro de petróleo

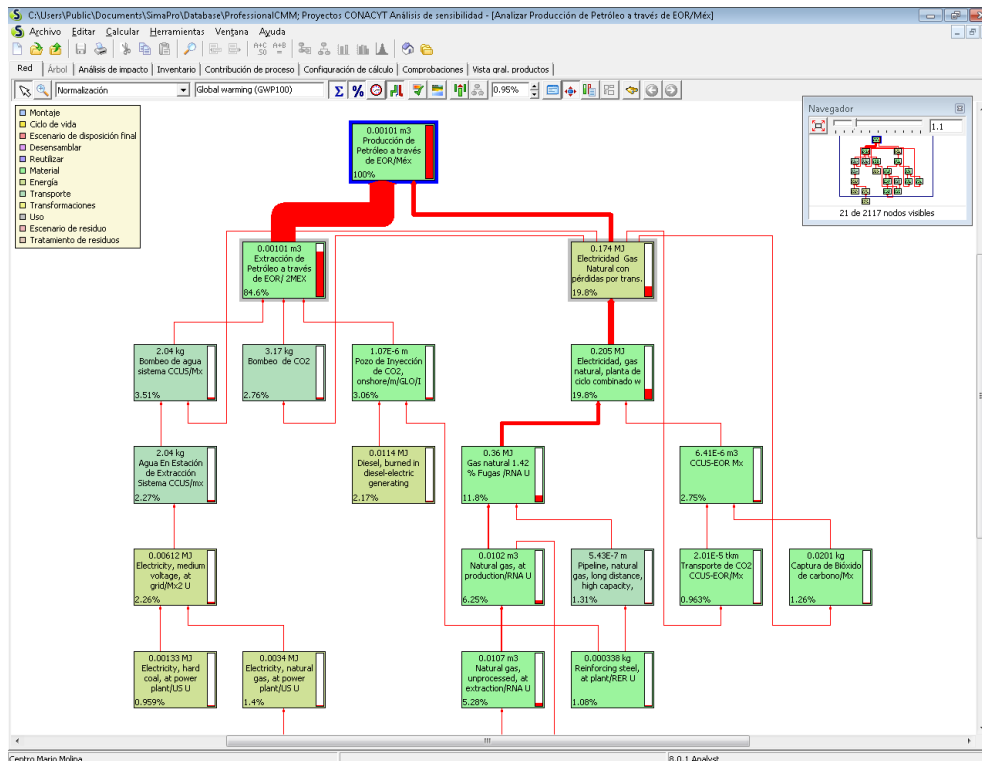


Pantalla inicial en *SimaPro* para modelar el subsistema EOR con separación y abasto eléctrico. Unidad funcional 1 litro de petróleo

The screenshot shows the SimaPro software interface with the following data tables:

Productos							
Salidas conocidas a la tecnología. Productos y co-productos							
Nombre	Cantidad	Ud.	Cantidad	Asignación %	Tipo de residuo	Categoría	Comentario
Producción de Petróleo a través de EOR/Méx	1	l	Vólume	100 %		Puest[Oil/Crude oil/Production]	
Salidas conocidas a la tecnología. Productos evitados							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Mn	Máx	Comentario	
Discharge, produced water, onshore/GLO U	3.27	kg	Indefinido			Considerando una densidad de 1.09 Kg/l	
Entradas							
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Mn	Máx	Comentario
Entradas conocidas desde la tecnología (materiales/combustibles)							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Mn	Máx	Comentario	
Extracción de Petróleo a través de EOR/ 2MEX	1	l	Indefinido				
Estación de separación de Agua Congelada	1.198982039E p		Indefinido				
Electricidad Gas Natural con pérdidas por trans. y distr. 17.82 %/Mx	0.025	kwh	Indefinido				
Entradas conocidas desde la tecnología (electricidad/calor)							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Mn	Máx	Comentario
Salidas							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Mn	Máx	Comentario
Emissiones al aire							
Emissiones al agua							
Emissiones al suelo							
Flujos finales de residuos							
Emissiones no materiales							
Aspectos sociales							
Asuntos economicos							
Salidas conocidas a la tecnología. Residuos y emisiones para tratamiento							

Diagrama jerárquico de asignación de impactos ambientales del subsistema EOR con separación y abasto eléctrico. Unidad funcional 1 litro de petróleo



Pantalla inicial en *SimaPro* para modelar el subsistema EOR
unidad funcional 1 litro de petróleo

The screenshot shows the SimaPro software interface with the following data tables:

Productos							
Nombre	Cantidad	Ud.	Cantidad	Asignación %	Tipo de residuo	Categoría	Comentario
Extracción de Petróleo a través de EOR/ 2MEX	1	l	Volumen	100 %		Fuels(Oil/Crude oil/Production	Producción de petróleo a través de EOR en México

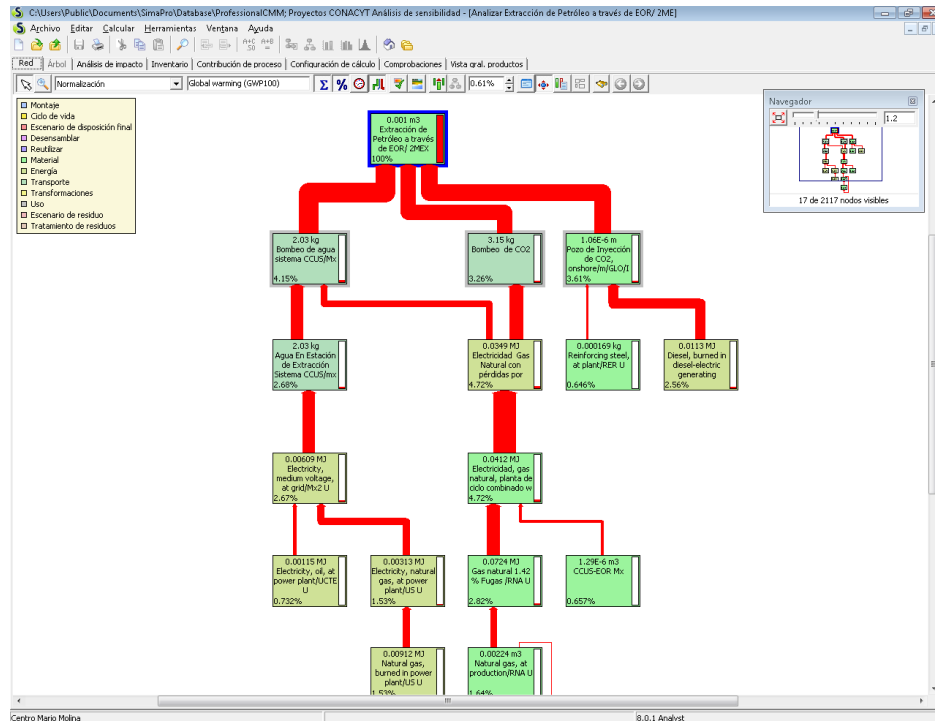
Salidas conocidas a la tecnología. Productos evitados							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario	
Recuperación mejorada de petróleo	0	l	Indefinido				

Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
Transformation, from forest		0.0000154	m2	Indefinido			area total entre litros de petróleo producidos totales
Transformation, to industrial area		0.000051456	m2	Indefinido			proporción del area total convertida en area industrial (incoperes)
Transformation, to traffic area		0.000000005	m2	Indefinido			proporción del area total convertida en area de trafico
Occupation, forest		0.0024462	m2a	Indefinido			area total ocupada en 30 años
Oil, crude		0.92	kg	Indefinido			Considerando 22.3° API en petróleo extra pesado
Gas, natural/m3		0.00008	m3	Indefinido			Pendiente

Entradas conocidas desde la tecnología (materias/combustibles)							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario	
Bombao de agua sistema CCUS/Mx	2.031145344	kg	Indefinido			Agua Inyectada	
Diesel, combusted in industrial equipment/RNA	0.009	l	Indefinido			Diesel para Maquinaria	
Bombao de CO2	3.14505	kg	Indefinido			Lit de CO2 necesarias para un litro de petróleo	
Pozo de Inyección de CO2, onshore/m/GLO/I	0.0000010583	m	Indefinido				
Pozo para Produccion a través de EOR, onshore/GLO/I U	0.0000001763	m	Indefinido				

Emisiones al aire							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	D5°2 or 2°D5Min	Máx	Comentario
Carbon dioxide		0.034	kg	Indefinido			

Diagrama jerárquico de asignación de impactos ambientales del subsistema EOR.
Unidad funcional 1 litro de petróleo



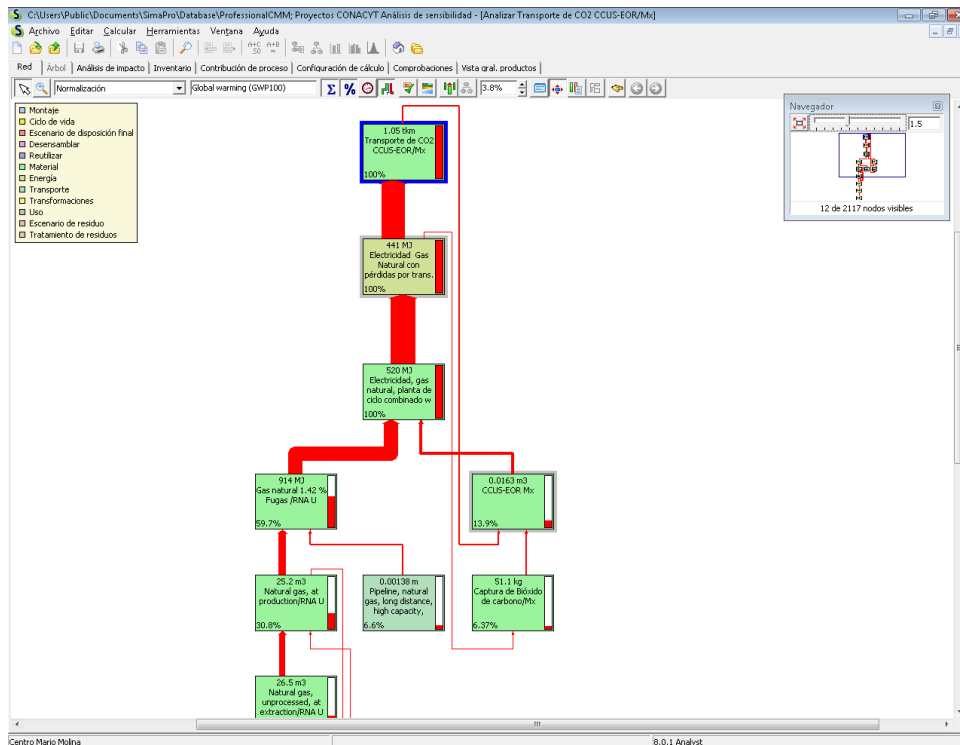
Pantalla inicial en *SimaPro* para modelar el subsistema de transporte de CO₂.
 Unidad funcional 1 tonelada-kilómetro (tkm)

The screenshot displays the SimaPro software interface for modeling a CO2 transport subsystem. The main window shows several data entry tables:

- Productos:** A table for defining products, including 'Transporte de CO2 CCUS-EOR/M' with a quantity of 1 tkm and an assignment of 100%.
- Entradas:** A table for defining inputs, including 'Electricidad Gas Natural con pérdidas por trans. y distr. 17.02 %/MWh' and 'Carbon Dioxide NSCC'.
- Salidas:** A table for defining outputs, including 'Carbon dioxide, fossil'.

The bottom of the window shows the user name 'Centro Mario Molina' and the analyst 'B.O.1 Analyst'.

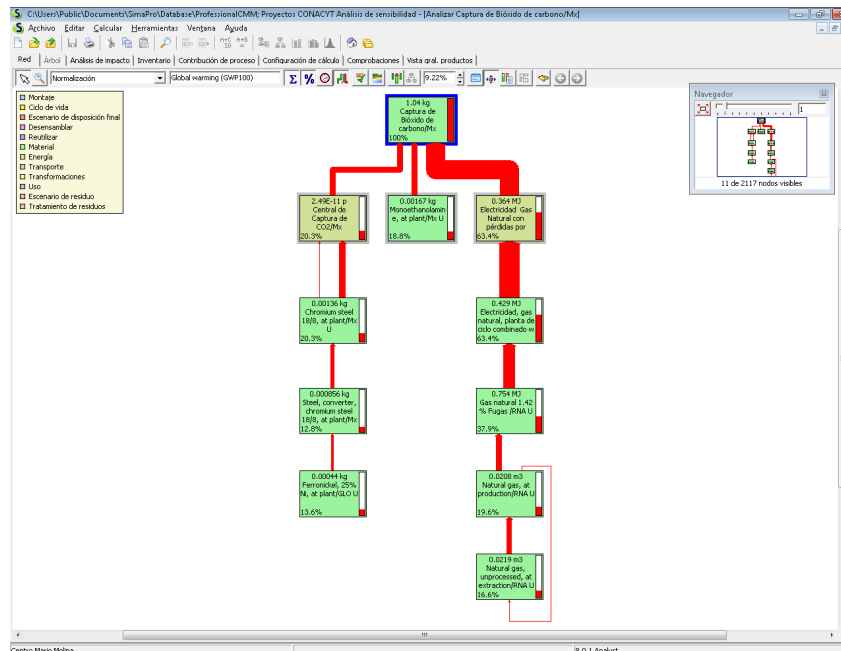
Diagrama jerárquico de asignación de impactos ambientales del subsistema de transporte de CO₂. Unidad funcional 1 tonelada-kilómetro (tkm)



Pantalla inicial en *SimaPro* para modelar el subsistema de captura de CO₂.
 Unidad funcional 1 kilogramo de CO₂

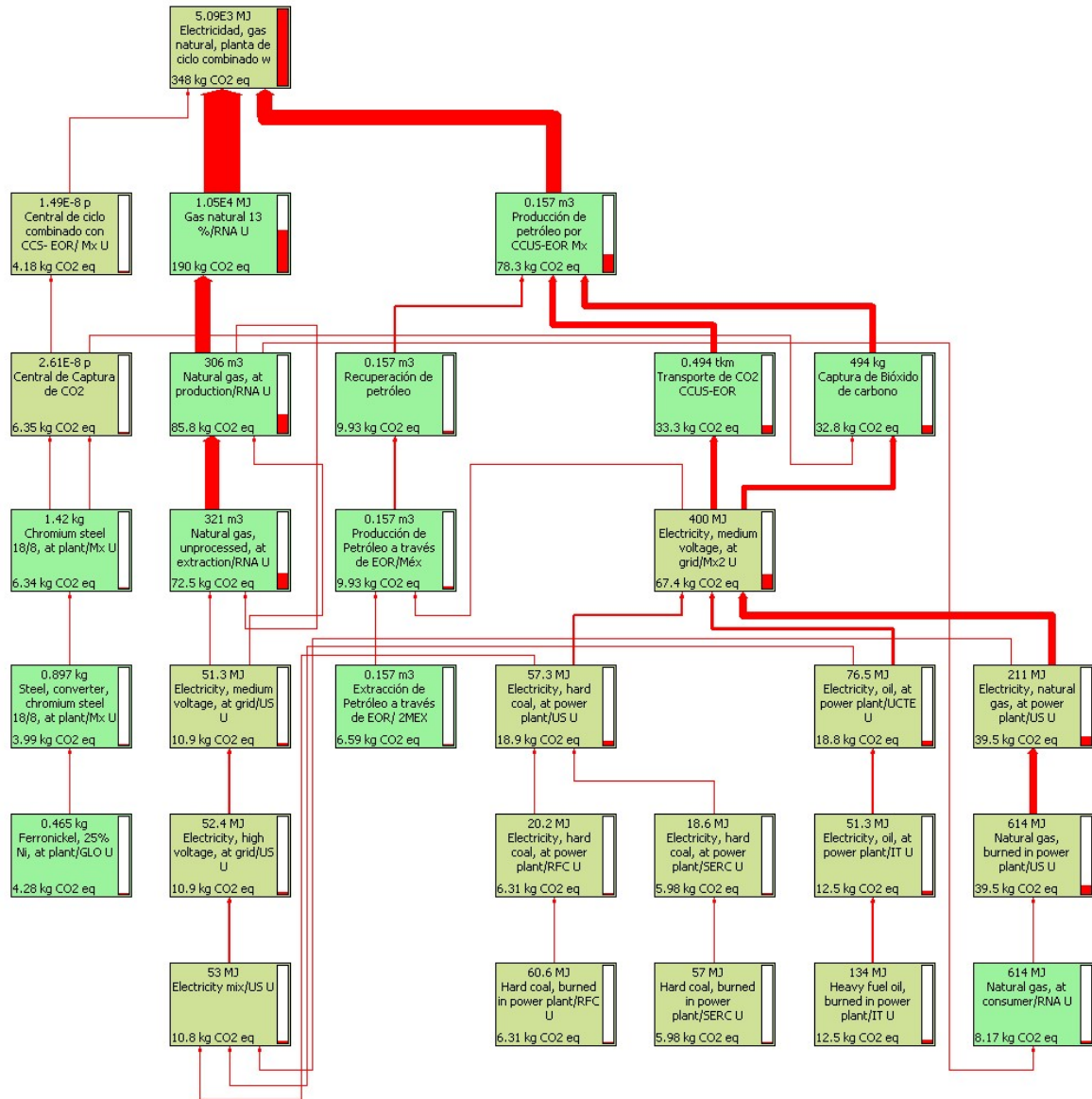
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	Asignación %	Tipo de residuo	Categoría	Comentario
Captura de Bióxido de carbono/Mt	1	kg	Mass	100 %	no definido	Fuels/Oil/Crude oil/Am.../EOR	
Salidas conocidas a la tecnósfera. Productos evitados							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ^o 2 or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario	
Carbon Dioxide NGCC	0.001281558	m3	Indefinido			densidad 780.3 kg/m3	
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ^o 2 or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ^o 2 or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario	
Central de Captura de CO2/Mt	2.271E-11	p	Indefinido				
Monoethanolamine, at plant/Mt.U	0.0016	kg	Indefinido				
Electricidad Gas Natural con pérdidas por trans. y distr. 17.82 %/Mt	0.33	MJ	Indefinido				
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)							
Nombre	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ^o 2 or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario	
Emisiones al aire							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ^o 2 or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario
Acetic acid		5.14278E-7	kg	Indefinido			
Acetaldehyde		1.79997E-5	kg	Indefinido			
Formaldehyde		1.22855E-5	kg	Indefinido			
Propionic acid		5.99991E-7	kg	Indefinido			
Ammonia		5.99991E-5	kg	Indefinido			
Monoethanolamine		9.71414E-6	kg	Indefinido			
Acetone		2.39996E-6	kg	Indefinido			
Formamide		3.71423E-6	kg	Indefinido			
Acetamide		4.85707E-8	kg	Indefinido			
Methylamine		2.54232E-6	kg	Indefinido			
Ethylamine		3.71423E-7	kg	Indefinido			
Dimethylamine		3.71423E-6	kg	Indefinido			
Diethylamine		5.99991E-8	kg	Indefinido			
Diethylamine		1.05713E-7	kg	Indefinido			
Dipropylamine		8.26559E-9	kg	Indefinido			
Formic acid		3.71423E-7	kg	Indefinido			
Butyric acid		7.14275E-7	kg	Indefinido			
Diethanolamine		1.65712E-8	kg	Indefinido			
N-Nitrosomorpholine		4.26565E-8	kg	Indefinido			
Emisiones al agua							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Ud.	Distribución	DS ^o 2 or 2 ^o DSMin	Máx	Comentario

Diagrama jerárquico de asignación de impactos ambientales del subsistema de captura de CO₂. Unidad funcional 1 kilogramo de CO₂

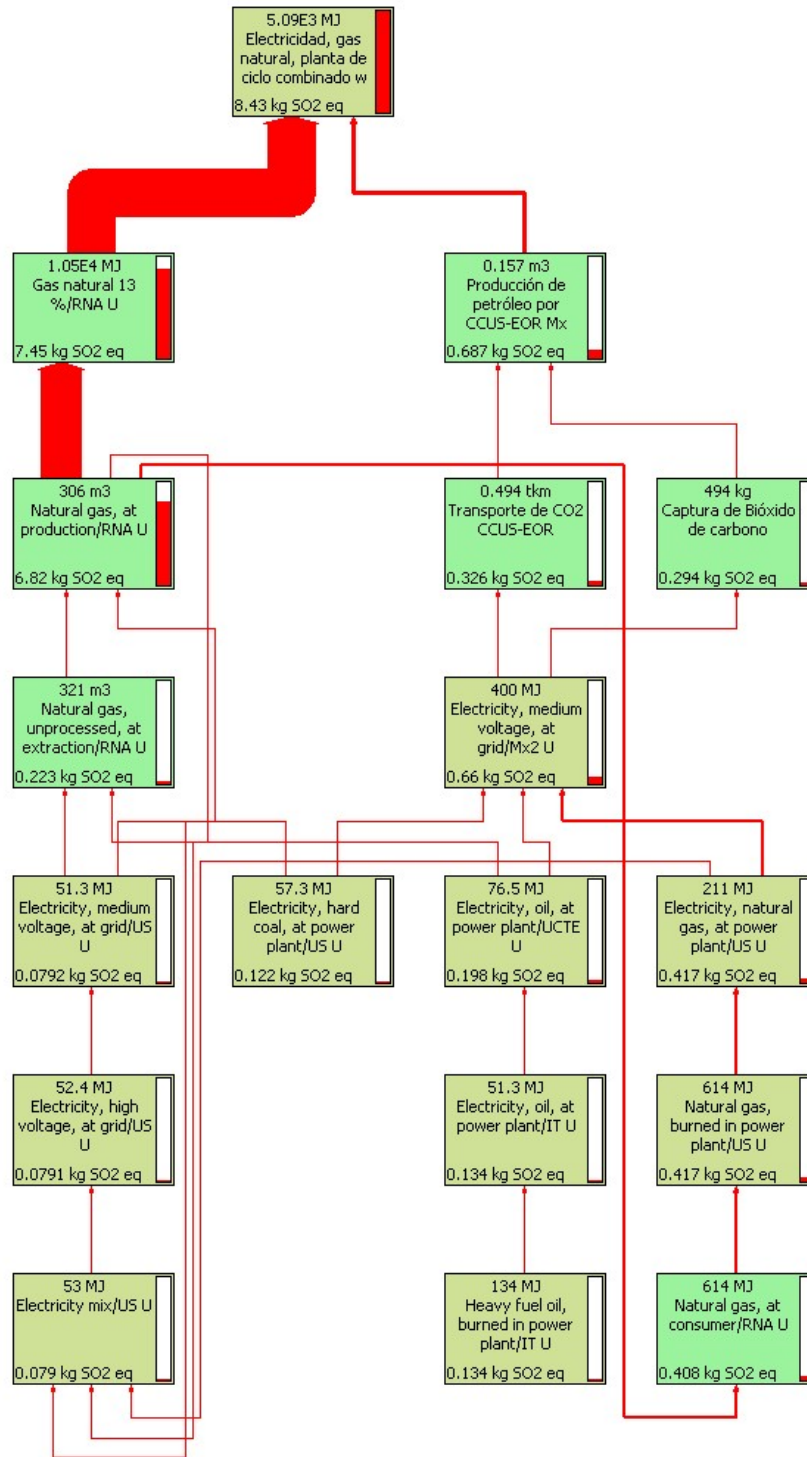


II. SimaPro. Diagramas de resultados de las categorías de impacto ambiental del sistema CCUS y sus componentes

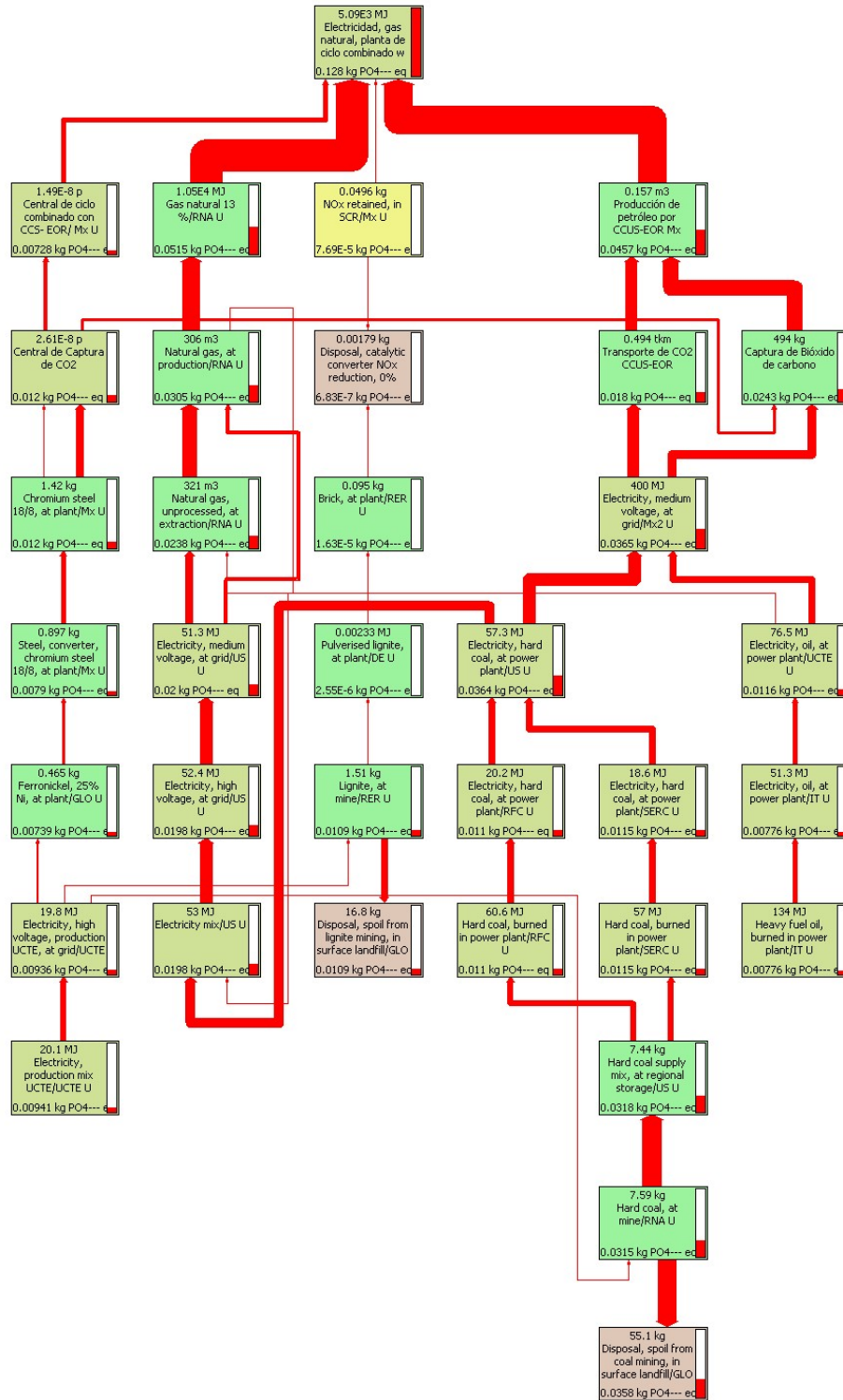
Sistema CCUS Calentamiento global (kg CO₂ equivalente)



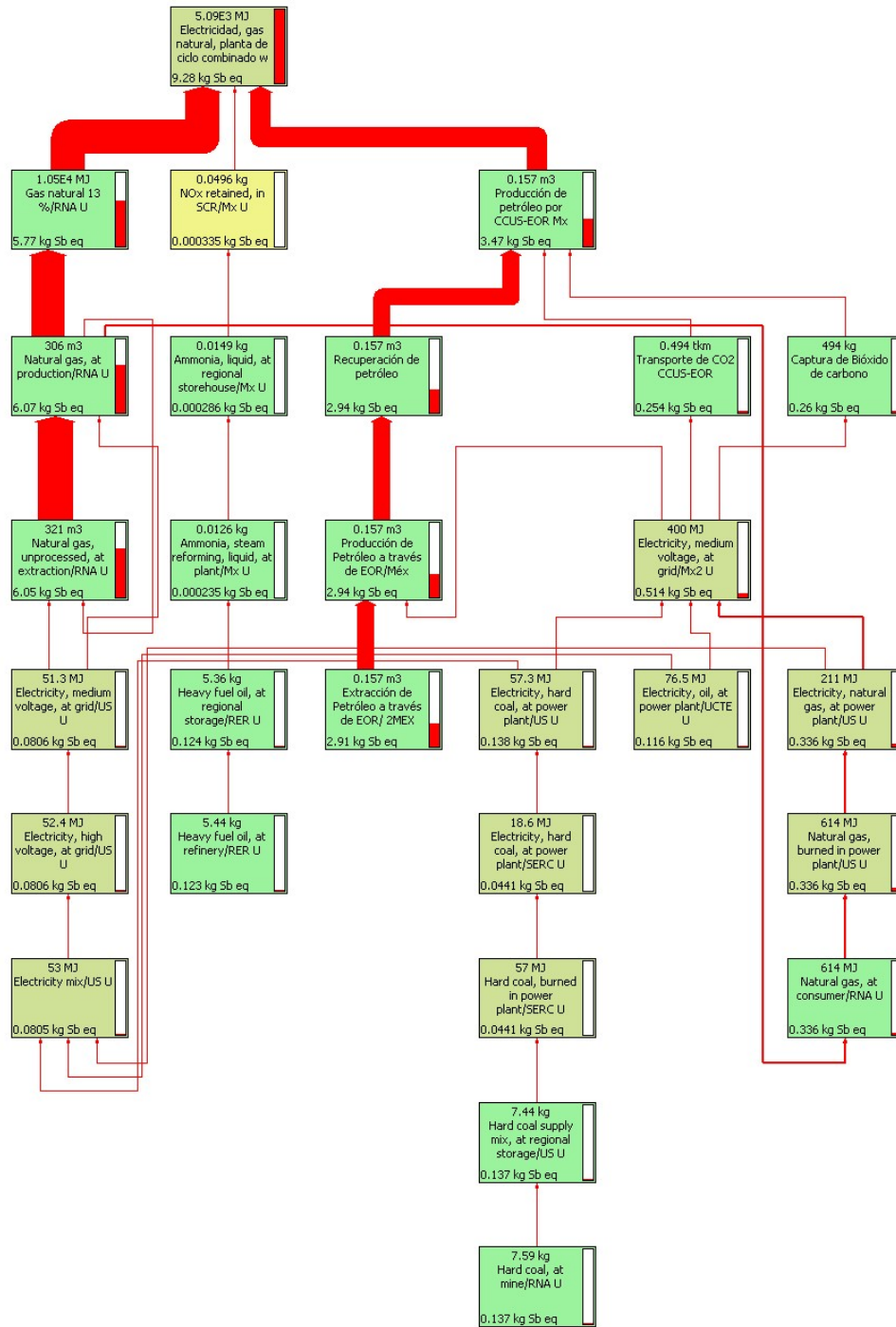
Sistema CCUS
Acidificación (kg SO₂ equivalente)



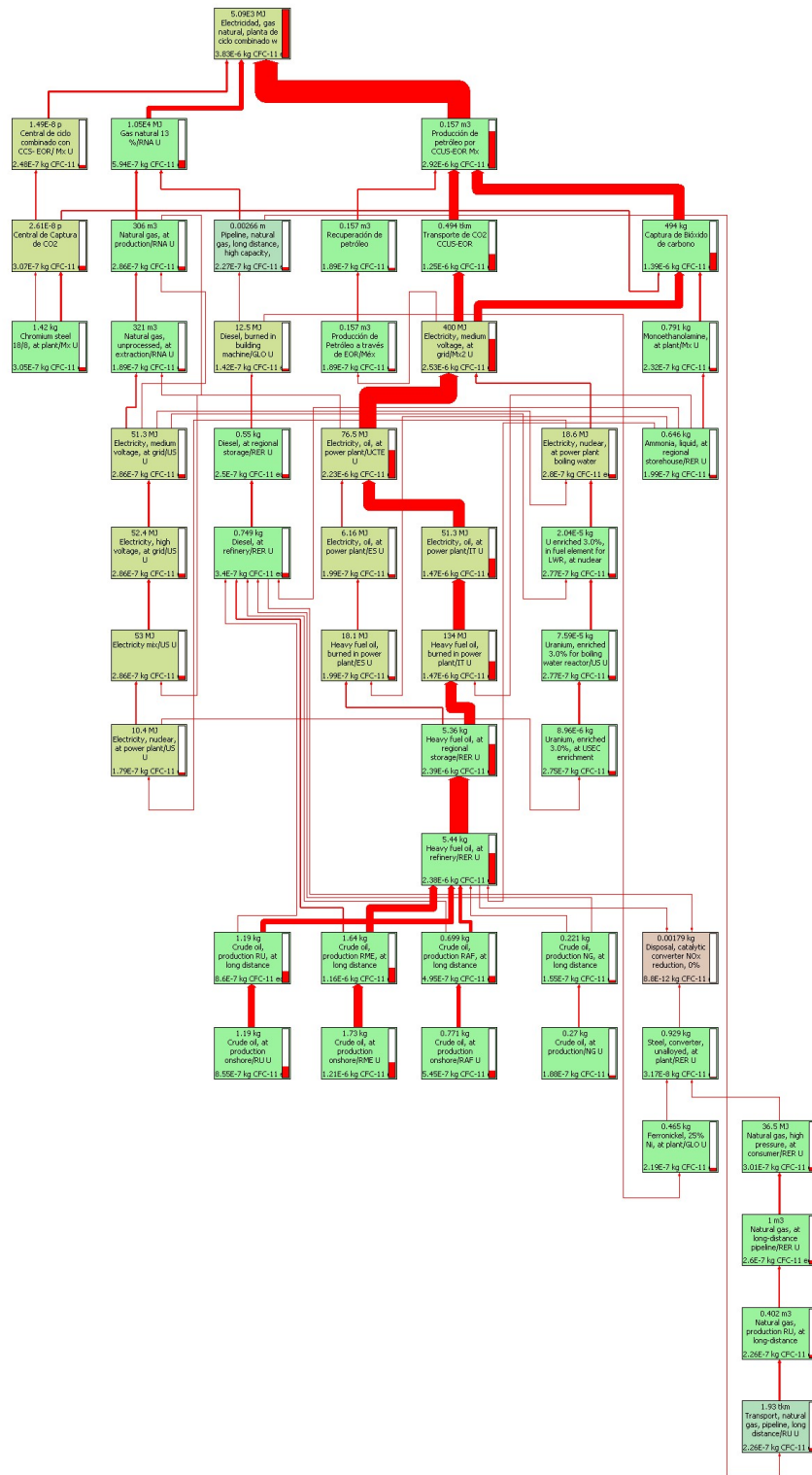
Sistema CCUS
 Eutroficación (kg PO₄ equivalente)



Sistema CCUS
Acidificación (kg Sb equivalente)

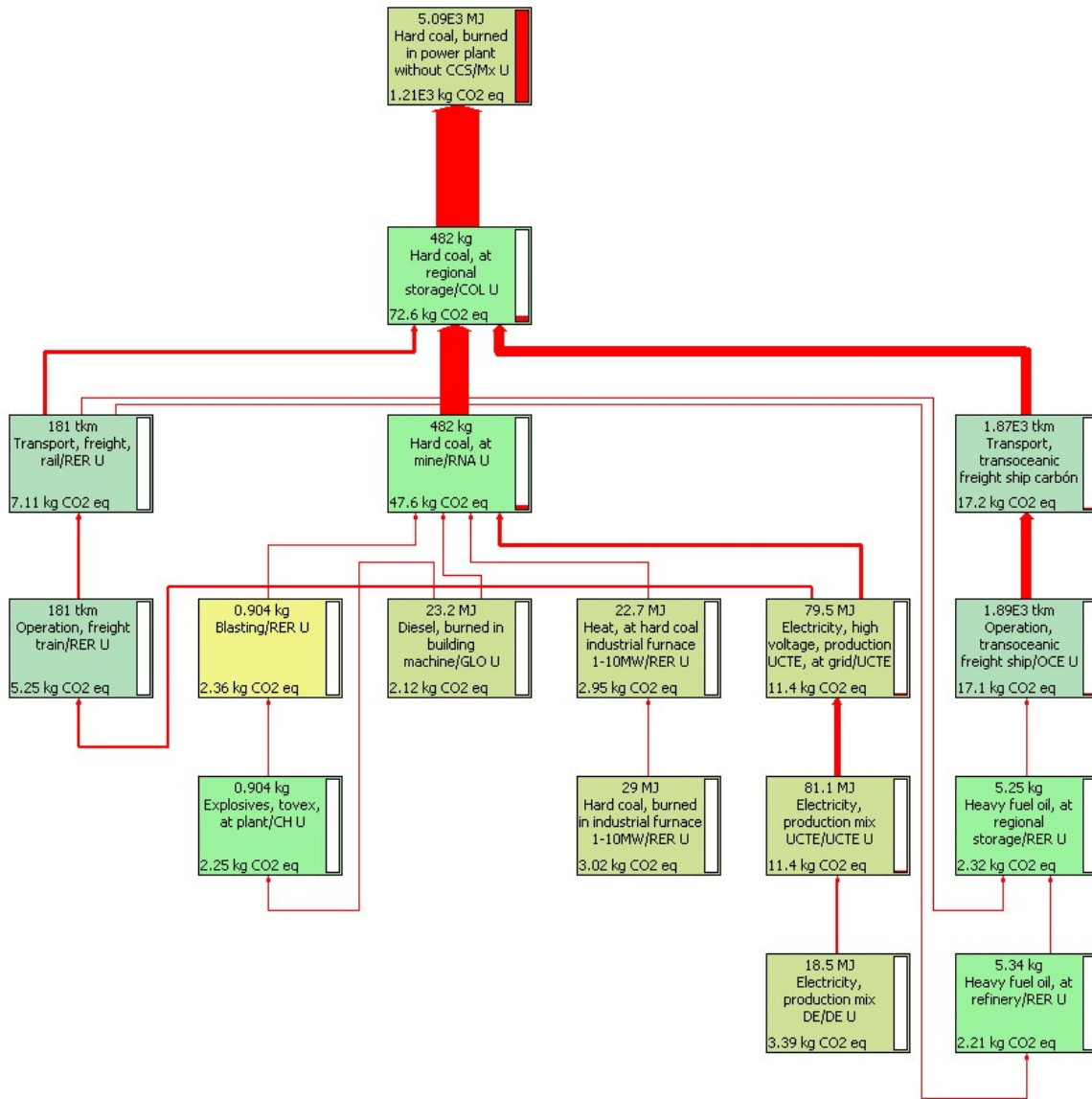


Sistema CCUS
 Agotamiento de la capa de ozono (kg CFC-11 equivalente)

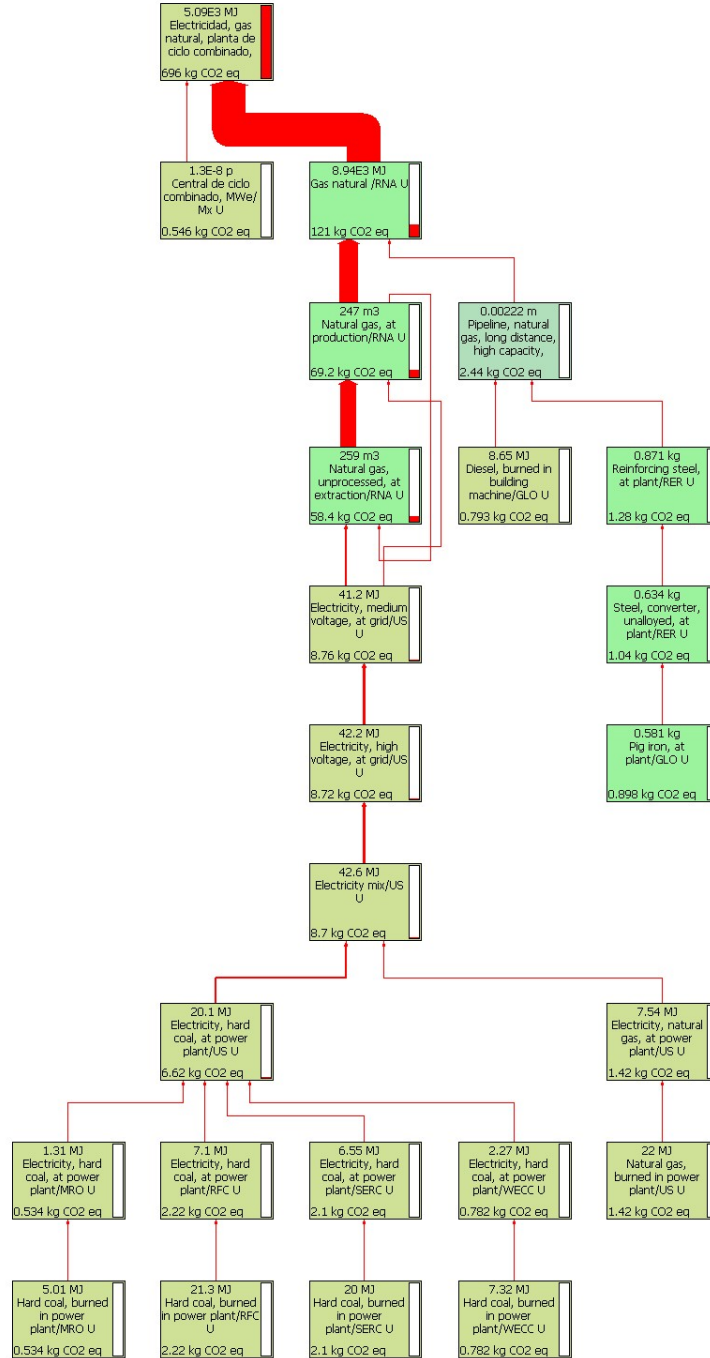


II. *SimaPro*. Diagramas de resultados del ACV de distintas centrales de generación eléctrica en su impacto al calentamiento global (GWP)

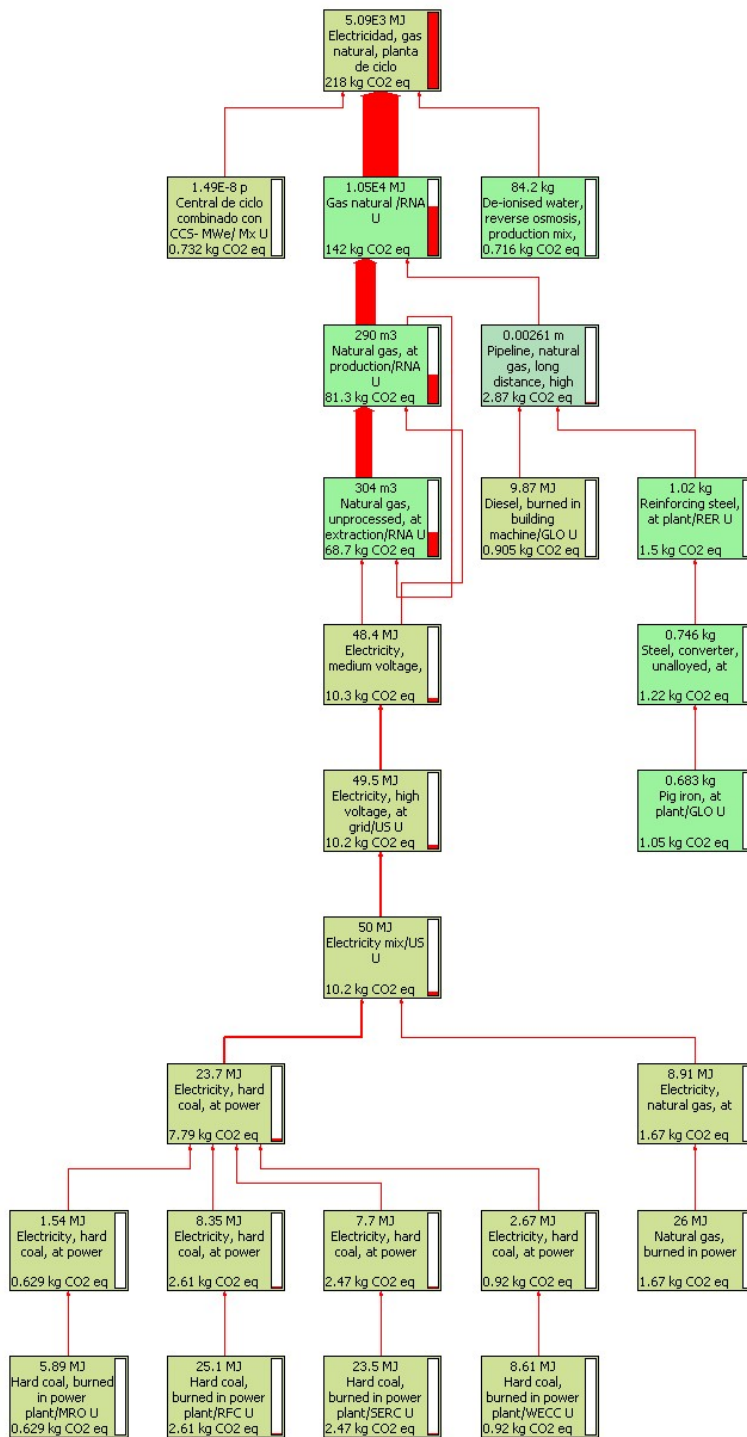
Planta Carboeléctrica Supercrítica
 GWP



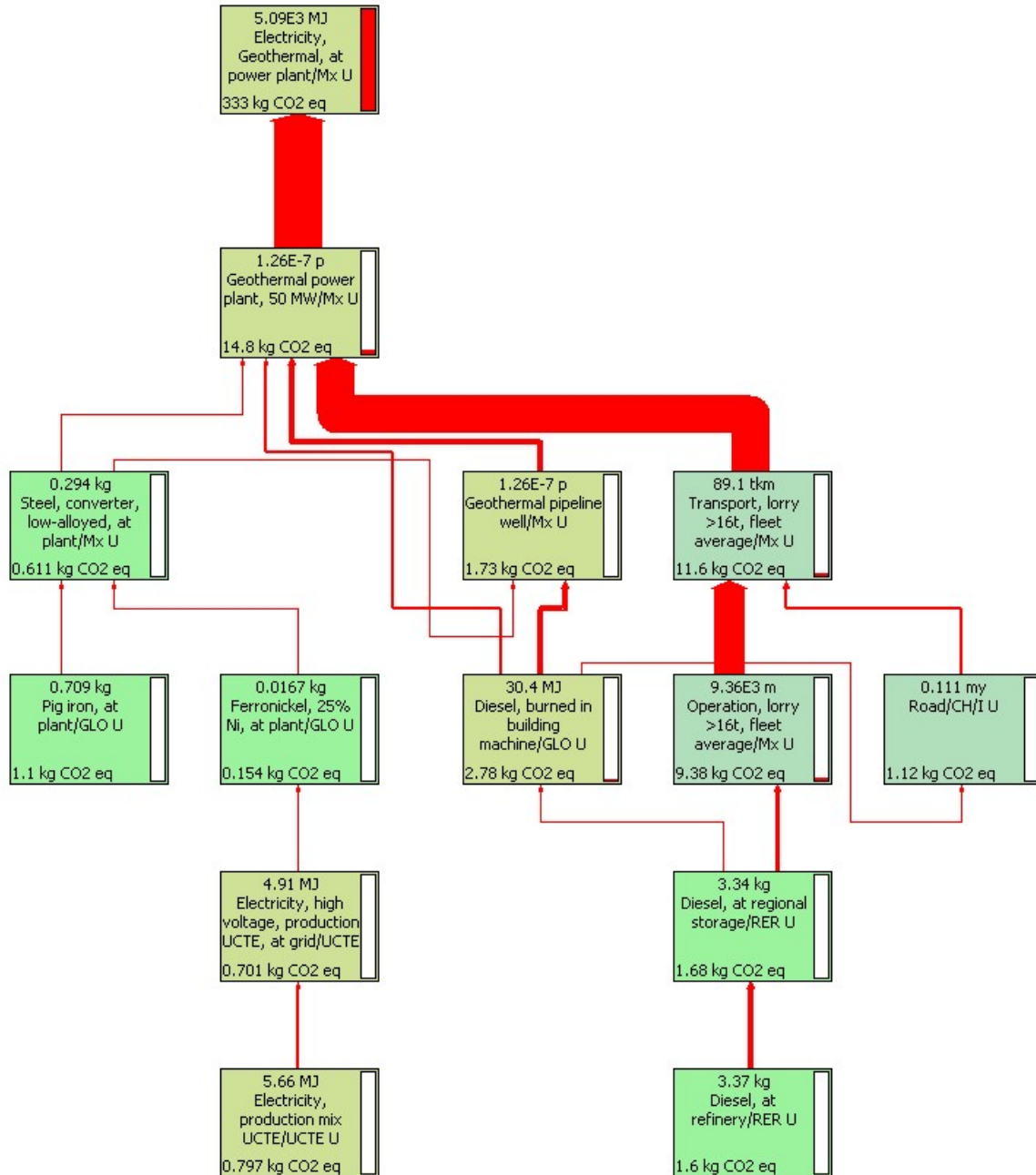
Planta NGCC
 GWP



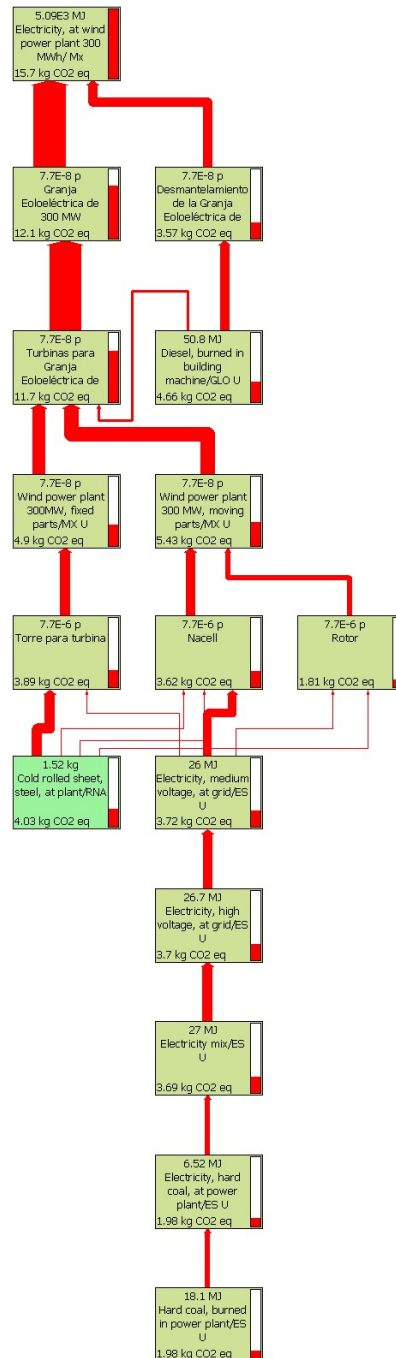
Planta NGCC+CCS
 GWP



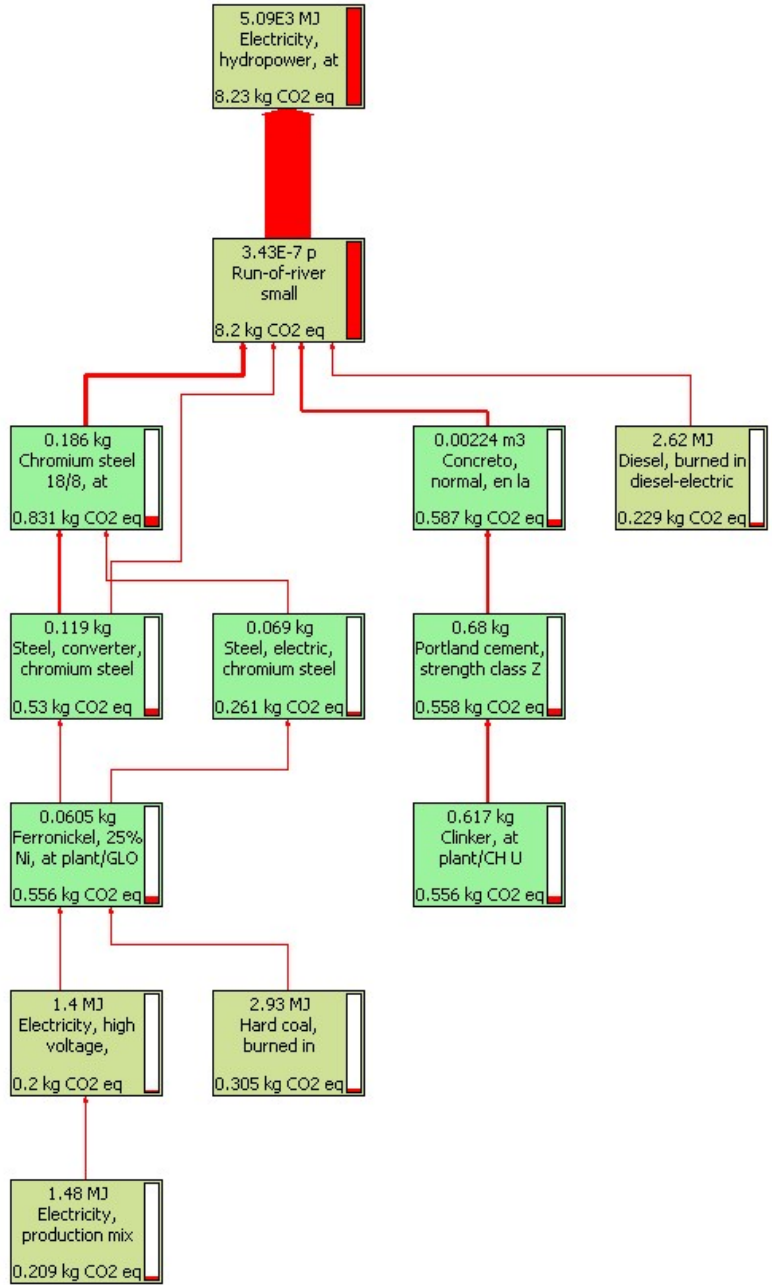
Planta Geotérmica GWP



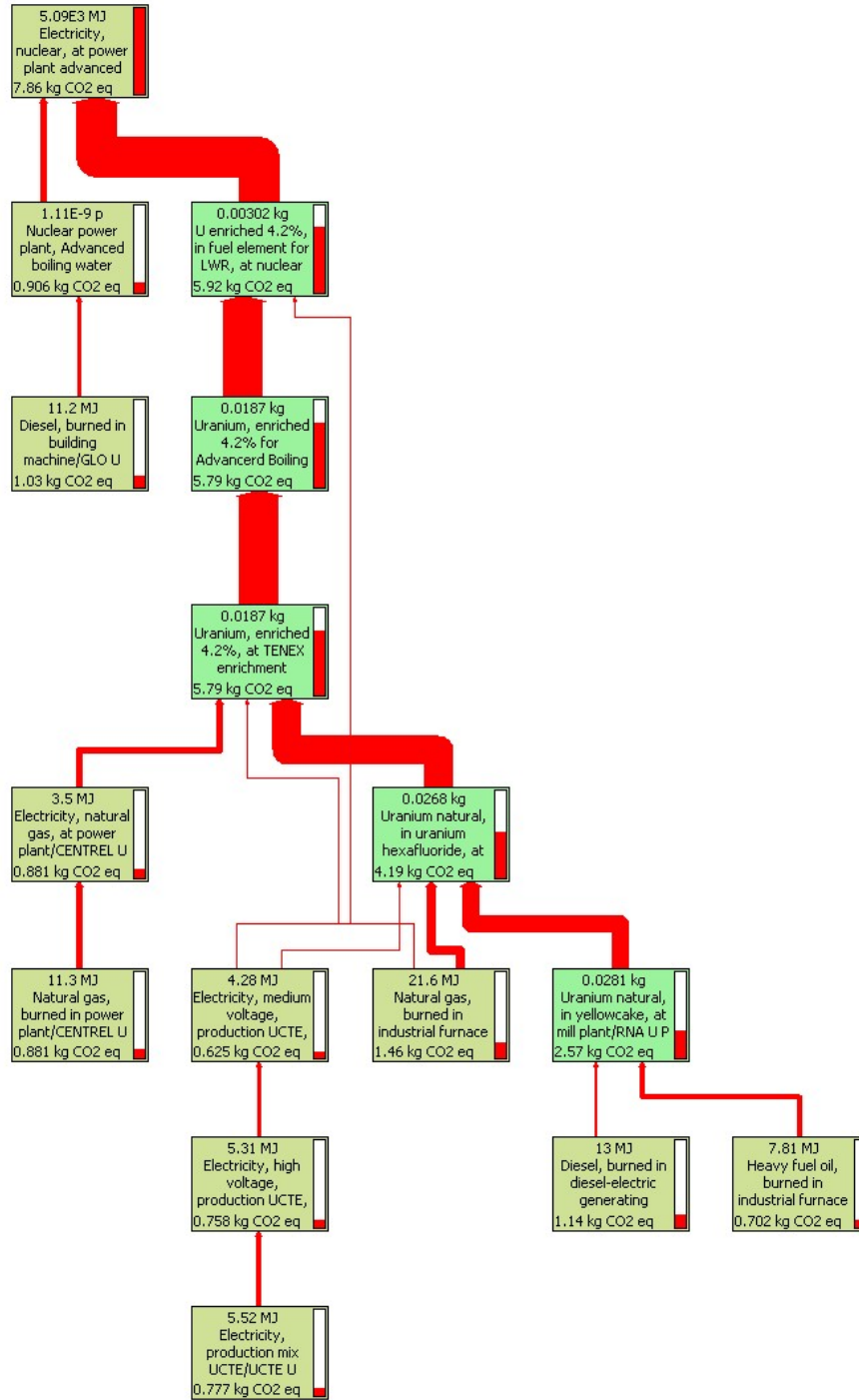
Planta Eólica GWP



Planta Minihidroeléctrica GWP

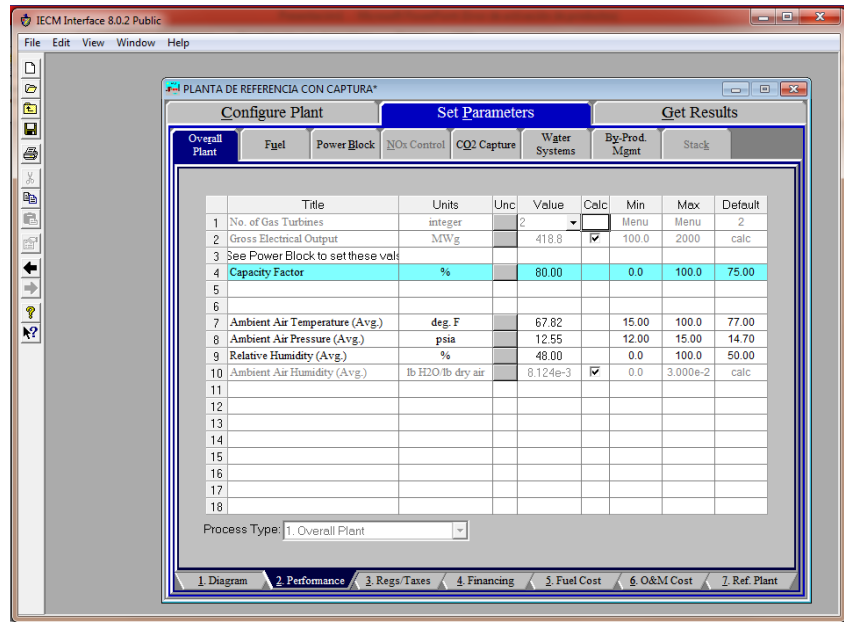
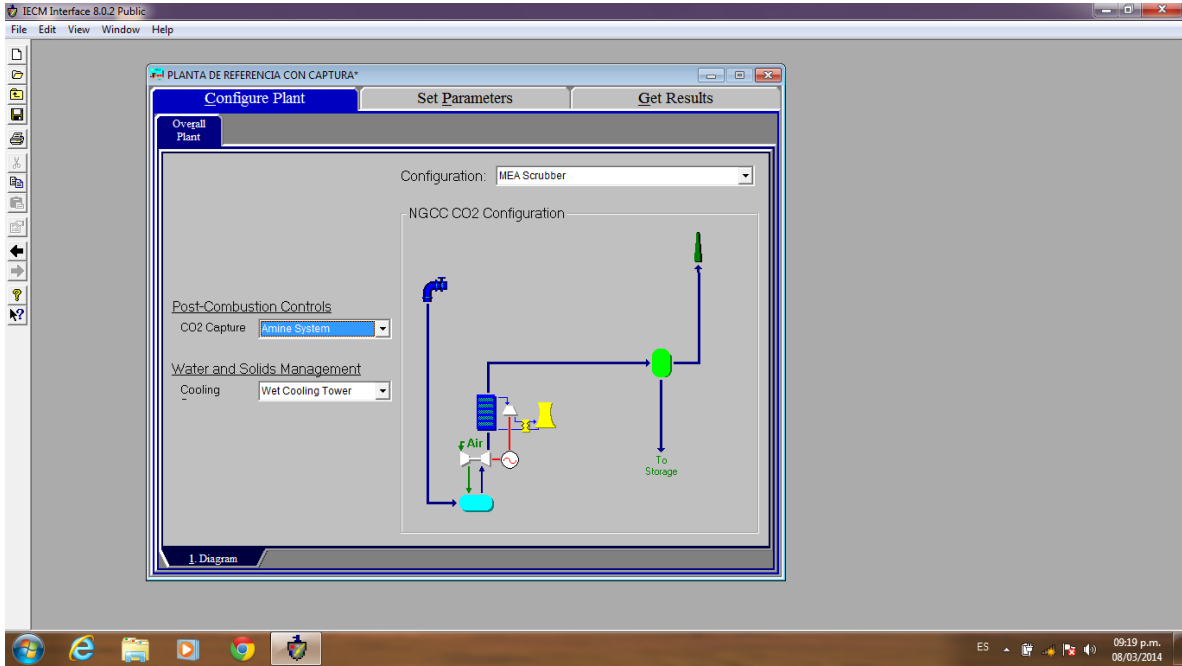


Planta Nuclear
 GWP



III. Aplicación del modelo IECM-Universidad Carnegie Mellon. Pantallas de trabajo de la simulación de una planta NGCC con CCS

En esta serie de imágenes se muestran las pantallas que despliega el modelo, siguiendo el menú de trabajo que en las pestañas de cada módulo se indican. No se muestran las pantallas relativas a costos ya que ésta temática no fue trabajada en la tesis doctoral.



IECM Interface 8.0.2 Public

File Edit View Window Help

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

Configure Plant Set Parameters Get Results

Overall Plant Fuel Power Block NOx Control CO2 Capture Water Systems By-Prod. Mgmt Stack

	Title	Units	Unc	Value	Calc	Min	Max	Default
1	Emission Constraints							
2	Total CO2 Removal Constraint	%		90.00	<input type="checkbox"/>	0.0	99.00	90.00
3								
4								
5								
6								
7								
8	Tax on Emissions							
9	Sulfur Dioxide (SO2)	\$/ton		0.0		0.0	5000	0.0
10	Nitrogen Oxide (equiv. NO2)	\$/ton		0.0		0.0	5000	0.0
11	Carbon Dioxide (CO2)	\$/ton		0.0		0.0	5000	0.0
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								

Process Type: Overall Plant

1. Diagram 2. Performance 3. Regs/Taxes 4. Financing 5. Fuel Cost 6. O&M Cost 7. Ref. Plant

IECM Interface 8.0.2 Public

File Edit View Window Help

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

Configure Plant Set Parameters Get Results

Overall Plant Fuel Power Block NOx Control CO2 Capture Water Systems By-Prod. Mgmt Stack

	Title	Units	Unc	Value	Calc	Min	Max	Default
1	Higher Heating Value	Btu/lb		2.248e+4	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	2.500e+4	calc
2	Natural Gas Composition							
3	Methane (CH4)	vol %		93.10		0.0	100.0	93.10
4	Ethane (C2H6)	vol %		3.200		0.0	100.0	3.200
5	Propane (C3H8)	vol %		1.100		0.0	100.0	1.100
6	Carbon Dioxide (CO2)	vol %		1.000		0.0	100.0	1.000
7	Oxygen (O2)	vol %		0.0		0.0	100.0	0.0
8	Nitrogen (N2)	vol %		1.600		0.0	100.0	1.600
9	Hydrogen Sulfide (H2S)	vol %		0.0		0.0	100.0	0.0
10	Total	vol %		100.0	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
11								
12	Natural Gas Density	lb/cu ft		4.562e-2	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	1000	calc
13								
14								
15								
16								
17								
18								

Process Type: Fuel Properties

1. 2. Properties 3. Cost

IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

Configure Plant | **Set Parameters** | Get Results

Overall Plant | Fuel | **Power Block** | NOx Control | CO2 Capture | Water Systems | By-Prod. Mgmt | Stack

	Title	Units	Unc	Value	Calc	Min	Max	Default
1	Gas Turbine Generator				<input type="checkbox"/>			
2	Gas Turbine Model			GE 7FA		Menu	Menu	GE 7FB
3	No. of Gas Turbines	integer		2		Menu	Menu	2
4	Total Gas Turbine Output	MWg		290.6	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	5000	calc
5								
6	Turbine Inlet Temperature	deg. F		2420	<input checked="" type="checkbox"/>	2000	2600	calc
7	Turbine Back Pressure	psia		2.000		0.0	10.00	2.000
8	Adiabatic Turbine Efficiency	%		84.00	<input checked="" type="checkbox"/>	20.00	100.0	calc
9	Shaft/generator Efficiency	%		98.00		50.00	100.0	98.00
10								
	Air Compressor							
11								
12	Pressure Ratio (outlet/inlet)	ratio		15.70	<input checked="" type="checkbox"/>	1.000	25.00	calc
13	Adiabatic Compressor Efficiency	%		87.50		50.00	100.0	87.50
14								
15								
	Combustor							
16	Combustor Pressure Drop	psia		4.000		0.0	10.00	4.000
17	Excess Air For Combustor	% stoich.		148.7	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	400.0	calc
18	Combustor Inlet Pressure	psia		197.0	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	350.0	calc

Process Type: Power Block

1. Gas Turbine | 2. Steam Cycle | 3. Emis. Factors | 4. Retrofit Cost | 5. Capital Cost | 6. O&M Cost

IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

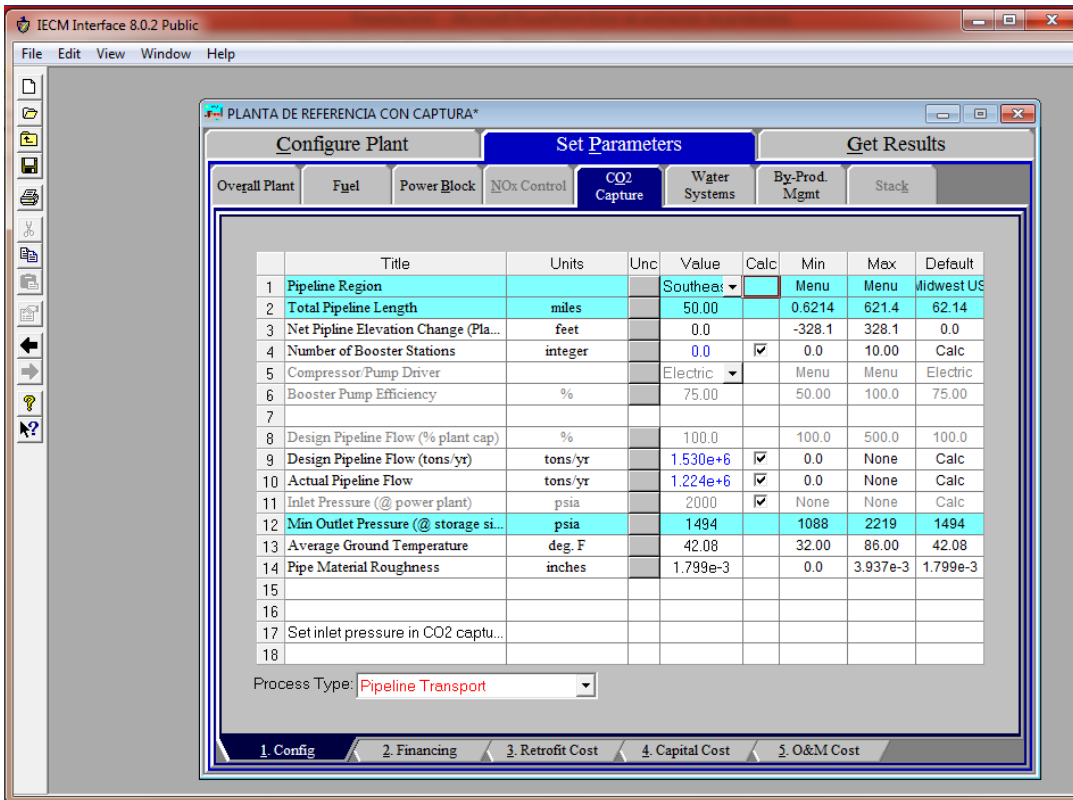
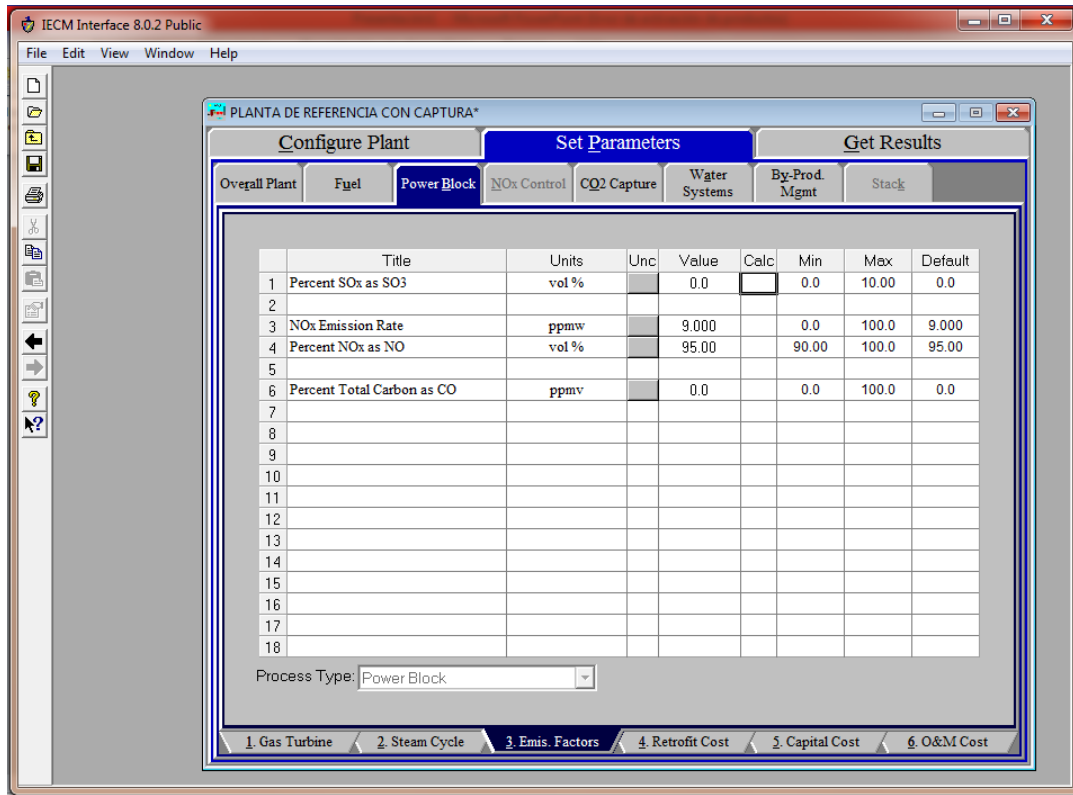
Configure Plant | **Set Parameters** | Get Results

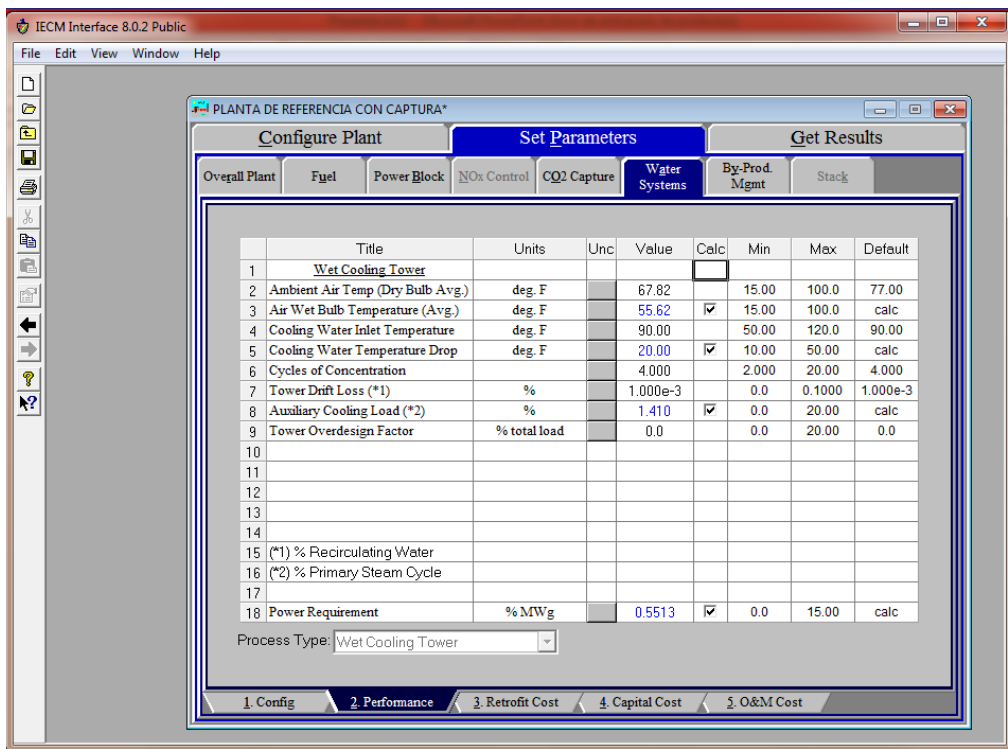
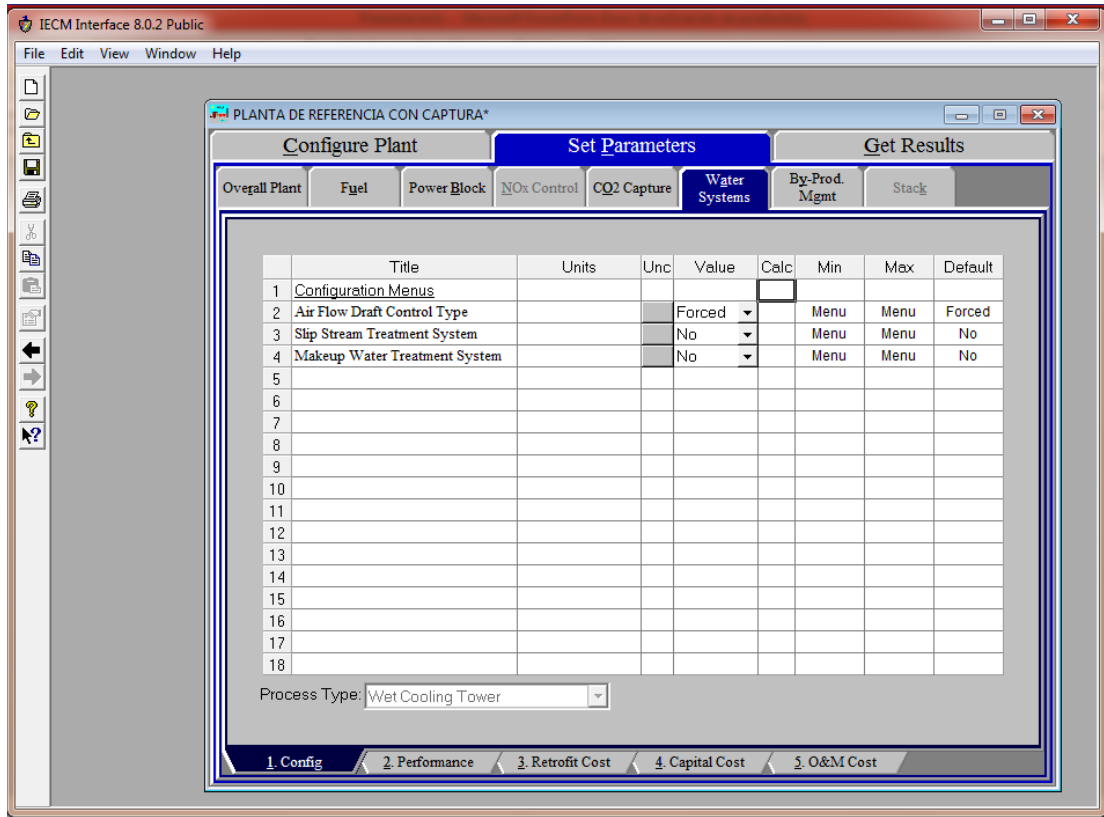
Overall Plant | Fuel | **Power Block** | NOx Control | CO2 Capture | Water Systems | By-Prod. Mgmt | Stack

	Title	Units	Unc	Value	Calc	Min	Max	Default
1	Heat Recovery Steam Generator				<input type="checkbox"/>			
2	HRSG Outlet Temperature	deg. F		250.0		150.0	500.0	250.0
3	Steam Cycle Heat Rate, HHV	Btu/kWh		1.316e+4	<input checked="" type="checkbox"/>	6000	1500e+4	calc
4	Cooling Water Temperature Rise	deg. F		20.00	<input checked="" type="checkbox"/>	10.00	50.00	calc
5	Aux. Heat Exch. Load (*1)	%		1.410	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	20.00	calc
6								
	Steam Turbine							
7								
8	Total Steam Turbine Output	MWg		128.3	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	2000	calc
9								
	Power Block Totals							
10								
11	Power Requirement	% MWg		2.000	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	15.00	calc
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18	(*1) % Primary Steam Cycle							

Process Type: Power Block

1. Gas Turbine | 2. Steam Cycle | 3. Emis. Factors | 4. Retrofit Cost | 5. Capital Cost | 6. O&M Cost





IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

Configure Plant | **Set Parameters** | Get Results

Overall Plant | Fuel | Power Block | NOx Control | **CO2 Capture** | Water Systems | By-Prod. Mgmt | Stack

	Title	Units	Unc	Value	Calc	Min	Max	Default
1	Absorber CO2 Removal Efficiency	%		90.00	<input checked="" type="checkbox"/>	60.00	99.00	calc
2	Other Removals							
3	SO2 Removal Efficiency	%		99.50	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
4	SO3 Removal Efficiency	%		99.50	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
5	NO2 Removal Efficiency	%		25.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
6	HCl Removal Efficiency	%		95.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
7	Particulate Removal Efficiency	%		50.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
8	Trace Removals							
9	Mercury Removal Efficiency (oxidi...	%		0.0	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
10	Mercury Removal Efficiency (elem...	%		0.0	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
11	Maximum Train CO2 Capacity	tons/hr		230.0	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	1000	calc
12	Number of Operating Absorbers	integer		1	<input checked="" type="checkbox"/>	Menu	Menu	calc
13	Number of Spare Absorbers	integer		0	<input type="checkbox"/>	Menu	Menu	0
14	Max CO2 Compressor Capacity	tons/hr		330.0	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	600.0	calc
15	No. of Operating CO2 Compressors	integer		1	<input checked="" type="checkbox"/>	Menu	Menu	calc
16	No. of Spare CO2 Compressors	integer		0	<input type="checkbox"/>	Menu	Menu	0
17								
18	Amine Scrubber Power Requirement	% MWg		9.016	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	30.00	calc

Process Type: CCS System

1. Config | 2. Performance | 3. Capture | 4. T&S Config | 5. Retrofit Cost | 6. Capital Cost | 7. O&M Cost

IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

Configure Plant | **Set Parameters** | Get Results

Overall Plant | Fuel | Power Block | NOx Control | **CO2 Capture** | Water Systems | By-Prod. Mgmt | Stack

	Title	Units	Unc	Value	Calc	Min	Max	Default
1	Absorber							
2	Sorbent Concentration	wt %		30.00	<input checked="" type="checkbox"/>	15.00	40.00	calc
3	Lean CO2 Loading	mol CO2/mol sorb		0.2000	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	0.3000	calc
4	Sorbent Losses (excl acid gasses)	lb/ton CO2		4.500	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	10.00	calc
5	Sorbent Recovered	lb/ton CO2		0.3970	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	10.00	calc
6	Liquid-to-Gas Ratio	ratio		1.201	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	10.00	calc
7	Ammonia Generation	mol NH3/mol sorb		1.000	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	2.000	calc
8	Gas Phase Pressure Drop	psia		2.000	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	5.000	calc
9	ID Fan Efficiency	%		75.00	<input checked="" type="checkbox"/>	50.00	100.0	75.00
10	Makeup Water for Wash Section	% raw flue gas		0.8000	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	10.00	0.8000
11	Regenerator							
12	Regeneration Heat Requirement	Btu/lb CO2		2186	<input checked="" type="checkbox"/>	500.0	5000	calc
13	Steam Heat Content	Btu/lb steam		1373	<input checked="" type="checkbox"/>	500.0	1500	calc
14	Heat-to-Electricity Efficiency	%		19.70	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	40.00	calc
15	Solvent Pumping Head	psia		30.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	80.00	30.00
16	Pump Efficiency	%		75.00	<input checked="" type="checkbox"/>	50.00	100.0	75.00
17	Percent Water in Reclaimer Waste	%		40.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	100.0	calc
18	Capture System Cooling Duty	t H2O/t CO2		123.4	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	200.0	calc

Process Type: CCS System

1. Config | 2. Performance | 3. Capture | 4. T&S Config | 5. Retrofit Cost | 6. Capital Cost | 7. O&M Cost

IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

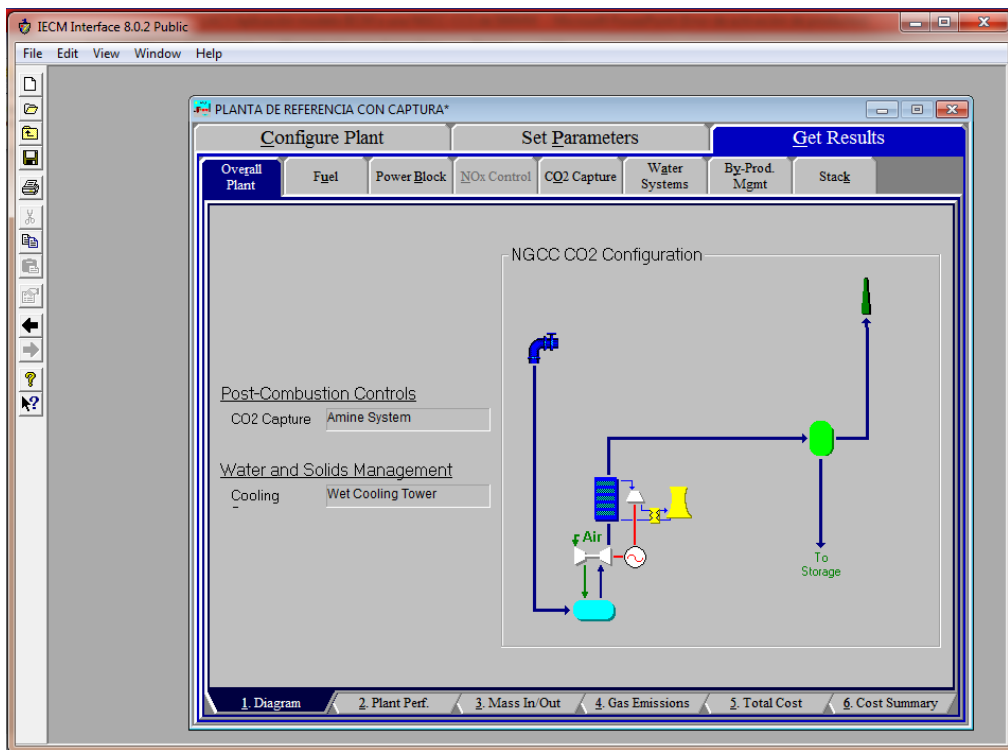
Configure Plant | Set Parameters | Get Results

Overall Plant | Fuel | Power Block | NOx Control | **CO2 Capture** | Water Systems | By-Prod. Mgmt | Stack

	Title	Units	Unc	Value	Calc	Min	Max	Default
1	CO2 Product Stream							
2	CO2 Product Pressure	psia		2000		0.0	4000	2000
3	CO2 Product Purity	vol %		99.50		0.0	100.0	99.50
4								
5	CO2 Compressor Efficiency	%		80.00		50.00	100.0	80.00
6	CO2 Unit Compression Energy	kWh/ton CO2		107.0	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	180.0	calc
7								
8	CO2 Transport Method:			Pipeline		Menu	Menu	Pipeline
9								
10	CO2 Storage Method:			EOR		Menu	Menu	Geologic
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								

Process Type: CCS System

1. Config | 2. Performance | 3. Capture | **4. T&S Config** | 5. Retrofit Cost | 6. Capital Cost | 7. O&M Cost



IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

Configure Plant Set Parameters Get Results

Overall Plant Fuel Power Block NOx Control CO2 Capture Water Systems By-Prod. Mgmt Stack

Performance Parameter		Value	Plant Electricity Requirements		Value
1	Net Electrical Output (MW)	370.4	1	Turbine Generator Output (MW)	726.8
2			2	Air Compressor Use (MW)	302.0
3			3	Turbine Shaft Losses (MW)	5.930
4	Auxiliary Fuel Input (MBtu/hr)	0.0	4	Net Turbine Output (MW)	418.8
5	Total Plant Input (MBtu/hr)	3297	5	Misc. Power Block Use (MW)	8.377
6			6	Absorption CO2 Capture Use (MW)	37.76
7	Gross Plant Heat Rate, HHV (Btu/kWh)	7873	7	Aux. Power Produced (MW)	0.0
8	Net Plant Heat Rate, HHV (Btu/kWh)	8903	8	Cooling Tower Use (MW)	2.309
9			9	Net Electrical Output (MW)	370.4
10	Annual Operating Hours (hours)	7013	10		
11	Annual Power Generation (BkWh/yr)	2.597	11	Amine Steam Use (Elec. Equiv.) (MW)	59.35
12			12		
13	Net Plant Efficiency, HHV (%)	38.33	13		
14			14		
15			15		

Process Type: Overall Plant

1. Diagram 2. Plant Perf. 3. Mass In/Out 4. Gas Emissions 5. Total Cost 6. Cost Summary

IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

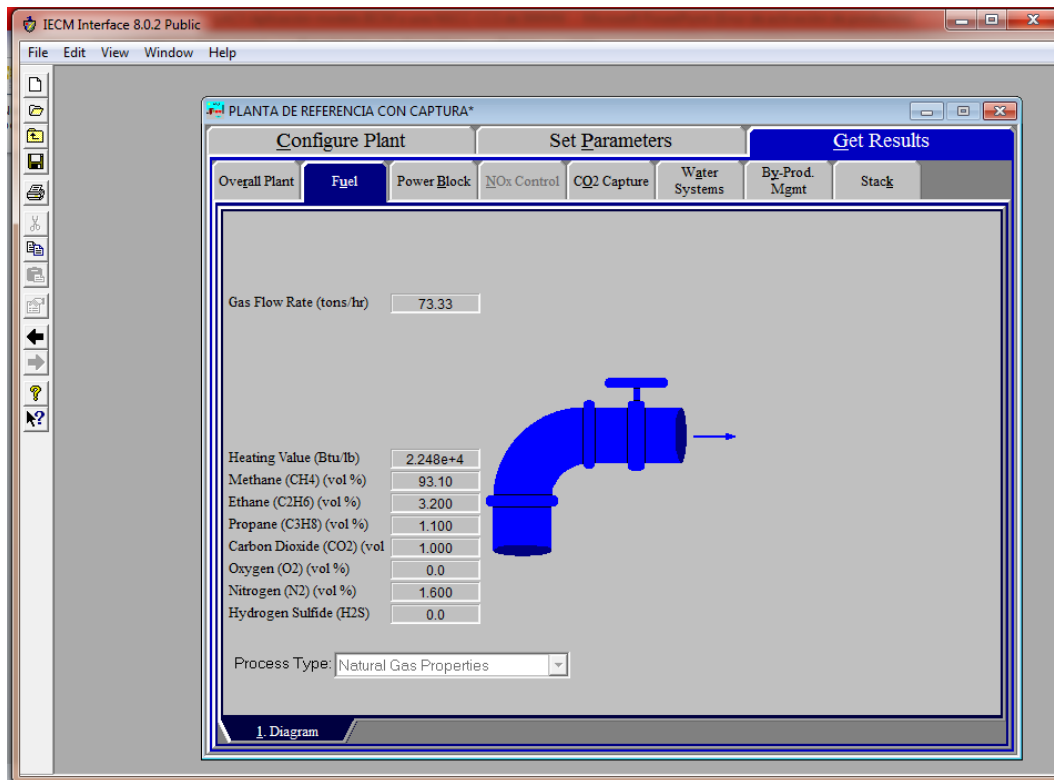
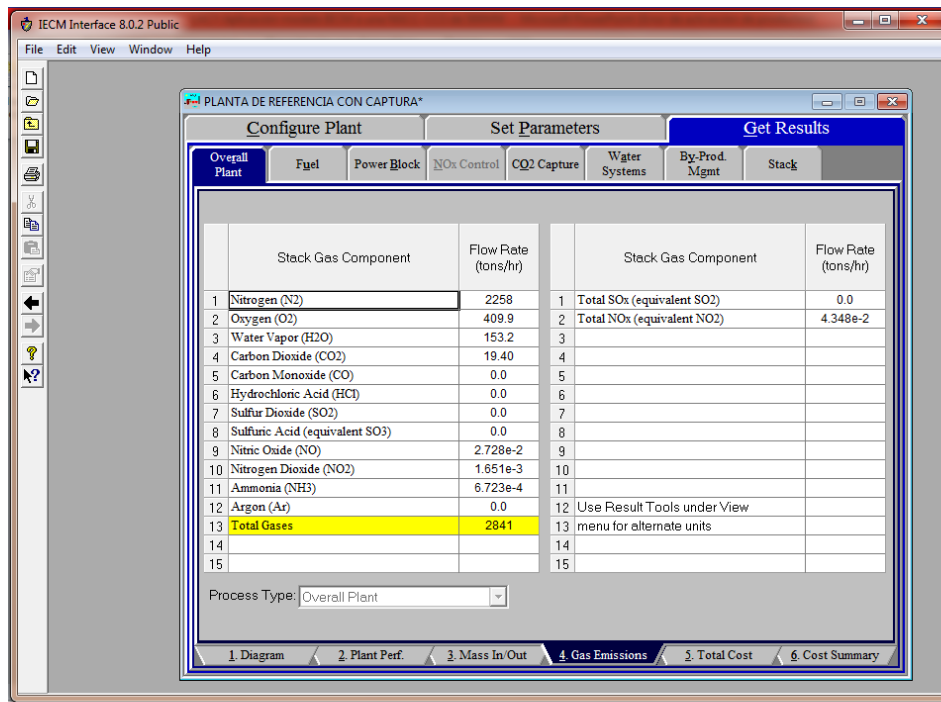
Configure Plant Set Parameters Get Results

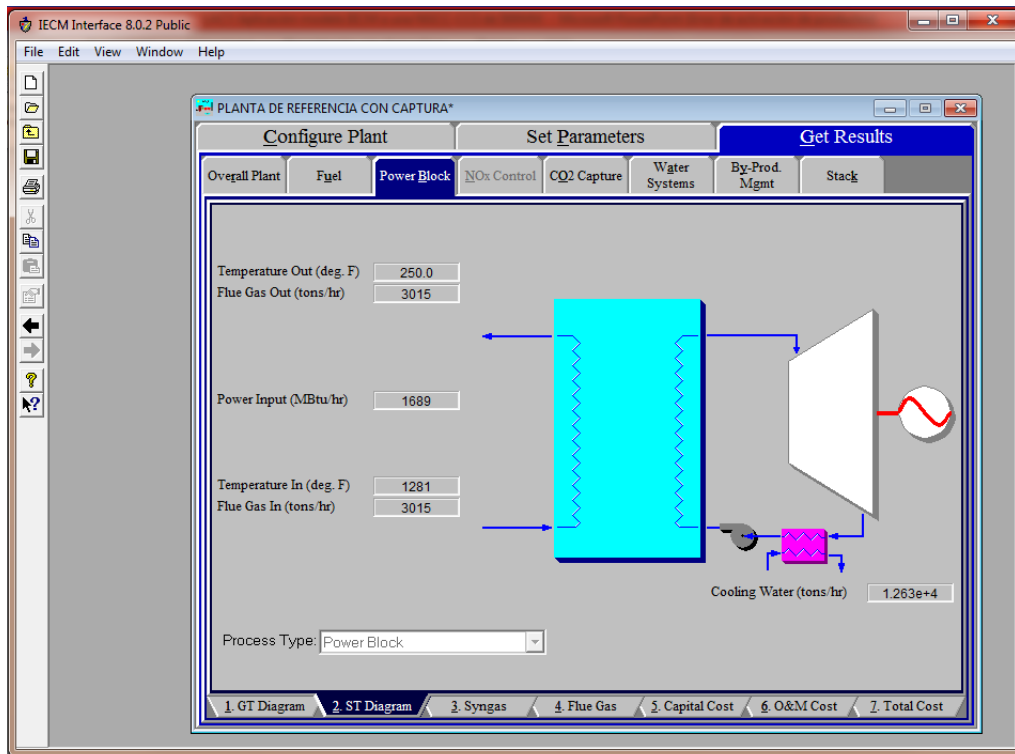
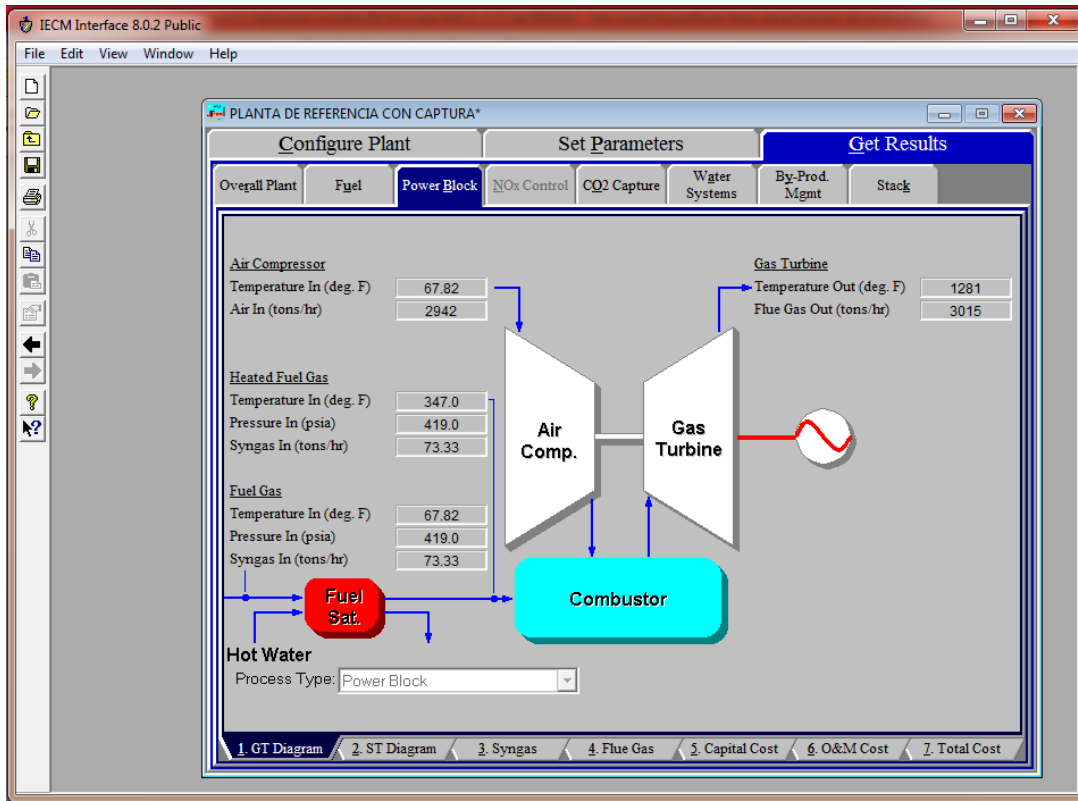
Overall Plant Fuel Power Block NOx Control CO2 Capture Water Systems By-Prod. Mgmt Stack

Chemical Inputs		Flow Rate (tons/hr)	Solid & Liquid Outputs		Flow Rate (tons/hr)
1	Coal	0.0	1	Slag	0.0
2	Oil	0.0	2	Ash Disposed	0.0
3	Natural Gas	73.33	3	Scrubber Solids Disposed	0.6321
4	Petroleum Coke	0.0	4	Particulate Emissions to Air	0.0
5	Other Fuels	0.0	5	Captured CO2	174.6
6	Total Fuels	73.33	6	By-Product Ash Sold	0.0
7			7	By-Product Gypsum Sold	0.0
8	Lime Limestone	0.0	8	By-Product Sulfur Sold	0.0
9	Sorbent	0.3605	9	By-Product Sulfuric Acid Sold	0.0
10	Ammonia	0.0	10	Total	175.2
11	Activated Carbon	1.309e-2	11		
12	Other Chemicals, Solvents & Catalyst	0.0	12	See Tab 4 for Gases	
13	Total Chemicals	0.3736	13		
14			14		
15	Process Water	741.7	15		

Process Type: Overall Plant

1. Diagram 2. Plant Perf. 3. Mass In/Out 4. Gas Emissions 5. Total Cost 6. Cost Summary





IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

Configure Plant Set Parameters Get Results

Overall Plant Fuel **Power Block** NOx Control CO2 Capture Water Systems By-Prod. Mgmt Stack

Major Syngas Components	Syngas In (lb-moles/hr)	Heated Syngas In (lb-moles/hr)	Syngas In (tons/hr)	Heated Syngas In (tons/hr)
1 Carbon Monoxide (CO)	0.0	0.0	0.0	0.0
2 Hydrogen (H2)	0.0	0.0	0.0	0.0
3 Methane (CH4)	7906	7906	63.41	63.41
4 Ethane (C2H6)	271.8	271.8	4.086	4.086
5 Propane (C3H8)	93.41	93.41	2.060	2.060
6 Hydrogen Sulfide (H2S)	0.0	0.0	0.0	0.0
7 Carbonyl Sulfide (COS)	0.0	0.0	0.0	0.0
8 Ammonia (NH3)	0.0	0.0	0.0	0.0
9 Hydrochloric Acid (HCl)	0.0	0.0	0.0	0.0
10 Carbon Dioxide (CO2)	84.92	84.92	1.869	1.869
11 Water Vapor (H2O)	0.0	0.0	0.0	0.0
12 Nitrogen (N2)	135.9	135.9	1.903	1.903
13 Argon (Ar)	0.0	0.0	0.0	0.0
14 Oxygen (O2)	0.0	0.0	0.0	0.0
15 Total	8492	8492	73.33	73.33

Process Type: Power Block

1. GT Diagram 2. ST Diagram **3. Syngas** 4. Flue Gas 5. Capital Cost 6. O&M Cost 7. Total Cost

IECM Interface 8.0.2 Public

PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

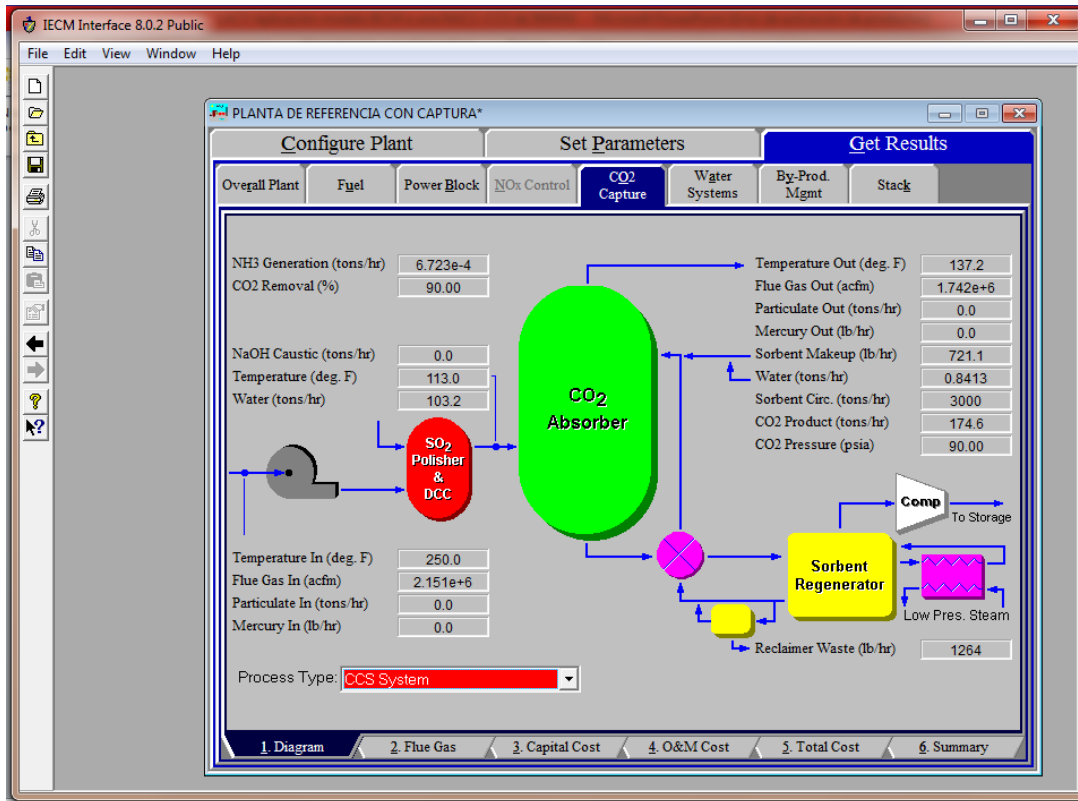
Configure Plant Set Parameters Get Results

Overall Plant Fuel **Power Block** NOx Control CO2 Capture Water Systems By-Prod. Mgmt Stack

Major Flue Gas Components	Air In (lb-moles/hr)	Flue Gas Out (lb-moles/hr)	Air In (tons/hr)	Flue Gas Out (tons/hr)
1 Nitrogen (N2)	1.611e+5	1.612e+5	2256	2258
2 Oxygen (O2)	4.285e+4	2.562e+4	685.6	409.9
3 Water Vapor (H2O)	0.0	1.700e+4	0.0	153.2
4 Carbon Dioxide (CO2)	0.0	8815	0.0	194.0
5 Carbon Monoxide (CO)	0.0	0.0	0.0	0.0
6 Hydrochloric Acid (HCl)	0.0	0.0	0.0	0.0
7 Sulfur Dioxide (SO2)	0.0	0.0	0.0	0.0
8 Sulfuric Acid (equivalent SO3)	0.0	0.0	0.0	0.0
9 Nitric Oxide (NO)	0.0	1.818	0.0	2.728e-2
10 Nitrogen Dioxide (NO2)	0.0	9.570e-2	0.0	2.202e-3
11 Ammonia (NH3)	0.0	0.0	0.0	0.0
12 Argon (Ar)	0.0	0.0	0.0	0.0
13 Total	2.040e+5	2.127e+5	2942	3015
14				
15				

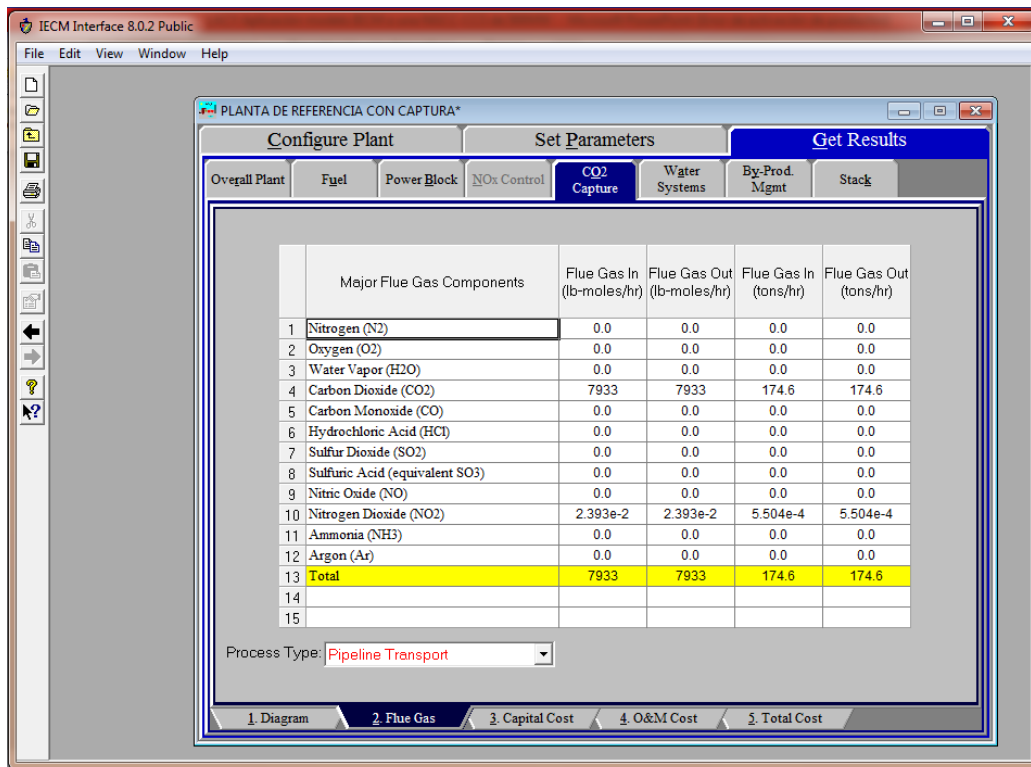
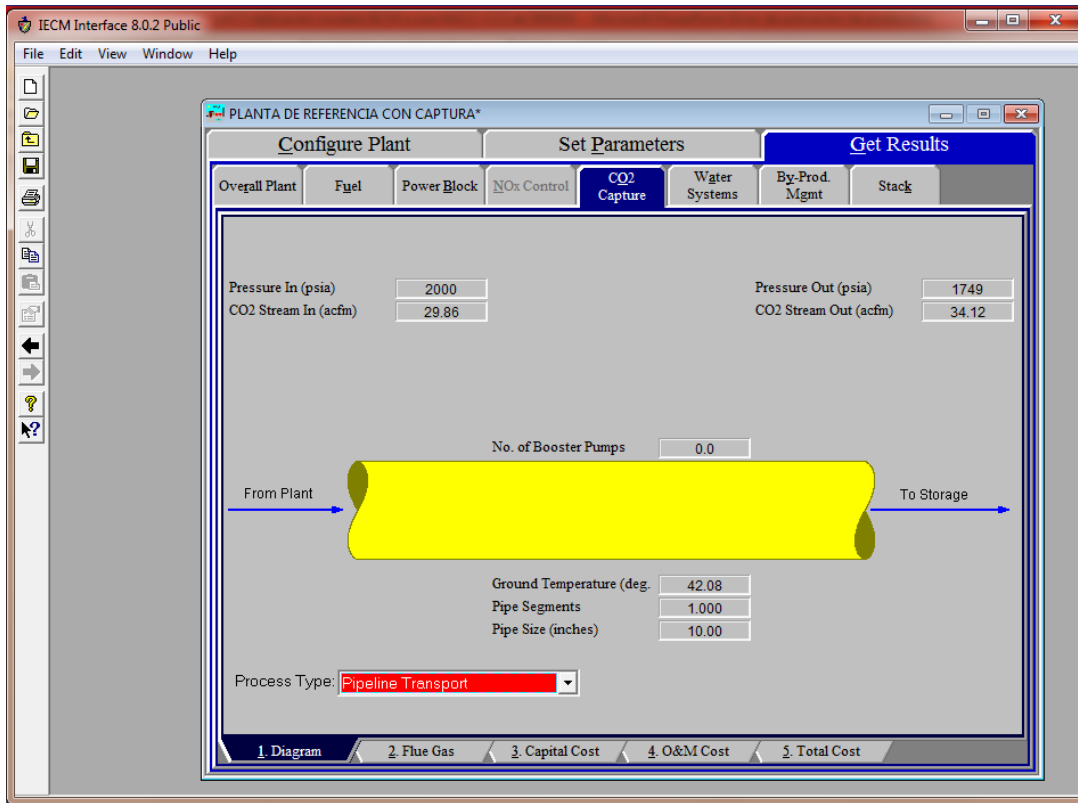
Process Type: Power Block

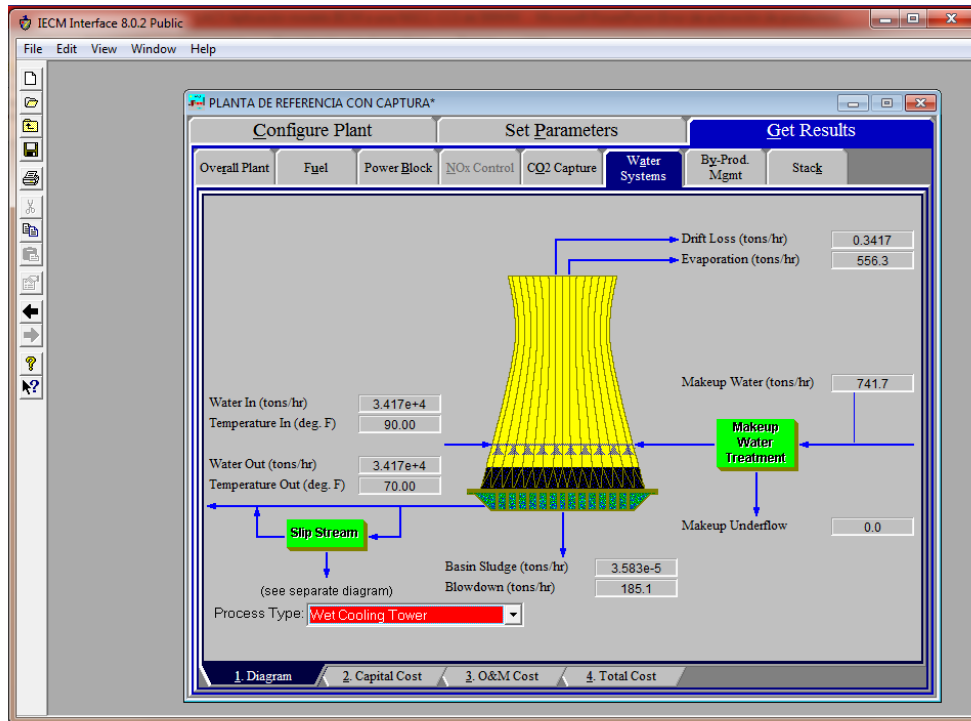
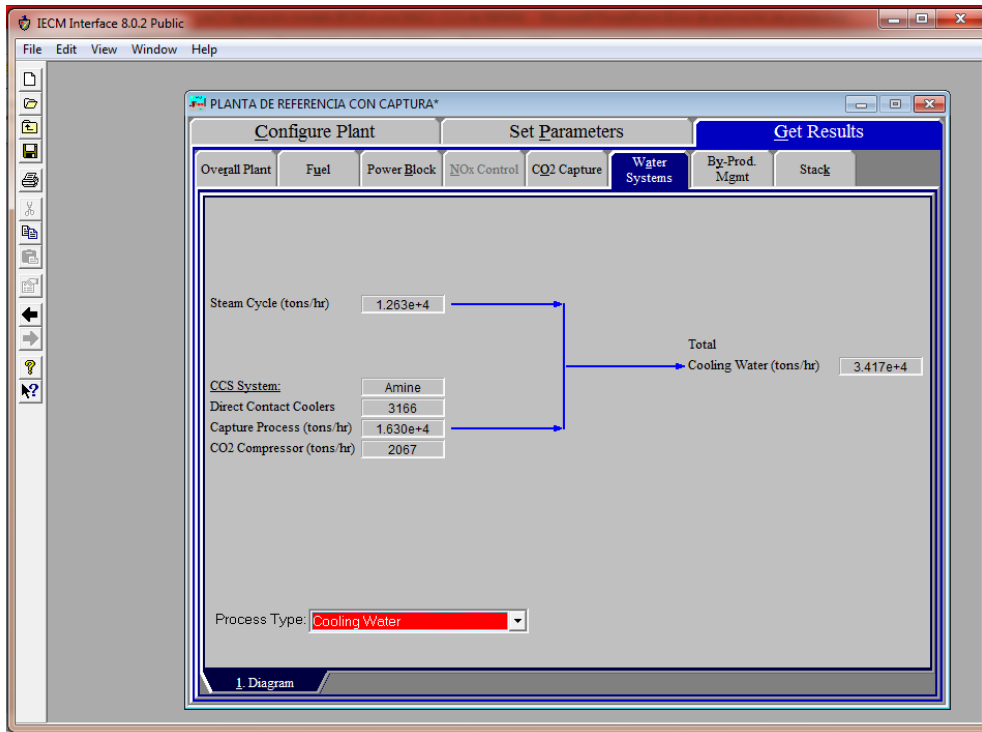
1. GT Diagram 2. ST Diagram 3. Syngas **4. Flue Gas** 5. Capital Cost 6. O&M Cost 7. Total Cost

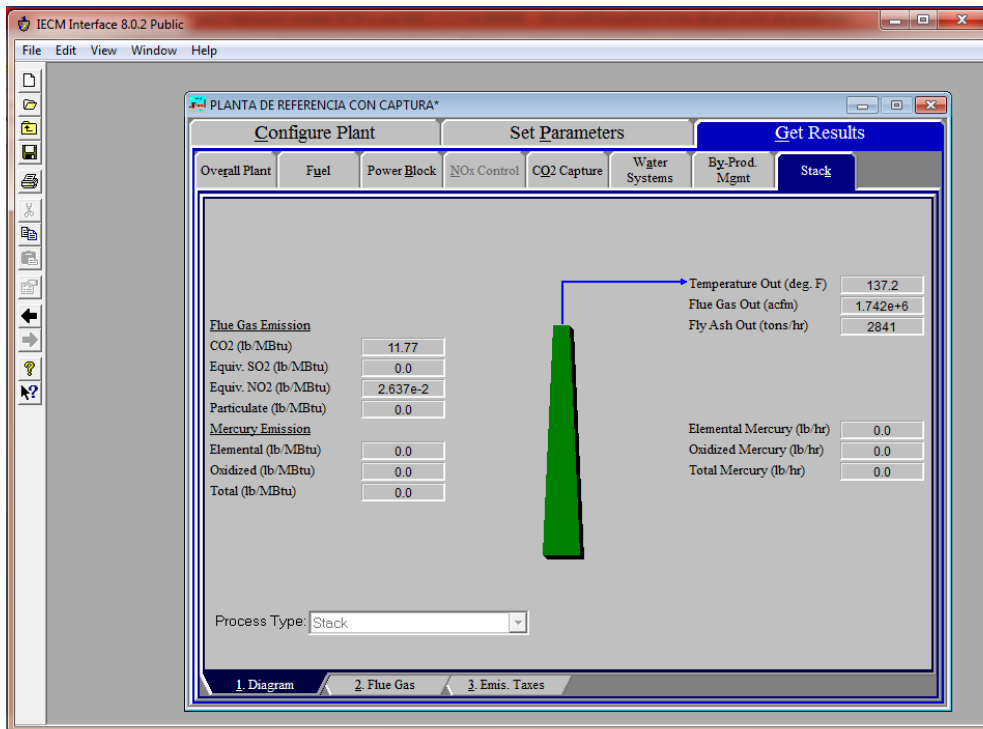
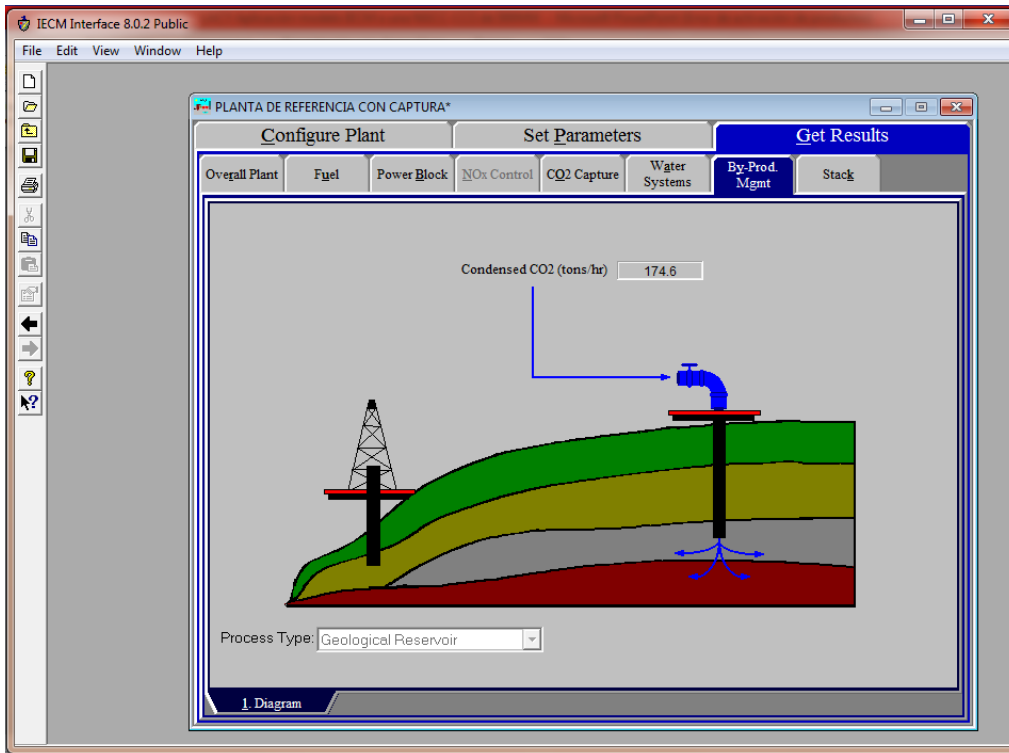


The screenshot shows the 'Get Results' tab with a table of Major Flue Gas Components. The process type is **CCS System**.

	Major Flue Gas Components	Flue Gas In (lb-moles/hr)	Polisher Out (lb-moles/hr)	Flue Gas Out (lb-moles/hr)	Flue Gas In (tons/hr)	Polisher Out (tons/hr)
1	Nitrogen (N ₂)	1.612e+5	1.612e+5	1.612e+5	2258	2258
2	Oxygen (O ₂)	2.562e+4	2.562e+4	2.562e+4	409.9	409.9
3	Water Vapor (H ₂ O)	1.700e+4	1.700e+4	1.700e+4	153.2	153.2
4	Carbon Dioxide (CO ₂)	8815	8815	8815	194.0	194.0
5	Carbon Monoxide (CO)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	Hydrochloric Acid (HCl)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	Sulfur Dioxide (SO ₂)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Sulfuric Acid (equivalent SO ₃)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	Nitric Oxide (NO)	1.818	1.818	1.818	2.728e-2	2.728e-2
10	Nitrogen Dioxide (NO ₂)	9.570e-2	9.570e-2	7.178e-2	2.202e-3	2.202e-3
11	Ammonia (NH ₃)	0.0	0.0	7.896e-2	0.0	0.0
12	Argon (Ar)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Total	2.127e+5	2.127e+5	2.047e+5	3015	3015
14						
15						







PLANTA DE REFERENCIA CON CAPTURA*

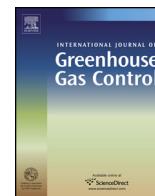
Configure Plant Set Parameters Get Results

Overall Plant Fuel Power Block NOx Control CO2 Capture Water Systems By-Prod. Mgmt Stack

	Major Flue Gas Components	Aux. Boiler Out (lb-moles/hr)	Stack Out (lb-moles/hr)	Total Out (lb-moles/hr)	Aux. Boiler Out (tons/hr)	Stack Out (tons/hr)
1	Nitrogen (N2)	0.0	1.612e+5	1.612e+5	0.0	2258
2	Oxygen (O2)	0.0	2.562e+4	2.562e+4	0.0	409.9
3	Water Vapor (H2O)	0.0	1.700e+4	1.700e+4	0.0	153.2
4	Carbon Dioxide (CO2)	0.0	881.5	881.5	0.0	19.40
5	Carbon Monoxide (CO)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	Hydrochloric Acid (HCl)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	Sulfur Dioxide (SO2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Sulfuric Acid (equivalent SO3)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	Nitric Oxide (NO)	0.0	1.818	1.818	0.0	2.728e-2
10	Nitrogen Dioxide (NO2)	0.0	7.178e-2	7.178e-2	0.0	1.651e-3
11	Ammonia (NH3)	0.0	7.896e-2	7.896e-2	0.0	6.723e-4
12	Argon (Ar)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Total	0.0	2.047e+5	2.047e+5	0.0	2841
14						
15						

Process Type: Stack

1. Diagram 2. Flue Gas 3. Emis. Taxes



Initial assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants



Rodolfo Lacy^a, Carlos Serralde^{a,*}, Mariana Climent^a, Mabel Vaca^b

^a Centro Mario Molina, Paseo de los Laureles 458, Col. Bosques de las Lomas, C.P. 05120, Mexico City, Mexico

^b Departamento de Energía, Universidad Autónoma Metropolitana-Unidad Azcapotzalco, Av. San Pablo No. 180, Colonia Reynosa Tamaulipas, C.P. 02200, Mexico City, Mexico

ARTICLE INFO

Article history:

Received 20 March 2013

Received in revised form 25 July 2013

Accepted 26 July 2013

Available online 1 October 2013

Keywords:

CCS

EOR

Greenhouse gases

Storage regions

Mexico

ABSTRACT

The Gulf of Mexico region (GMR) comprises the largest industrial CO₂ emissions in Mexico and the location of large Mexican oil fields. The recent 2012 version of the North America Carbon Storage Atlas includes the Mexican perspective for geological storage of anthropogenic CO₂ and recommends large areas found in the GMR for these purposes. The Mexican State company Petróleos Mexicanos (PEMEX) is interested in using CO₂ for enhanced oil recovery (EOR) operations and has informed that large demands of CO₂ (up to 50 million tons of CO₂ per year) are necessary to complete their plans in the near future. The Utility State Company, Comisión Federal de Electricidad (CFE), runs several fossil fuel power plants (i.e. natural gas and fuel oil) in areas nearby PEMEX oil fields that are candidates for EOR. In addition, Mexico launched its climate change law during 2012 that will enforce the reduction of its greenhouse gas (GHG) emissions, targeting between 30% and 50% reduction of its emissions in 2000 by 2020 and 2050 respectively. The present work describes positive conditions existing in the GMR for future EOR-CCS projects implemented in Mexico. There is not published work in the literature regarding matching potential Mexican industrial CO₂ sources and CO₂-demanding oil fields to the knowledge of the authors. Some of these positive facts are the proximity between CFE power plants (CO₂ source) and the PEMEX oil fields (CO₂ receptor), large demand for CO₂ for EOR plans, large amounts of CO₂ emitted by CFE power plants, important GHG emission sources located in the GMR and the necessity of reducing national GHG emission rates in the country. It is observed that the GMR has conditions that may motivate future EOR-CCS projects in Mexico; however, due to the actual high cost of CO₂ capture technologies and the large CO₂ demanded by PEMEX, these projects could be undertaken only with extra financial support from the Government of Mexico and based on expecting economic benefits from the selling of the oil recovered through EOR.

© 2013 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Reducing CO₂ emissions from industrial plants that use fossil fuel as their energy sources is one of the major challenges for combating climate change. In Mexico, it is estimated that 60% of the CO₂ emissions come from the energy and transport sector (Mario Molina Center, 2011). As of 2010, 75% of the electricity generation in Mexico is produced through the use of fossil fuels (Mexican Ministry of Economy, 2012). These figures indicate that Mexico heavily depends on fossil fuels to provide electricity, it is important to notice that this trend will not be significantly modified in the coming years despite of recent efforts by the Government of Mexico to support and increase the use of alternative forms of energy.

CO₂ is a well-recognized asset in the petroleum production industry for the enhancement of oil extraction, its use for enhanced oil recovery (EOR) is a process that seeks to improve the flow and recovery rate of hydrocarbon from a reservoir. Mexico has several oil sites that are becoming depleted or have become less productive in recent years through traditional extraction methods. PEMEX has shown special interest in applying EOR technology in some of oil fields as CO₂-EOR is a technique that could be employed to improve Mexico's oil production.

The two major energy companies in Mexico are the state owned companies Comisión Federal de Electricidad¹ (CFE) and Petróleos Mexicanos² (PEMEX). One alternative to obtaining the CO₂

¹ CFE is the main electricity provider in Mexico with mainly natural gas combined cycle (NGCC) and fuel oil (bunker No. 6) power plants.

² PEMEX is the only oil company in Mexico in charge of managing exploration, production, refinery and transportation of oil derivatives.

* Corresponding author.

E-mail address: rodolfo.lacy@semarnat.gob.mx (C. Serralde).

Table 1
Industrial sources located in the GMR emitting above 500,000 tons per year.

Company name	Sector	City state	CO ₂ Eq. (M ton/year)
CFE Central Termoeléctrica Adolfo Lopez Mateos (fuel oil)	Electricity generation	Tuxpan/Veracruz	4.3
Fuerza y Energía de Tuxpan (Private) (Natural Gas)	Electricity generation	Tuxpan/Veracruz	2.6
PEMEX Gas y Petroquímica Básica. Complejo Procesador de Gas Nuevo PEMEX (Natural Gas)	Oil and petrochemical industry	Centro/Tabasco	2.1
PEMEX Complejo Petroquímico Morelos (Natural Gas, including high purity CO ₂ stream from ammonia plant ^c)	Oil and petrochemical industry	Coatzacoalcos/Veracruz	1.8
PEMEX Complejo Petroquímico Cosoleacaque (Natural Gas, including high purity CO ₂ stream from ammonia plant ^c)	Oil and Petrochemical industry	Cosoleacaque/Veracruz	1.7
PEMEX Refinería Lázaro Cárdenas (Natural Gas)	Oil and petrochemical industry	Minatitlán/Veracruz	1.5
Electricidad Sol de Tuxpan (Private) (Natural Gas)	Electricity generation	Tuxpan/Veracruz	1.4
Electricidad Águila de Tuxpan (Private) (Natural Gas)	Electricity generation	Tuxpan/Veracruz	1.4
CFE Central Ciclo Combinado Dos Bocas (Natural Gas)	Electricity generation	Dos Bocas/Veracruz	1.3
PEMEX Exploración y Producción. Estación de Complejo Procesador de Gas Ciudad PEMEX (Natural Gas)	Oil and petrochemical industry	Macuspana/Tabasco	1.0
Cementos Apasco (Private) (petcoke mainly, coal, fuel oil)	Cement production industry	Ixtaczoquitlán/Veracruz	0.5
CFE NGCC Poza Rica ^a (Natural Gas)	Electricity generation	Poza Rica/Veracruz	0.5

^aIncludes the type of fuel used

Source: Mario Molina Center, 2011.

^a The CFE's Poza Rica power plant is actually being retrofitted to NGCC and it is estimated that will start operations in early 2013 with a CO₂ emission rate estimated at approximately 500,000 tons of CO₂ per year.

^c High purity CO₂ streams: ethylene plant produces around 65,000 tons per year; ammonia plant produces around 1 million tons per year (Mexican Petroleum, 2012)

supply could be the use of Mexican industrial CO₂ sources, these may include CFE fossil fuel power plants that are located not far from the oil sites. A Mexican synergy between PEMEX and CFE can lead to possible CCS + EOR projects where CO₂ capture plants and CO₂ injection into depleted oil fields may be used as two combined technologies in order to obtain two national benefits: increase oil production and reduce GHG emissions by safely storing the CO₂ in oil reservoir when EOR operations are completed.

2. Mexican requirements and policies in order to reduce GHG emissions

The increasing international pressure for reducing GHG emissions in the world during the forthcoming years has led Mexico to consider the implementation of practices that would reduce the country's GHG contribution. The Mexican Government is committed to reduce its current greenhouse gas (GHG) emissions by 30% and 50% by 2020 and 2050 respectively (Mexican Ministry of Environment and Natural Resources, 2009). In 2011, Mexico launched its climate change law which aims mainly to develop and apply public policies for climate change adaptation and mitigation of GHG. The law also establishes the formation of a climate change fund that will attract national and international financial resources that will support the law's objectives. For the achievement of such goals, it will be necessary to apply strategies in the different sectors where GHG are produced and emitted in the country.

The participation of the Mexican energy sector in the GHG mitigation strategy will need to be increased in the years to come in order to reach the reduction targets. The Mexican Government has identified carbon capture and storage as one possible alternative to be applied in existing and future power plants (Mexican Ministry of Economy, 2012). The Government of Mexico perceives CCS as a technology capable of continuing using fossil fuel for power generation without aggressively contributing to GHG emissions.

3. Components in the GMR that will support CCS-EOR projects

3.1. GHG emissions from Industrial sources located in the GMR

According to the International Energy Agency (IEA, 2007; MIT, 2007 and IPCC, 2005), the industrial plants with higher potential

for the application of CO₂ capture technology are coal-fired power plants, natural gas processing plants, cement plants and iron and steel industry plants. For this study, the Gulf of Mexico region (GMR) is comprised by the states of Veracruz and Tabasco, where several public and private industries with high CO₂ emissions are found. GMR is an important energy area in the country due to the presence of different energy sector activities such as oil production, oil refinery, fossil fuel power plants, cement plants, among others (Table 1).

Table 1 lists the main industrial CO₂ sources that emit above 500,000 tons of CO₂ per year in the GMR and that may be future candidates for the application of the CO₂ capture system. The table also shows that ten of the identified industrial sources have CO₂ emissions above 1 million tons of CO₂ in a yearly basis; these plants include three industrial plants with rates higher than 2 million tons per year. The largest CO₂ industrial source enlisted is the fuel oil-fired power plant "Adolfo López Mateos" owned and run by CFE and located in Tuxpan, Veracruz. This power plant releases above 4 million tons of CO₂ every year and it is the largest CO₂ emitter in Mexico. The list includes five PEMEX industrial facilities, including petrochemical plants, gas processing plants and a refinery emitting up to 8 million tons of CO₂ annually. Private electricity generators contribute with CO₂ emissions higher than 6 million tons of CO₂ per year in the region. Finally, a CFE NGCC power plant located in the city of Poza Rica closes the list with 0.5 million tons of CO₂ emitted annually. Fig. 1 illustrates the location of the industrial sources enlisted in Table 1 and classifies them as cement industry, PEMEX industry and electricity generation industry.

3.2. Recommended inclusion zones for sequestering CO₂ in Mexico

Dávila et al. (2010) presented a preliminary selection of prospective regions in Mexico that may be suitable for injecting and storing CO₂ in geological strata. This work was the first research carried out in Mexico that was specifically related to possible storage locations for CO₂ and it has been included in the 2012 version of the North American Carbon Storage Atlas (North American Carbon Storage Atlas Organization, 2012).

Davila and colleagues based their work on compiling existing Mexican geology information and recent tectonic activity, they included a map depicting and illustrating "inclusion" or "exclusion"

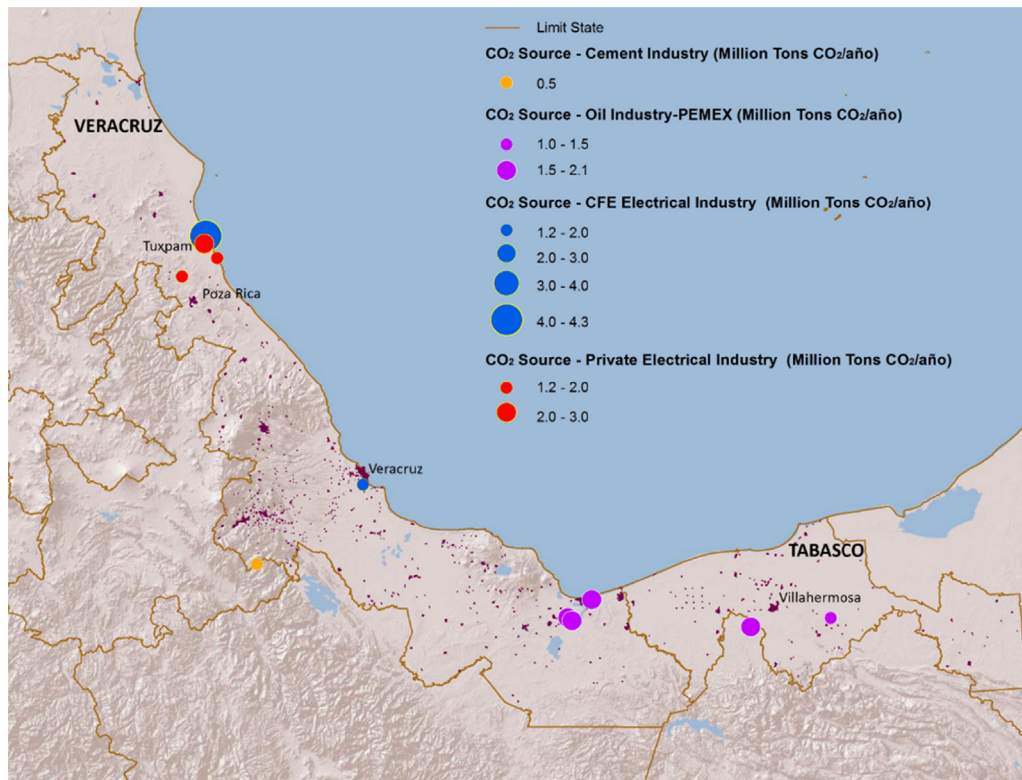


Fig. 1. Localization of industrial CO₂ sources in the Gulf of Mexico region (Mario Molina Center, 2011).

zones in Mexico that were categorized according to suitable characteristics for storing CO₂ underground safely. Their study classified the Mexican territory into different zones according to CO₂ storage capacity, long permanence and safety. The zones located in seismic

zones, such as the Pacific coastline, were not recommended for the CO₂ capture approach. On the other hand, the recommended zones show characteristics that would retain CO₂ underground and safely stored it; many of these areas are present in the GMR (Fig. 2).

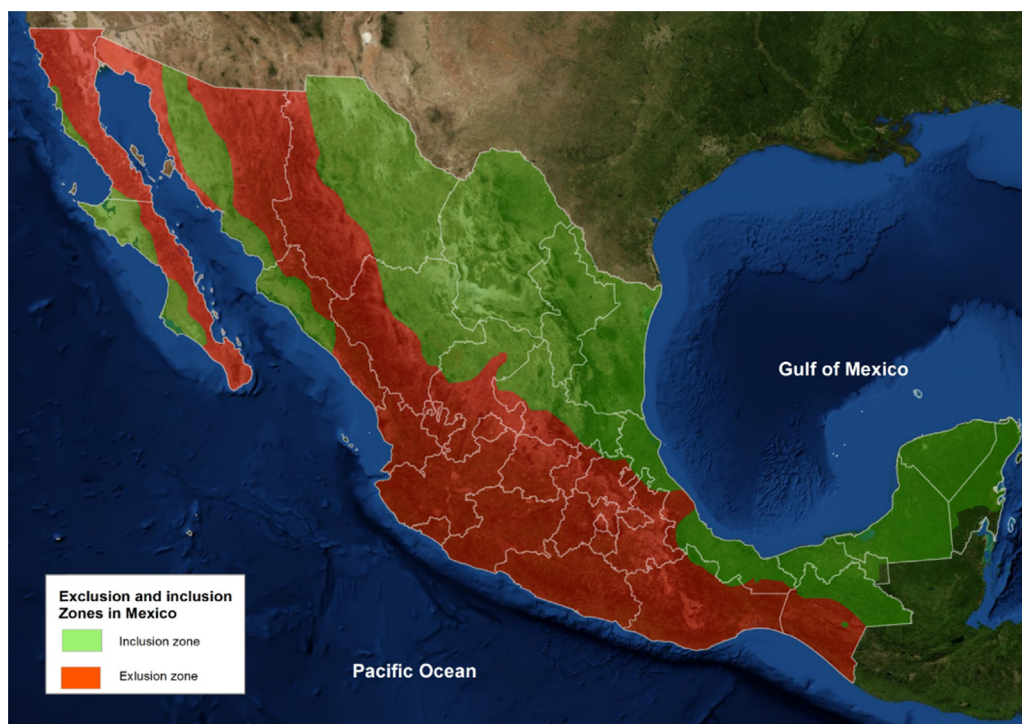


Fig. 2. Inclusion and exclusion zones in Mexico for sequestering CO₂ underground. The depth range reported is from 800 to 2500 m. (North American Carbon Storage Atlas Organization, 2012).

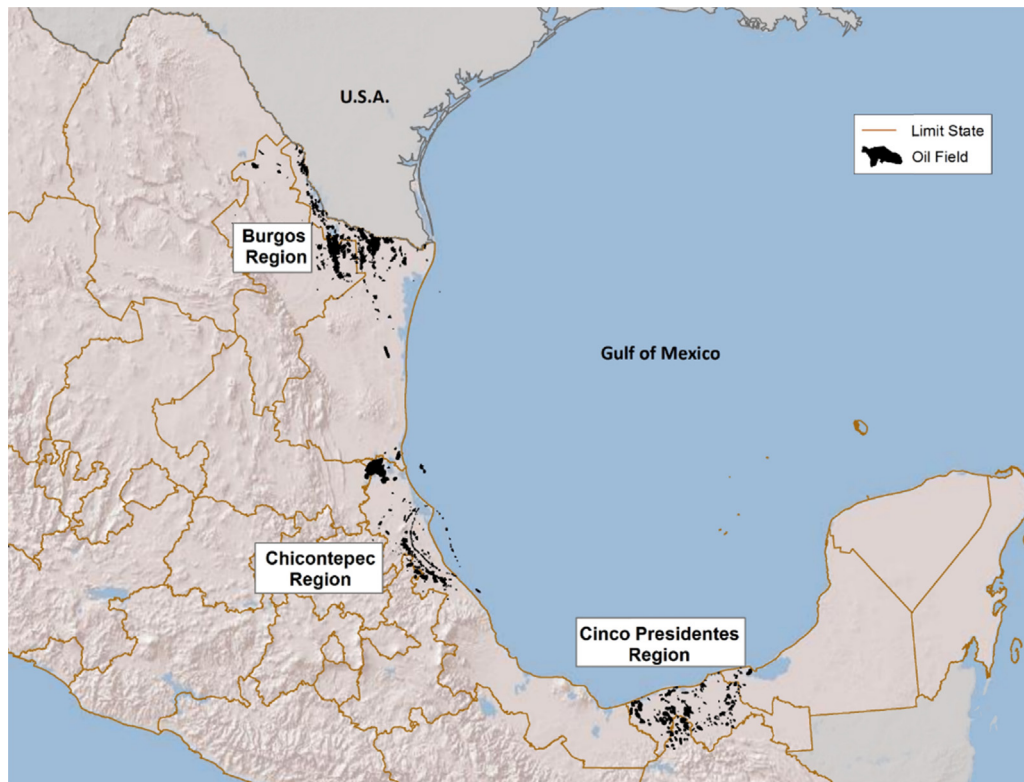


Fig. 3. Localization of the main oil reservoirs in GMR.

3.3. Oil reservoirs in GMR suitable for EOR operations

3.3.1. Major oil reserves in the GMR

The main oil reservoirs in GMR are illustrated in Fig. 3. The Burgos region is located in the northeast of the country, especially in the states of Tamaulipas, Nuevo Leon and Coahuila. Oil production in these reservoirs has taken place since 1945 and this reservoir represents the largest project in Mexico for non-associated gas production.

The Chicontepec region holds reservoirs that were discovered in 1931, its dimensions comprises 25 km and 123 km in width and length respectively and its commercial activity began in 1952 and it presents extreme heterogeneity and fluid variation properties (Abbaszadeh et al., 2008). It is estimated that vast oil reserves are still present in the tight sands that characterize this field; this fact makes Chicontepec a good candidate for EOR practices. The oil fields located in the Cinco Presidentes region are located in the limits of the states of Veracruz, Tabasco and Chiapas. PEMEX has undertaken EOR pilot test where CO₂ has been carried out in two CO₂ injection projects (i.e. Carmito and Artesa oil fields in the Cinco Presidentes region).

3.3.2. Interest for future CO₂-EOR practices in oil fields

The use of CO₂ in oil operations is well recorded, CO₂ is a component that when mixed with oil makes it more miscible facilitating its extraction to the surface (Blunt et al., 1993). In recent years, PEMEX has been exploring, testing, and evaluating the applicability of CO₂ for EOR practices and has undertaken CO₂ injection pilot tests in Artesa and Sitio Grande fields (Mexican Petroleum, 2012). PEMEX has identified CO₂-EOR as a suitable technology for improving oil production within their strategies (Mexican Petroleum, 2012); however, PEMEX has only started evaluating this option through initial pilot tests. Several oil and gas reservoirs that are potentially eligible for EOR have been identified in the States of Veracruz and Tabasco.

It is estimated that significant amounts of CO₂ will be necessary for future EOR processes in oil fields located in the GMR. PEMEX is currently identifying natural and anthropogenic CO₂ sources that can satisfy their future CO₂ needs. CFE power plants could be among the anthropogenic sources available in the GMR; by doing this, GHG emissions in the area would also be reduced.

The CO₂-EOR option may represent a good opportunity for stimulating PEMEX's oil production. Table 2 shows the oil fields that PEMEX has identified for potential CO₂-EOR operations. It is important to notice that all of these sites are relatively close to industrial CO₂ sources. The values in the table show that the CO₂ that PEMEX's demands can be considerably high with values ranging between 1.6 and 10.8 million tons of CO₂ per year.

4. Review of the Mexican scenario for future EOR-CCS projects

4.1. Positive conditions and factors that support EOR-CCS projects in the GMR

In the future, a good alternative for using anthropogenic CO₂ that may be captured from industrial plants located in the GMR may be its utilization for EOR practices in PEMEX oil fields. These industrial sources may be the oil, electricity generation or cement production sectors. Due to the actual high cost of capturing CO₂ from industrial effluents, EOR seems to be a positive approach since the economic benefits obtained from the selling of the produced barrels may absorb such high costs.

PEMEX infrastructure installed for the production of oil and gas may be adapted for the distribution, injection storage of CO₂. It has been demonstrated that hydrocarbon deposits have proved to retain these compounds in a secure manner for many years (Blunt et al., 1993). It is expected that oil fields may store CO₂ safely and prevent its movement toward the surface. A very strict assessment must be done when selecting a suitable oil field site that will

Table 2
Potential oil sites for EOR in Chicontepec (including CO₂ estimated demand for Chicontepec^a) and Cinco Presidentes regions.

PEMEX oil fields	Oil field	CO ₂ demand (millions of standard cubic feet per day)	CO ₂ demand (millions of standard cubic feet per day)
Chicontepec region	Poza Rica	200–530	4.1–10.8
	Tajín	220–590	4.5–12
	Coapechaca	130–360	2.6–7.3
	Soledad	130–350	2.6–7.1
	Coyotes	80–220	1.6–4.5
Cinco Presidentes region	Rodar Carmito Artesa Sitio Grande Ogarrio-Magallanes	Info not available	

Source: Mexican Petroleum, 2012 and personal communication.

^a The CO₂ demand estimates for Chicontepec oil fields do not consider the CO₂ that would be reused nor the CO₂ that will be stored in the reservoir and that might be used for future EOR purposes. Unfortunately, there is not info available on CO₂ demand for the Cinco Presidentes fields.

Table 3
Industrial plants with CO₂ emissions above 0.5 million tons/year located within 80 km from PEMEX oil fields in the Chicontepec region that will demand CO₂ for EOR purposes.

Oil Field	CO ₂ Demand (million ton/year)	Industrial CO ₂ sources nearby the oil fields (emissions per year)
Coyotes	1.6–4.5	CFE Central Termoeléctrica Adolfo López Mateos (4.3 million tons/year)
Soledad	2.6–7.1	Fuerza y Energía de Tuxpan (2.6 million tons/year)
Poza Rica	4.1–10.8	Electricidad Aguila de Tuxpan (1.3 million tons/year)
Tajín	4.5–12	Central Turbo Gas Adolfo López Mateos (1.4 million tons/year)
Coapechaca	2.6–7.3	CFE NGCC Poza Rica (0.5 million ton/year)

Source: Mexican Petroleum (2012) and Mario Molina Center (2011).

undergo EOR activities and post CO₂ geological sequestration, i.e. identification of geological fractures and old wells.

The GMR presents very good characteristics for supporting a EOR-CCS project due to:

- Industrial CO₂ sources are existing in the area (sources that emit above 500,000 tons of CO₂ per year)
- Need for reduction GHG emissions and implementation of Climate Change mitigation plans
- PEMEX's demand of CO₂ is considerably high for their future EOR practices

According to the information listed above, GMR has important features that may support the utilization of anthropogenic CO₂ from several industrial plants in the area for PEMEX's EOR plans in several oil fields.

4.2. Candidate zones in the GMR for future EOR-CCS projects

The first approach for the proposal of EOR-CCS projects that will consider using anthropogenic CO₂ is the identification of industrial sources to oil fields that are good candidates for EOR. The oil fields located at the Chicontepec and Cinco Presidentes regions represent a good portfolio where the injection of CO₂ may enhance oil production. Table 3 and Table 4 show matrix for different industrial CO₂ sources that are relatively close to specific oil fields that PEMEX has identified as EOR prospectus sites.

4.2.1. Industrial sources of CO₂ close to oil fields in Chicontepec

There are several power stations in Tuxpan and one in Poza Rica that are located not far from oil fields in the Chicontepec region where CO₂ may be needed for PEMEX's EOR plans. Table 3 enlists the industrial plants, mainly electricity generation plants, located

near the Chicontepec region and that emit above 500,000 tons of CO₂ per year.

It is clear from Table 3 that PEMEX's future demand for CO₂ in the Chicontepec area exceeds all the CO₂ generated from industrial plants (approximately 40 million tons versus 10 million tons respectively). For this reason, PEMEX will be forced to keep searching for different CO₂ alternative sources such as importing CO₂ from USA through pipeline, importing CO₂ from other countries by sea shipping, using CO₂ from natural sources and using CO₂ from natural gas separation processes.

Fig. 4 shows the physical location of the oil fields and the CO₂ sources where EOR can be implemented in the Chicontepec region. In addition, Fig. 5 illustrates a matrix of the distance between oil fields and CO₂ sources. It can be observed that the CFE NGCC Poza Rica is located less than 20 km from the Poza Rica, Tajin and Coapechaca oil fields.

The information presented in Figs. 4 and 5 show that the city of Poza Rica may be a strategic point for the installation of a CCS-EOR project where the costs of transport may be reduced due to

Table 4
Industrial plants with CO₂ emissions above 0.5 million tons/year located near PEMEX oil fields in the Cinco Presidentes.

Oil field	Industrial CO ₂ sources nearby the oil fields (emissions per year)
Rodador	CFE Central Termoeléctrica Adolfo López Mateos (4.3 million tons/year)
Carmito Artesa	Fuerza y Energía de Tuxpan (2.6 million tons/year) Electricidad Aguila de Tuxpan (1.3 million tons/year)
Sitio Grande	Central Turbo Gas Adolfo López Mateos (1.4 million tons/year)
Ogarrio-Magallanes	CFE NGCC Poza Rica (0.5 million tons/year)

Source: Mario Molina Center (2011).

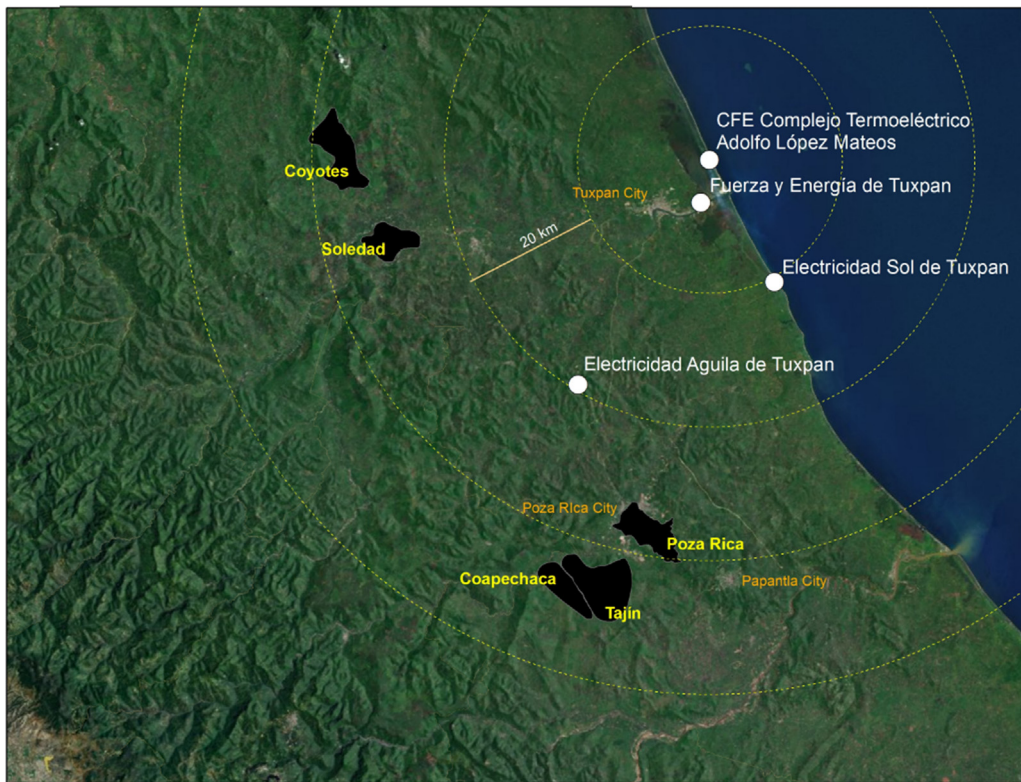


Fig. 4. Industrial CO₂ sources (>0.5 million tons/year) located at Tuxpan and Poza Rica near Chicontepec oil fields (black shapes) (Mexican Petroleum, 2012 and Mario Molina Center, 2011).

the proximity between the CO₂ generator and the oil fields. The CFE Tuxpan Power Plant is separated from the Coyotes, Soledad, Coapechaca, Tajin and Poza Rica oil fields in the range of 50 and 67 km. The distance between the CO₂ source and places where the CO₂ is needed, exhibits the good correlation that exists in the Chicontepec region for increasing PEMEX oil production through EOR.

4.2.2. Industrial sources of CO₂ close to oil fields in the Cinco Presidentes region

In the case of the Cinco Presidentes region, the industrial sources emitting CO₂ that may be recoverable for EOR use are mainly part of PEMEX’s industrial plants. Table 4 enlists some of the oil fields (Rodador, Carmito, Artesa, Sitio Grande and Ogarrio-Magallanes) located in the area and the industrial plants owned

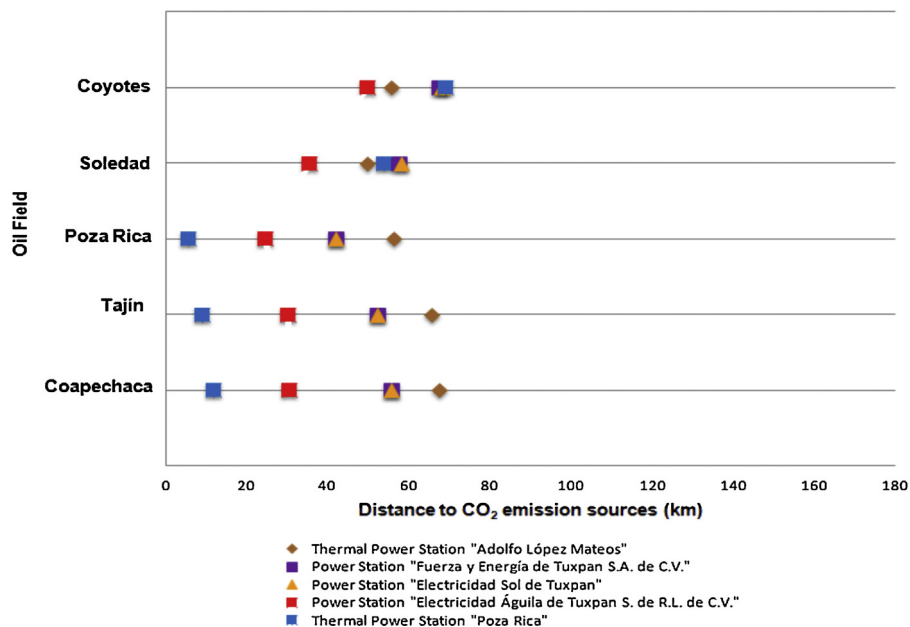


Fig. 5. Matrix between different industrial CO₂ sources and oil fields suitable for EOR in Chicontepec.



Fig. 6. Industrial CO₂ sources (>0.5 million tons/year) located near Cinco Presidentes oil fields (Mexican Petroleum, 2012 and Mario Molina Center, 2011).

by PEMEX that are located near the Cinco Presidentes region and that emit above 500,000 tons of CO₂ per year. The CO₂ sources in this region are part of PEMEX facilities, two gas processing plants, two petrochemical plants and one refinery and their range of CO₂ emissions lies between 1.5 and 2.1 millions of tons per year.

Fig. 6 illustrates the location of the PEMEX plants and nearby oil fields listed in Table 4. The figure depicts that the CO₂ sources that are closer to the Rodador and Ogarrio-Magallanes oil fields are the Morelos and Cosoleacaque petrochemical plants and the Lazaro Cardenas refinery within a distance range of 40–60 km

approximately. The Nuevo PEMEX complex is situated near the oil fields Carmito, Artesa and Sitio Grande at a distance that is less than 20 km, whereas the Ciudad PEMEX gas processing plant is located around 70 km away from these oil fields. Fig. 5 is a matrix showing the distance between these CO₂ sources and oil fields where it can be seen that the five oil fields have industrial CO₂ sources relatively close (even less than 20 km in some cases). The maximum distance between the proposed oil fields and the five potential CO₂ sources is less than 180 km, which shows that good correlation between CO₂ emissions and CO₂ demand for EOR in the Cinco Presidentes region (Fig. 7).

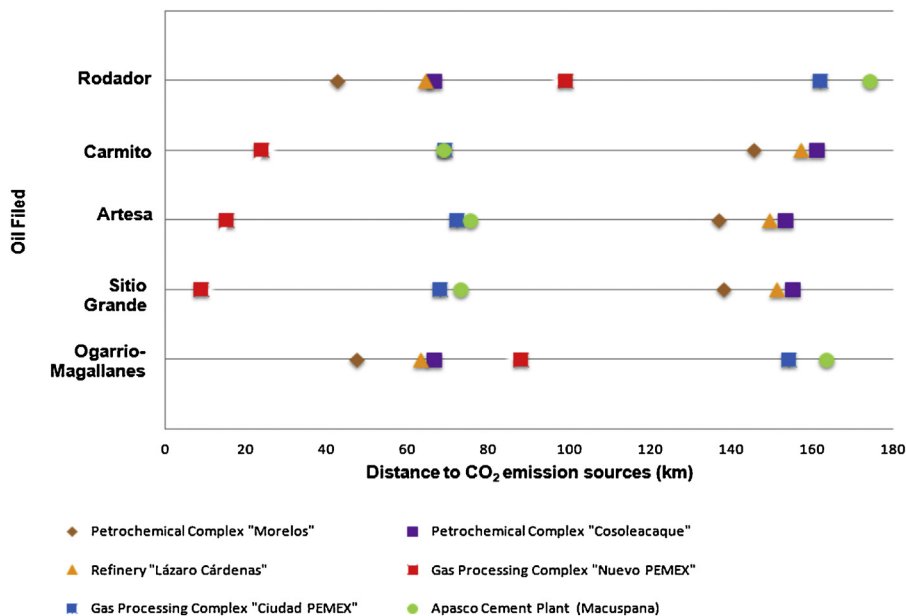


Fig. 7. Matrix between different industrial CO₂ sources and oil fields suitable for EOR in Cinco Presidentes.

A very good and economical option that may start off the use of PEMEX's industrial CO₂ in this region is within the ammonia plant that is located within the chemical facilities at Cosoleacaque. This ammonia plant produces a high purity CO₂ stream (above 97%) in important quantities that may be used for EOR purposes. The CO₂ stream may need to be compressed and directed to the nearby candidate oil fields; this alternative will not imply the actual high cost of capturing post-combustion CO₂ from industrial plants.

4.3. Future CO₂ distribution network

It is estimated that more than 5000 km of pipeline in the USA are used for the transportation of 50 million tons of pressurized CO₂ every year (GCCSI, 2011). Future estimates indicate that the CO₂ pipeline network in the USA needs to be increased to 21,000 km by 2020 and to more than 35,000 km by 2050 in order to support CCS deployment in this country (Dooley et al., 2009 and ICF International, 2009).

Given the fact that many CO₂ industrial sources are located in the GMR and the future CO₂ growing demand for EOR purposes, it is essential to begin visualizing a future CO₂ distribution network in this region. At the beginning, an EOR-CCS project may have the form of a “point to point” approach, i.e. CO₂ transported through pipelines from the source point to a final deposition place. This initial approach will have a considerable economic impact due to the lack of experience in these sort of projects; however, it has been identified that future CCS projects will be part of a consortium where several partners with common interests can be connected to a CO₂ network where some will be acting as “CO₂ incomers” (reducing their GHG emissions) whereas the other side will be acting as “CO₂ users” (oil companies demanding CO₂ for EOR). Both incomers and users may be connected to a CO₂ network pipeline where major costs may be reduced due to the sharing of costs, knowledge and responsibilities. A consortium CO₂ network approach may reduce up to 25% the costs in comparison to the “point-to-point” scenario (McKinsey, 2008 and Mikunda et al., 2010).

The creation of a CCS network may reduce significantly the investment barriers. The participation of different industries and stakeholders may help the development of new kind of business in the region that may enforce the deployment of CCS technology in Mexico.

5. Discussion and conclusions

GMR shows a unique synergy between the existence of important industrial CO₂ emitters and oil fields that will demand CO₂ for EOR practices. A possible scenario for the coming years in the region may imply that CO₂ may be captured from CFE, PEMEX, private utilities and cement plants; pressurized and transported to the oil fields for supporting PEMEX practices to improve Mexico's oil production. Due to the actual high costs of the technology used for separating CO₂ from industrial effluents, stakeholders have realized that carbon capture projects that use CO₂ for EOR purposes have more chances to succeed rather injecting CO₂ to saline aquifers only for environmental purposes (CCUS as carbon capture utilization and storage).

The utilization of some of the industrial CO₂ generated in the GMR (Table 1) would represent a reduction in the rate of GHG emissions present in this region. EOR-CCS projects in Mexico will support the national plans and strategies defined in the climate change bill released in 2012. Table 1 enlists different industrial

sources of CO₂ that account up to approximately 20 million of tons every year in the GMR; if these emissions are used for EOR this would represent a reduction of approximately 3% of the estimated 700 M tons of GHG that are emitted in Mexico annually (Mario Molina Center, 2011).

A first approach may be the proposal of a joint-venture plan between CFE and PEMEX in order to carry out a first demonstration project. The fact that both companies CFE and PEMEX are run by the Mexican Government through the Ministry of Energy may become a positive feature for this initial CCS intent. In an effort to reduce the costs of the CCUS demonstrative project, Mexico could use the revenues from the oil that would be produced and sold from the EOR practices.

Acknowledgements

The authors would like to thank Alberta Energy (Carbon Capture and Storage Development Branch) for their contribution on revision and providing comments on this document

References

- Abbaszadeh, M., Ohno, K., Okano, H., Morales, J., Riano, J.M., 2008. Reservoir Characterization and CO₂-EOR Injection Studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, Mexico. In: Conference paper, International Petroleum Technology Conference, 3–5 December, 2008, Kuala Lumpur, Malaysia <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=IPTC-12637-MS>
- Blunt, M., Fayers, J., Franklin, M.O., 1993. Carbon dioxide in enhance oil recovery. *Energy Convers. Manage.* 34 (9–11), 1197–1204.
- Dávila, M., Jiménez, O., Castro, R., Arévalo, V., Stanley, J., Meraz, L., 2010. A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage. *Int. J. Phys. Sci.* 5 (5), 408–414.
- Dooley, J.J., Dahowski, R.T., Davidson, C.L., 2009. Comparing existing pipeline networks with the potential scale of future U.S. CO₂ pipeline networks. 9th international conference on greenhouse gas control technologies (GHGT-9). *Energy Procedia* 1 (1), 1595–1602.
- Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI), 2011. The global status of CCS: 2011. In: GCCSI Report Publication, October 2011. <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2011>
- International Energy Agency (IEA), 2007. Fossil fuel-fired power generation: Case studies of recently constructed coal- and gas-fired power plants. IEA publication <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name.3752.en.html>
- ICF International, 2009. Carbon Sequestration and Storage: Developing a Transportation Infrastructure Prepared for INGAA Foundation. INGAA Foundation publication <http://www.ingaa.org/cms/31/7306/7626/8230.aspx>
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2005. Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC publication <http://www.ipcc-wg3.de/special-reports/special-report-on-carbon-dioxide-capture-and-storage>
- Mario Molina Center, 2011. Regional and Sectorial Strategies for the Achievement of Sustainable Development and Low-Carbon-Intensity in Mexico. Centro Mario Molina Report, Mexico City, Mexico (Report in Spanish, available upon request).
- Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2007. The future of Coal. In: Interdisciplinary MIT study. <http://web.mit.edu/coal/>
- McKinsey & Company, 2008. Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics. McKinsey & Company publication <http://assets.www.ch/downloads/mckinsey2008.pdf>
- Mikunda, T., van Deurzen, J., Seebregts, A., Kerssemakers, K., Tetteroo, M., Buit, L., 2010. Towards a CO₂ infrastructure in North-Western Europe: legalities, costs and organizational aspects, GHGT-10. *Energy Procedia* 4, 2409–2416.
- North American Carbon Storage Atlas Organization, 2012. North American Carbon Storage Atlas 2012. http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshelf/NACSA2012.pdf
- Mexican Ministry of Environment and Natural Resources, 2009. Special program on climate change 2009–2010. In: Commitment of the Government of Mexico to reduce the GHG emissions of Mexico by 2020 and 2050 (Version in Spanish) <http://www.semarnat.gob.mx/programas/semarnat/Paginas/PECC.aspx>
- Mexican Petroleum (PEMEX), 2012. EOR as a driver for CCS projects in Mexico. In: IEA-SENER Joint Workshop CCS in Mexico: Policy Strategy Options for CCS. Workshop Presentation, Mexico City, March 7–8, 2012 (available upon request).
- Mexican Ministry of Economy, 2012. Mexican electric sector prospective 2012–2026. In: Annually Revision of the Mexican electricity sector (Version in Spanish) <http://www.sener.gob.mx/res/PE.y.DT/pub/2012/PSE.2012.2026.pdf>

Initial Estimations for the Carbon Footprint of Projected EOR+CCS Operations in Mexico

Rodolfo LACY^{1,*}, Carlos SERRALDE² and Mabel VACA³

¹Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Blvd. Adolfo Ruiz Cortines #4209 Col. Jardines en la Montaña, Del. Tlalpan, C.P. 14210, Mexico City, Mexico

²Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente, Paseo de los Laureles 458, Col. Bosques de las Lomas, C.P. 05120, Mexico City, Mexico

³Departamento de Energía, Universidad Autónoma Metropolitana-Unidad Azcapotzalco, Av. San Pablo No. 180, Colonia Reynosa Tamaulipas, C.P. 02200, Mexico City, Mexico

*Corresponding author

Keywords: CCS, CCUS, EOR, CO₂, NGCC, Greenhouse gases, LCA, Climate change.

Abstract. Important mature oil fields are located in the Gulf of Mexico Region (GMR); some of these fields are suitable for future CO₂-Enhanced Oil Recovery (EOR) practices. This region also includes the largest industrial CO₂ emission sources in Mexico and the location of recommended large areas for geological storage of CO₂. Future EOR projects in this region may include Carbon Capture Use and Storage (CCUS) where CO₂ may be captured from nearby petrochemical and power plants. Industrial CO₂ may support the demand for EOR operations while also reducing Greenhouse Gas (GHG) emissions in Mexico. An early carbon capture strategy in Mexico would be feasible if the projects involved are financed with the economical benefits obtained from EOR practices, given the actual high costs of industrial carbon capture and geological storage. It is still unclear what kind of environmental impacts these CCUS with EOR operations may have; this paper includes first estimates of carbon footprint (CO₂ emissions) for a CCUS project case in GMR through the use of Life Cycle Assessment (LCA) methodology. Four different stages were selected for the LCA evaluation; these were *Site Preparation*, *Construction*, *Operation* and *Closure*. Preliminary results estimate a carbon footprint of 96.5 kg CO₂e ($\pm 5\%$) per barrel of oil (bbl) considering a 500 MW-NGCC plant as a 100 km distant CO₂ source.

Introduction

The use of CO₂ in the petroleum industry is very well recognized for the enhancement of matured oil fields; in this process, CO₂ is injected into the oil reservoir aiming to improve recovery rates. The company Petroleos Mexicanos (PEMEX), owned by the Government of Mexico, has revealed its interest in using up to 50 million tons of CO₂ per year for future EOR operations [1]. The GMR is a main economical area for the country where a considerable number of industrial facilities are located. Furthermore, it has already been identified that some of these facilities have emissions above 500,000 tons of CO₂ per year and it is anticipated that the GMR may produce around 20 million tons of CO₂ annually [2]. Also, PEMEX has identified in this region, naturally occurring CO₂ resources that could be used for EOR activities competing or completing anthropogenic sources. Fig. 1 shows the location of the oil field and power plants in the GMR evaluated in this report.

From the environmental and climate change perspective, it is estimated that more than 60% of CO₂ emissions in Mexico originate from the energy and transport sector [2,3] with 75% of the electricity generation deriving from fossil fuels [4]. The Government of Mexico has declared its commitment to reduce Mexico's GHG emissions by 30% by 2020 and 50% by 2050 [5].

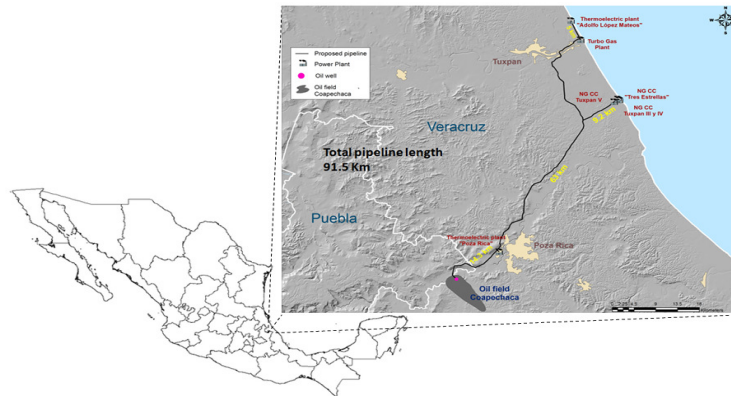


Figure 1. Location of some oil fields and CO₂ industrial sources in the Gulf of Mexico Region.

The fact that (i) the Mexican petroleum sector may be searching for CO₂ sources for future EOR operations and (ii) Mexico needs to reduce its GHG emissions, lead the Federal Government and stakeholders in the energy sector to evaluate the possibility of future CCUS projects in the GMR. This would include capturing CO₂ from industrial sources, using it for EOR activities and storage it geologically permanently. Economical and technical evaluations, assessments, investigations and research in these topics are currently taking place in Mexico.

One key element for the success of CCUS projects is the identification of different environmental impacts implied in all the processes involved in these operations. For instance, the estimation of GHG emissions during the lifetime of a project is a relevant factor that needs to be evaluated. One methodology that can be used for the estimation of different environmental impacts is Life Cycle Assessment (LCA); which includes different impact categories such as global warming potential, acidification, eutrophication and others.

LCA has become an important tool for defining low-carbon industrial strategies aiming to reduce impact on climate change. LCA is a methodology to evaluate environmental impacts associated with the different stages observed in the lifetime of a product or a project (i.e. from-cradle-to-grave). The outcome of a LCA study will help interested parties collecting relevant information on environmental aspects; such as energy and material inputs, identification of potential impacts, toxic releases, and others. LCA is the only methodology for the valuation of environmental externalities included in the ISO standards [6,7].

The present work is part of a 3-years research on the evaluation of LCA for the capture, use (EOR) and geological storage of CO₂ obtained from a 516MW Natural Gas Combined Cycle (NGCC) power plant located in the GMR. This paper presents preliminary results for the estimation of CO₂ emissions during the operation of a projected EOR field with a 30 years lifespan (EOR stage).

Life Cycle Assessment: Stages, Boundaries, and Elements

LCA has different impact categories such as acidification, eutrophication, global warming, human toxicity, water depletion, land ecotoxicity, among others. For the purpose of this paper, the impact category analyzed was the “*Global Warming Potential*” category that is expressed in emissions of CO₂ equivalent and it allows us to evaluate the amount of releases of GHG according to the products and operations classified within a delineated frontier.

The boundaries definition in a LCA study implies the delimitation of all unit operations considered for the environmental impact evaluation; including products, services, emission sources, energy needs, and other important aspects to be considered. Thus, all the aspects that will be evaluated for the LCA study need to be defined and characterized within these boundaries. This paper is part of a 3-year research on the utilization of LCA methodology for the evaluation of environmental impacts from a CCUS project. This research includes four principal stages: (1) electricity generation through a NGCC power plant, (2) capture of CO₂, (3) transport of CO₂ and (4) use of CO₂ for EOR operations. This paper presents the preliminary results of a LCA study obtained at the EOR stage. Fig. 2 shows

the elements defined in all the different stages for the overall research and highlights the LCA frontier in the EOR stage (this work).

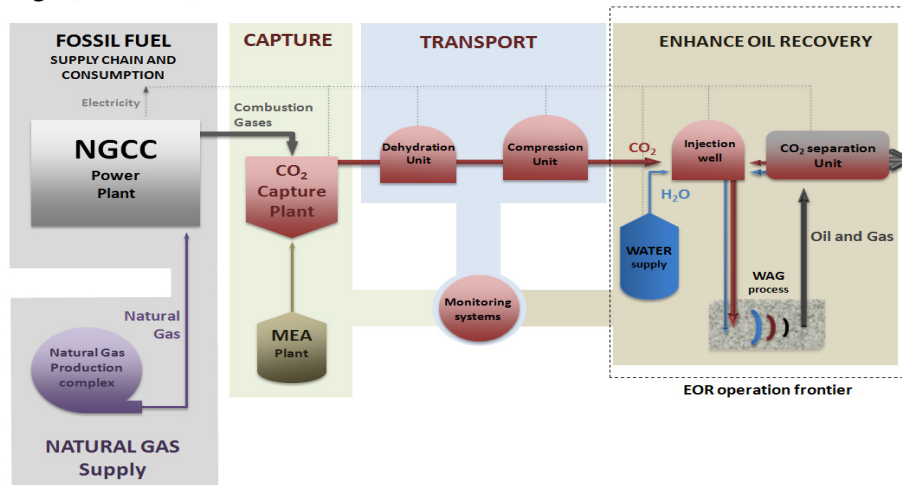


Figure 2. All stages included in the LCA research for a NGCC power plant with CCS and EOR; LCA frontier in the EOR operation process (this work).

WAG: Water Alternating Gas

The principal activities involved in the EOR stage include drilling and operation of CO₂-injection and production wells, construction and operation of oil-water separation on-site plants, construction and operation of water supply systems, well closure operations (CO₂ permanent geological storage), long-term ambient-CO₂ and water monitoring.

The functional unit selected for the LCA of the EOR operation is one oil barrel recovered per ton of CO₂ captured and injected. One important assumption in the boundaries presented in Fig. 2 is that all electricity used in each of the unit operation is generated by the NGCC power plant involved (stage 1); consequently, there is no indirect emissions (i.e. GHG, other contaminants) from imported electricity or *in situ* generation in oil fields.

The research is based on oil fields located in the Chicontepec Paleocanal due to the proximity to three important fossil-fuel power plants. Some researchers have reported CO₂-EOR test and simulations at these Chicontepecoil fields [8,9], the GHG values presented in this paper were based on technical information obtained from these works and the LCA methodology used by the National Energy Technology Laboratory (NETL) [10].

The EOR stage was divided into the following phases (including principal activities):

1. *Site preparation* (removal of vegetation for road and worksite access)¹
2. *Construction* (well drilling and cementing of injection and production wells)^{2,3,4,5,6}
3. *Operation* (injection of CO₂ in depleted oil fields)^{7,8,9,10,11}
4. *Closure* (cement filling of all wells)
5. *Monitoring* (monitoring of surface water and aquifers less than 100 m deep)

¹None existing old wells on site will be reused for the EOR operations

²The characteristics of injection and production wells were taken as identical for the LCA

³Steel tubing and accessories have a carbon intensity of 0.857 ton CO₂ per ton of steel [12]

⁴The carbon intensity taken value for the Mexican Portland cement was 0.82 ton CO₂ per ton of cement [2]

⁵It is estimated that a 20-d drilling operation (3,000 m deep) will emit 180 tons of CO₂ per well according to USEPA emission factors for *off road* equipment [13]

⁶This first estimation does not include the transfer of drilling equipment and *in situ* waste management

⁷According to [8], it is estimated that the CO₂ volume required to produce one oil barrel is 0.5194 tons (CO₂ injected at 2,000 psi)

⁸Taking into account tests in Mexican oil fields (Coyotes oil field, 6-month injection of 9,860 tons of CO₂ at 2,000 psi [9]), the estimated annual electricity consumption would be 21,286 MWh/y for the EOR operations during a 30-year lifespan

⁹The additional electricity consumption because of water injection would add 6,658 MWh for the 30-year period

¹⁰This study does not cover direct and indirect GHG emissions from equipments used in fluid management operations

¹¹It is estimated that 34 M of tons of CO₂ will be injected in the 30-year project period

Results

Table 1 enlists the preliminary results obtained in this study. Our calculations indicate that about 550,000 tons of CO₂ may be produced during the lifetime of the EOR project case. From the four stages, the operation stage presents almost 98% of the total GHG emissions. This high value is originated from the high electricity consumption during the 30-year operation (fossil fuel burn). The trend where high GHG emissions are linked to fuel consumption has been identified in previous studies found in the literature; for example, a study reported that major portions of the Global Warming Potential were generated from the fuel production chain in their LCA evaluations [11].

Taking into account that around 2 barrels of oil are recovered per one tone of CO₂ injected [8], we can estimate a carbon intensity of 0.55 ton of CO₂ per oil barrel. It has been reported that CO₂ losses in a CO₂ closed-loop can be as low as 0.3% [13]. The International Energy Agency recommends a maximum CO₂ leakage value of 0.01% of the CO₂ injected yearly [14]. Operations in the Weyburn project in Canada, where CO₂ is obtained from an industrial source located 300 km in USA, have reported a CO₂ storage of 98.5% and a CO₂ recycle rate of 60% [15]. These values support the fact that the estimated CO₂ emissions released from the geological formation, once CO₂ has been injected underground, is limited and that emissions are mainly generated in other stages in the system as we have seen in our research.

Generally, the LCA studies for EOR operations include the use of CO₂ obtained from natural sources. None study was found in the literature in relation to a Mexican case. This paper is part of a research project that will include the LCA of the whole chain of an CCUS project, including capture of CO₂ from a NGCC plant, transport, injection, and monitoring. The authors expect to present a paper during 2014 that will present the results obtained from the full LCA study for a Mexican case including capturing CO₂ from a NGCC power plant, transport and inject it into oil fields for EOR and environmental monitoring probing that CO₂ is safely storage underground.

Table 1. Initial estimates of GHG emissions produced in an EOR case project during its 30 years of lifetime.

Stage	Operation code	Quantity	GHG emissions [ton CO ₂]	Percentage [%]
(1) Site preparation	1A	19.03 [Ha]	33.27	≈ 0
	1B	190,305 [m ²], 376 [h]	113.38	
(2) Construction	2A	5,232 [ton]	4,483	2.3 %
	2B	5,000 [ton]	4,285	
	2C	35 [ton]	30	
	2D	1,769.34 [ton]	2,211.68	
	2E	160 [d]	1,440	
(3) Operation	3A	21,286 [KWh/y]	532,150	97.3%
	3B	6,658 [MW]	3,702	
(4) Closure	4A	1,471.85 [ton]	1,839.81	0.4 %
	4B	576 [h]	109	
(5) Monitoring	5A	276.21 [g/km]	8.28	≈ 0
	5B	*	9	
	5C	*	14.4	
0.01% -1% leakage**			113	≈ 0
Total			550,541.82	100%

Code: *1A*: removal of vegetation; *1B*: heavy machinery operation; *2A*: steel tubing used in wells; *2B*: steel contained in compressors, pumps, gas-liquid separation tanks, petroleum containers; *2C*: well and tubing, *2D*: cement used for well construction, *2E*: drilling of 8 wells with diesel-using driller; *3A*: electricity consumption for the injection of CO₂ at 2,000 [psi] during 30 years, *3B*: electricity consumption for water injection during 30 years; *4A*: use of cement for closure filling of wells, *4B*: mechanical operation of the portable-cement-mixer pump; *5A*: superficial atmospheric monitoring (emissions of a pick up truck RAM 1500, 2014 model), *5B*: monitoring of superficial water bodies, *5C*: monitoring of aquifers less than 100 m deep

*electricity and LP gas used in laboratory analysis

**The IEA proposes a 0.01% maximum leakage rate of the CO₂ injected yearly [15]. As 34 M of tons of CO₂ are injected in 30 years thus 1.13 M tons of CO₂ are injected yearly

References

- [1] Mexican Petroleum (PEMEX). EOR as a driver for CCS projects in Mexico. In: IEA-SENER Joint Workshop CCS in Mexico: Policy Strategy Options for CCS. Workshop presentation (2012) Mexico City, March 7-8.
- [2] Mario Molina Center. Regional and sectorial strategies for the achievement of sustainable development and low-carbon-intensity in Mexico. Centro Mario Molina Report (2011). Mexico City, Mexico (report in Spanish).
- [3] R. Lacy, C. Serralde, M. Climent & M. Vaca, Initial assessment of the potential for the future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*. 19 (2013) 212-219.
- [4] Mexican Ministry of Economy. Mexican electric sector prospective 2012-2026. In: Annually Revision of the Mexican electricity sector (version in Spanish).(2012). Information on:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf
- [5] Mexican Ministry of Environment and Natural Resources. Special program on climate change 2009-2010. In: Commitment of the Government of Mexico to reduce the GHG emissions of Mexico by 2020 and 2050 (version in Spanish) (2009).
- [6] International Standard organization (ISO). ISO 14040:2006 Environmental Management-Life Cycle Assessment-Principles and Framework (2006).
- [7] International Standard organization (ISO). ISO 14044:2006 Environmental Management-Life Cycle Assessment-Requirements and Guidelines (2006).
- [8] M. Abbaszadeh, M. Ohno, H. Okano, J. Morales, J. Riano. Reservoir characterization and CO₂-EOR injection studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, Mexico.(2008). International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 December 2008.
- [9] Narváez A. Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, “Chicontepec”. (2012). Mexican Engineering Academy, Dec, 2012.
- [10] Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE-NETL). Best practices for Carbon Storage Systems and Well Management Activities. (2011). DOE/NETL-2011/1458
- [11] B. Singh, A. Strømman & E. Hertwich. Comparative lifecycle environmental assessment of CCS technologies. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*. 5 (2011) 911-921.
- [12] World Steel Association. The Carbon footprint of steel. (2010). NSC Journal, Jan 2010.
- [13] S. Melzer. An update : US CO₂ EOR status (2012). Conference presentation at the “6th annual Wyoming CO₂ conference”. Enhance Oil Recovery Institute.
- [14] International Energy Agency (IEAGHG). Quantification techniques for CO₂ leakage. (2012).
- [15] N. Wildgust, C. Gilboy & P. Tontiwachwuthikul. Introduction to a decade of research by the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*. 16, Supplement 1 (2013) S1-S4.

Life-Cycle Assessment of Carbon Capture, Use and Geological Storage (CCUS) for linked primary energy and electricity production

Rodolfo Lacy^{1,2*}, Mario Molina^{3,4}, Mabel Vaca¹, Carlos Serralde⁴, Graciela Hernandez⁴, Gerardo Rios⁴, Erika Guzman¹, Ruben Hernandez², and Ricardo Perez²

¹Departamento de Energía, Universidad Autónoma Metropolitana-Unidad Azcapotzalco, Av. San Pablo No. 180, Colonia Reynosa Tamaulipas, C.P. 02200, Mexico City, Mexico

²Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Blvd. Adolfo Ruiz Cortines #4209 Col. Jardines en la Montaña, Del. Tlalpan, C.P. 14210, Mexico City, Mexico

³Department of Chemistry and Biochemistry, University of California, San Diego, La Jolla, CA 92093, USA

⁴Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente, Paseo de los Laureles 458, Col. Bosques de las Lomas, C.P. 05120, Mexico City, Mexico

*Corresponding author

Keywords: CCUS, CCS, EOR, CO₂, NGCC, Greenhouse Gases, LCA, Climate Change, GWP.

Abstract

Carbon capture, use and geological storage (CCUS) could be feasible when fossil fuel-power plants are close to oil and gas reservoirs where CO₂-enhanced oil recovery (EOR) technologies are applicable. In this research, we used a novel “well-to-well” approach that included the operations from natural gas production at oil field to CO₂ injection for EOR operations at depleted oil fields. This paper includes estimates for greenhouse gas (GHG) emissions arising from a hypothetical CCUS case with a natural gas combined cycle power plant (NGCC), by using Life-Cycle Assessment (LCA) methodology. Our research comprises a comparison with other electricity-generation technologies, including super critical pulverized carbon (SCPC), NGCC without CO₂ capture, geothermal, mini-hydro, wind and nuclear. The LCA stages that were undertaken in this study were *natural gas supply system*, *electricity generation*, *CO₂ capture*, *CO₂ transport*, *EOR operations* and *environmental monitoring*. Three different functional units were used in this study: MJ, kWh and produced oil barrel (bbl). Results indicate that the energy produced by the described CCUS system had an environmental impact on climate change (global warming potential) of 0.044 kg CO₂e/MJ. The NGCC power plant with carbon capture unit would produce 0.177 kg CO₂e/kWh, representing about 21% and 36% of the estimated values for the SCPC and NGCC (without CCS) cases respectively, and about 24% less greenhouse gas emissions than the geothermal scenario. The oil produced in the EOR stage had a greenhouse gas emission rate of 38 kg CO₂e per oil barrel and 251 kg CO₂e per oil barrel in the whole CCUS system.

1.0 Introduction

The largest industrial sources of greenhouse gas (GHG) in the world are electricity generation power plants based on fossil fuels (IPCC, 2014). As some of the world’s most important economies have proven fossil fuel reserves (e.g. oil, gas and coal) for decades to come, it is assumed that these

fuels will continue to lead the energy sector for the first half of this century. One approach that has been proposed for mitigating the effect of burning fossil fuels on climate change is carbon capture use and storage (CCUS) where industrial CO₂ is captured at the emission source, transported for use and finally injected underground for safe and permanent storage. Some studies suggest that industrial plants have large potential for capturing CO₂ from their air emissions; among these facilities are coal-fired and natural gas combined cycle (NGCC) power plants (IEA, 2007 and MIT, 2007). CCUS technology can serve as a bridge for the deployment of more environment-friendly energy technologies and as a mechanism for immediate reduction of direct emissions of current fossil fuel-power plants (Raveendran, 2009 and MIT, 2010).

In the last two decades, post-combustion CO₂ capture technologies have evolved from small to large industrial scales and are currently capable of capturing up to 1 million tons of CO₂ annually. These CO₂-capture technologies normally work based on the use of amines as a mean for absorbing CO₂ present in effluent gases. Similarly, international projects have proved adequate storage of CO₂ underground injected in saline aquifers or depleted oil fields after EOR operations (Mayer et al., 2013). Moreover, CO₂ is a well-known asset within the oil & gas industry as a fluid for improving recovery rates in depleted oil fields, i.e. CO₂-enhanced oil recovery (DOE/NETL, 2010) The unification of CCS technologies and the need for CO₂-EOR would help to close the carbon cycle in a CCUS project; however, it is still unclear if there are unidentified environmental impacts present in a CCUS project (Melzer, 2012).

Previous studies indicate that levelized costs of electricity for a new NGCC could increase up to 38% (*baseload*) and up to 50% (intermediate or peak load) when retrofitting an existing plant with Class F turbines. The cost for 1 ton of avoided CO₂ could reach \$125 USD if the plant is depreciated (Rubin & Zhai, 2012). In order to take these costs down, several options could be considered such as implementing a carbon tax on industrial emissions and using captured CO₂ for EOR operations.

Life Cycle Assessment (LCA) evaluates environmental effects related to all phases of the life of a product or process. LCA is a tool that can be used for evaluating different environmental impacts in a CCUS project linked to the production of electricity in fossil fuel power plants (Sathre et al., 2011). This paper provides an evaluation of a hypothetical CCUS case from a LCA perspective and “well-to-well” approach for a 516 MW NGCC power plant. The boundaries of the CCUS system included natural gas supply system, power plant, CO₂ capture plant, use (EOR) and geological storage of CO₂. The research focused on the estimation of CO₂ emissions during the operation of a 30-year CCUS system, including the use of around 1 M ton of CO₂ annually for EOR purposes.

Currently, there are no large scale (e.g. 1 M tons per year) CCS projects running for a NGCC power plant in the world. Low prices for natural gas increase the possibility of building more NGCC plants in North America in the near future. One example of this trend is observed in Mexico, which is contemplating an increase in its installed total capacity by 2026 to around 85,000 MW and NGCC plants will supply about 44,000 MW, representing almost 60% of the projected electricity need by 2026 (Mexican Ministry of Economy, 2014).

1.1 Proposed CCUS projects in Mexico (EOR-CCS)

The cost of CO₂ capture technologies is still high; however, economic benefits obtained from oil recovery through EOR operations could make it feasible to launch CCS projects in Mexico. CO₂ is increasingly used as a fluid by the oil industry for enhanced recovery (Blunt et al., 1993); for example, the state-owned company Petroleos Mexicanos (PEMEX) has identified potential oil fields in the Gulf of Mexico Region (GMR) suitable for CO₂-EOR and has estimated a need of up to 50 million tons of CO₂ per year (Lacy et al., 2013, Mexican Petroleum, 2012, and Abbaszadeh et al., 2008). The GMR is also an important zone for the country because many industrial facilities and

sources of industrial CO₂ are located in this region. Some of these facilities have reported CO₂ emissions of more than 500 tons per year and it is estimated that the region produces around 20 million tons of CO₂ per year (Mario Molina Center, 2011). Geographically, GMR is an excellent location for future CCUS projects in Mexico involving the use of industrial CO₂, EOR operations and underground storage (Davila et al., 2010 and North American Carbon Storage Atlas Organization, 2012).

Additionally, utilization of industrial CO₂ in the GMR would also help Mexico to reach its target of reducing its current GHG by 30% and 50% by 2020 and 2050 respectively (Mexican Ministry of Environment and Natural Resources, 2009). It is estimated that 75% of electricity generation in Mexico comes from power plants that use fossil fuels (Mexican Ministry of Economy, 2012). Mexico is increasing its use of Natural Gas Combined Cycle plants due to the low-cost of natural gas in recent years.

1.2 Life-Cycle Assessment as a tool for evaluating environmental impacts

Life-Cycle Assessment (LCA) applied to services or products has become an important tool for achieving low-carbon strategies (European Commission, 2013). The United Nations Environment Program (UNEP) and the Society for Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) are promoting the *Life Cycle Initiative* that focuses on the unification of methodologies used worldwide for life cycle inventories and impact assessment stages (UNEP/SETAC, 2011). This establishes the basis for a practical utilization of LCA at an international level based on the relatively newly revised international standards ISO-14040 and ISO-14044 (ISO, 2006a & 2006b). LCA is the only methodology for the assessment of environmental externalities that includes ISO guidelines. The first ISO series designated for LCA was developed in 1997 and revised in 2006 resulting in two different ISO guidelines: (i) ISO-14040 that describes principles and applications of LCA and (ii) ISO-14044 that defines requirements and guidelines.

LCA is a tool for the assessment of potential environmental impacts. Among the impact categories that can be included within the LCA is global warming potential (GWP) that uses CO₂e units (EPA, 2006), the more common unit in Climate Change mitigation strategies. An important factor for the implementation of CCUS projects is the identification of potential environmental impacts that can be present in the different operations (i.e. energy consumption and estimation of GHG emissions during the lifetime of a project).

LCA makes it possible to evaluate environmental impacts associated with all stages of a project (i.e. from-cradle-to-grave). The result of a LCA study may support stakeholders gathering relevant environmental data (i.e. energy and material inputs, identification of potential impacts, toxic releases) to be considered when designing the project or identifying different implications.

The selected software for the LCA was SimaPro[®]. This software can be used as a tool to collect, analyze and monitor the life cycle of products and services in relation to different environmental impacts. The software also integrates different databases and impact assessments and is regularly used for evaluations of carbon footprint.

2.0 Methods

2.1 Application of Life Cycle Analysis methodology

We employed an LCA method derived from the international standards ISO-14040 and ISO-14044 (ISO, 2006a & 2006b). The stages involved in this approach included: (i) selection of system frontiers and LCA objectives, (ii) assessment of life cycle Inventories (LCI), (iii) calculation of environmental impacts assessment, and (iv) interpretation. Stage (i) consisted of defining the conceptual model of the system that was being evaluated (i.e. CCUS base case). Stage (ii) included activities involving data acquisition and processing for each of the activities defined in stage (i). Special attention was put when processing LCI as this activity is an important component of the LCA because the direct effects that data quality has on final calculations. The environmental impacts were then calculated through the use of SimaPro[®] software in stage (iii).

2.2 Description of the hypothetical CCUS base case

The current high cost of CO₂ capture technology implies that early deployment of CCUS projects in Mexico may only occur if they are linked to EOR operations and directly supported by the economic benefits from oil recovery. For this reason, the selected case for this research considered EOR practices after obtaining industrial CO₂ from a NGCC power plant. This research considered a hypothetical case where a 516 MWe NGCC power plant was constructed, operated and dismantled. It was assumed that the power plant was located at the Gulf of Mexico Region and natural gas supply was situated about 640 km from the NGCC.

The exercise also implied that the CO₂ emitted from the NGCC ($\approx 3\%$ vol.) is captured through the use of a monoethanolamine (MEA) solution. Environmental impact calculations were also obtained for the construction, operation and dismantling of the CO₂ capture and MEA production plants. The CO₂ flow obtained would be highly concentrated ($>98\%$ vol.) and would need to be dehydrated and pressurized ($>1,450$ psi) before being transported to the oil field site for EOR operations. A recovery factor of 2 bbl per ton of CO₂ injected was assumed (DOE/NETL, 2011). Environmental impacts were also calculated for the construction, operation and dismantling of pipelines and oil wells.

2.2.1 Principal assumptions

Location

The hypothetical location of the NGCC power plant was near Tuxpan City and Poza Rica City, both located in the GMR (Figure 2.1). This location was selected due to the presence of: (i) potential nearby oil fields that are good candidates for receiving CO₂ for EOR operations and (ii) the presence of nearby fossil-fueled power plants.

Natural Gas supply

It was assumed that all natural gas that would be supplied to the NGCC power plant came from oil & gas fields located in Southeastern Mexico and operated by PEMEX and delivered via a 640 km pipeline¹. The gas would arrive to the Poza Rica City area through a new pipeline system along the Gulf of Mexico coast. The system also would include compression stations.

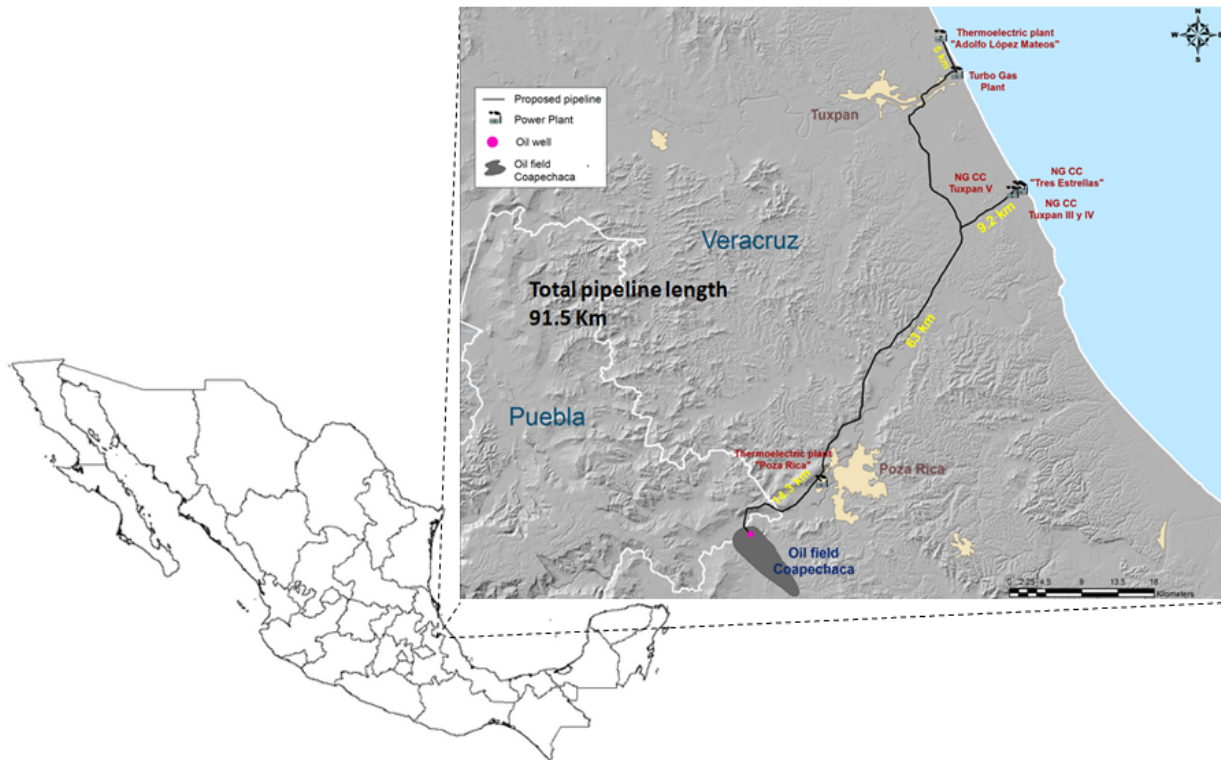


Figure 2.1. Location of some oil fields and CO₂ industrial sources in the Gulf of Mexico Region.

Power Plant

The principal characteristics of the NGCC power plant (Class F) that was chosen for this study as the reference plant are presented in Table 2.1.

Capture of CO₂

The CO₂ capture system selected would use advanced amines (MEA) where the effluent gases pass through a contact tower where CO₂ would be absorbed by the solvent. Then, the CO₂-enriched flow would be pre-heated before entering a stripper system where a flow rich of CO₂ would be generated. The capture system would require significant energy consumption with an average energy penalty of 25% (Marx et al., 2011), this energy demand would be provided by the NGCC power plant.

Transport of CO₂

Once the CO₂ was captured, it would be transported to the oil field where the EOR operations would take place. For this hypothetical exercise, the CO₂ would be transported in a super critical

¹ Approximate distance between the location of the natural gas fields and the location of the NGCC power plant.

state (>1,450 psi) (Kuzdal, 2012). Some important aspects to consider in the LCA of a CO₂-transport stage are the length and the physical characteristics of the pipeline as environmental impacts may depend on quantity of used materials and the pipeline route. This research assumed the construction of a new 91.5 km CO₂ pipeline in the Tuxpan-Poza Rica-Chicontepec region (Figure 2.1).

CO₂-EOR

There is little information in the literature regarding CO₂-EOR operations in Mexico (e.g. Abbaszadeh et al., 2008 and Narváez A., 2012). Coapechaca, Agua Fria and Tajin oil fields are located in the southern area of the Chicontepec reservoir and near to Poza Rica City. The application of alternate CO₂-water injection operations (WAG, Water Alterned Gas) in these fields is likely to increase oil production in spite of the presence of extreme heterogeneous characteristics. The EOR practices that include CO₂ pipelines and WAG operations would involve gas dehydration plants during the recycling process (DNV, 2010). This suggests the need for dehydration plants in order to eliminate excess water for corrosion prevention. Electricity used in the EOR operations would also come from the NGCC plant.

Final Geological Storage of CO₂ and Environmental Monitoring

From an environmental perspective, once EOR operations are completed at an oil field, it is necessary to prevent any potential leaks that may cause CO₂ escaping to the surface or to aquifers (Jones et al., 2009 and IEAGHG, 2014). It was assumed that environmental monitoring would take place in order to monitor that CO₂ was safely stored underground.

2.3 Selection of system frontiers and functional units

The definition of boundaries includes all unit operations involved in the selected CCUS base case; this comprises products, services, emission sources, energy needs, and other relevant aspects. Consequently, all the aspects evaluated in the LCA study were defined and characterized within these boundaries.

A novel “well-to-well” approach was developed and applied for the selected CCUS system, the model represents the main activities involved in the CCUS system from natural gas extraction (*initial well*) to injection of CO₂ for EOR purposes (*final well*). The model included the most important activities involved at the stage of supplying natural gas to the NGCC plant, including extraction of natural gas at oil field and its transport to the power plant. To the knowledge of the authors, a model that included these frontiers has not been published in the literature before; most of the reported works for LCA of CCUS systems considered the processes present at power plant as the initial border for their studies (Jaramillo et al. 2009; Hussain et al., 2013 and Hertwich et al., 2008).

The six principal phases that were included within the LCA frontiers are illustrated in the CCUS conceptual model shown in Figure 4.1: (1) natural gas supply system², (2) electricity generation through a NGCC power plant³, (3) capture of CO₂^{4,5}, (4) transport of CO₂⁶, (5) use of CO₂ for EOR operations^{7,8} and (6) environmental monitoring.

² Only Mexican NG sources were considered

³ Construction and operation of a NGCC (Class F turbine)

Table 2.1. General characteristics of the selected NGCC power plant case

Parameter	Average
Fuel	Natural Gas
Type of power plant	Class F
Net potency	516 MWe*
Lifespan	30 years
Average plant factor	80%
Net potency with CO ₂ capture	450 MW
Net efficiency	56.6% LHV
Net efficiency with CO ₂ capture	48.4% LHV
Relative decrement of net efficiency	-15%
CO ₂ emissions	370 kg/MWh
CO ₂ emissions with CO ₂ capture	55 kg/MWh
Tons of CO ₂ captured	1,164,031 tCO ₂ /y
CO ₂ flow processed at capture plant	53 kgCO ₂ /s
Cost of avoided CO ₂	80 USD/ton
Relative increase of overnight cost	82%
Relative increase of levelized electricity cost	33%
Basic goods	
without CO ₂ capture	
Natural gas	0.133 kg/kWh
Water	0.160 kg/kWh
with CO ₂ capture	
Natural gas	0.156 kg/kWh
Water	3.52 kg/kWh
MEA	6.49 x 10 ⁻⁷ kg/kWh

*two 250 MW units

There are three different functional units used in this research MJ, kWh and bbl. The functional unit used for the “well-to-well” CCUS system is the total energy production and is expressed in MJ. Additionally, it was considered that the CCUS system would generate two different energy sub-products regarding (i) the primary energy produced measured in oil barrels (bbl) and (ii) the electricity dispatched from the NGCC power plant to the distribution grid and measured in kWh. The main components that were used for the calculations of the environmental impacts according to the processes defined in Figure 4.1 included consumption of fuels (e.g. natural gas, gasoline and diesel), consumption of chemicals and water, air pollutant emissions, wastewater discharges, industrial solid wastes management, and consumption of construction materials (e.g. cement and steel).

⁴ Construction and operation of a CO₂ capture plant (post-combustion type and use of MEA as solvent)

⁵ Construction and operation of MEA plant

⁶ Transport of CO₂ to oil field, including construction and operation of dehydration plants and pipelines

⁷ Construction, operation and closure of CO₂ injection wells, production wells, In Situ oil and gas separation plants

⁸ Construction and operation of water supply systems for injection well

One relevant assumption applied for the CCUS system studied was that all electricity used for each of the unit operations identified in the CCS and EOR components would come from the NGCC power plant. Therefore, there were no indirect GHG or air pollutants emissions caused by electricity imports from other sources or *in situ* electricity generation at oil fields or pipelines.

Additionally, the following information was included within the system boundaries: fuel consumption (natural gas, gasoline and diesel); chemicals consumption and other electricity-generation goods; water consumption; consumption of electricity; atmospheric emissions, water discharges, management of solid wastes and use of construction materials according to previous research studies (Jaramillo et al., 2009 and Koornneef et al., 2008).

2.4 Life-Cycle Inventories

All life-cycle inventories (LCI) generated for each of the system components illustrated in Figure 4.1 were obtained from international databases (*DK Input Output Database 99, Dutch Input Output Database 95, Ecoinvent system processes, Ecoinvent unit processe, ELCD, EU & DK, Input Output Database, Industry data 2.0, Methods, Swiss Input Output Database, USA Input Output Database, USA Input Output Database 98, USA Input Output Database System Expansion and USLCI*). These data were updated for our research according to estimates that were more appropriate for the Mexican scenario. Some of the data bases that were utilized through SimaPro® included:

2.5 Environmental Impact Assessment category and evaluation method

Impact categories represent the main areas of interest that will be evaluated in a LCA. Environmental impacts are quantified and evaluated according to the selected and defined impact categories. The main impact category analyzed in this study was “*Global Warming Potential*” (GWP) expressed in emissions of equivalent CO₂ (CO₂e).

All the calculations for the evaluated processes were obtained once data bases were established in the SimaPro® environment. All inventories were referred to the established functional units: MJ for the CCUS, kWh and oil barrel extracted through EOR operations (bbl).

The evaluation method used in this research was CML 2001, developed by the Center of Environmental Science at the University of Leiden, Netherlands (Guinée et al., 2001). This method focuses on the identification of environmental hazards through a hierarchical ranking of inputs (i.e. raw materials, contaminants, energy) in each operation unit.

The model CML 2001 that was used for this CCUS system included the application of a life-cycle concept to fossil fuel GHG emissions (“well-to-well” approach), all primary and secondary energy (fossil fuel) sources and consumption that were involved in different operation units (electricity generation, CO₂ capture, and EOR) were included. Downstream processes involved in oil extraction practices were not included in order to reduce model uncertainty.

4.0 Results and discussion

The carbon footprint results of the evaluated CCUS system are shown in Figure 4.1 and organized according to the three functional units that were selected: MJ, Kwh and bbl. Under the CCUS system described: 270 m³ of natural gas are required to generate 1,233 kWh and produce one oil barrel. The energy output of the CCUS system is 10,822 MJ with a positive net balance of 7% (717 MJ) due the EOR productivity.

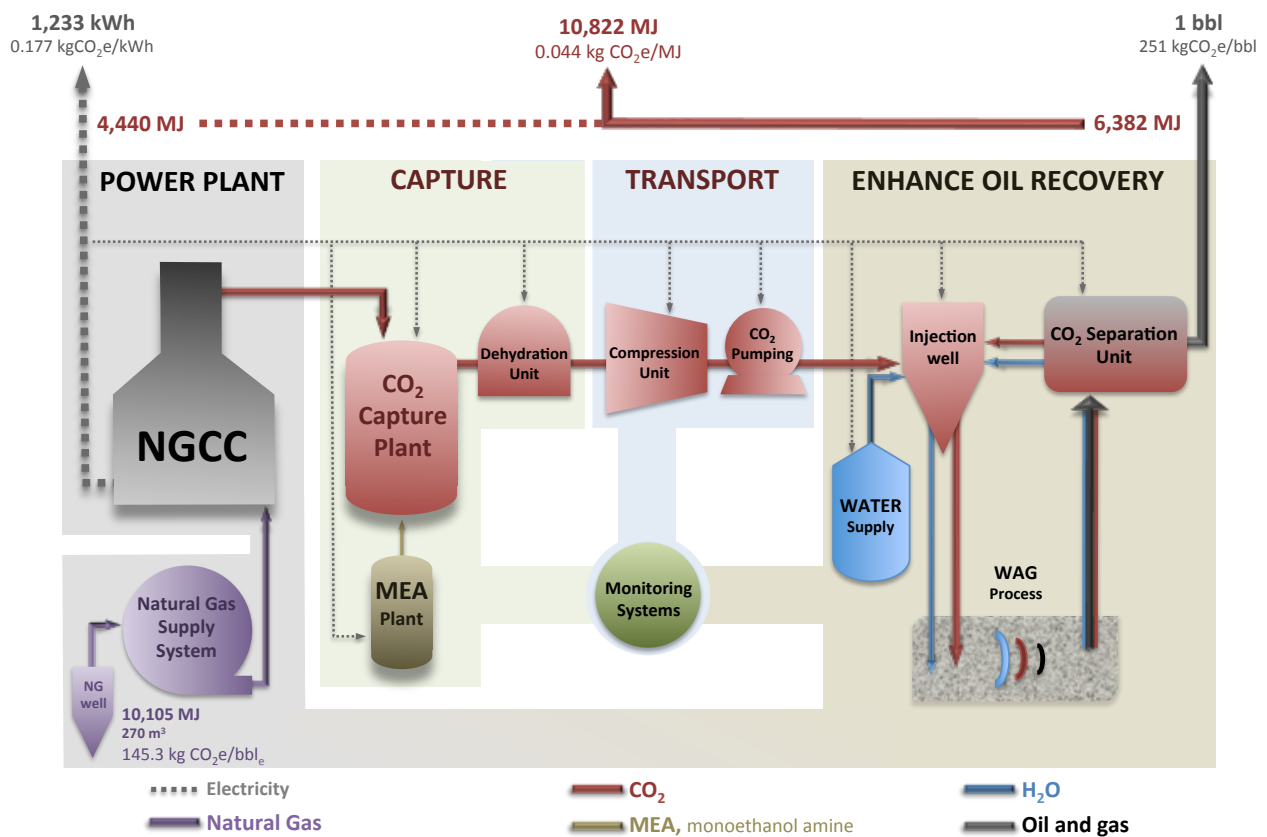


Figure 4.1. CCUS conceptual model and its carbon footprint through a “well-to-well” LCA approach.

4.1 GWP environmental Impact

Table 4.1 presents the environmental impact results obtained through SimaPro[®] simulations. The results are categorized according to the three different functional units (MJ, kWh, and bbl) used in this CCUS system and the Global Warming Potential. The simulations indicate that the highest impact was observed at the Global Warming Potential, mainly because of the CO₂ and CH₄ emissions involved in the processes and operations evaluated. The carbon footprint values obtained for the three functional units were 0.044 kg of CO₂e per MJ, 0.177 kg CO₂e per kWh

and 250.6 kg CO₂ per oil barrel. To the knowledge of the authors, there is not a reported study that has reported the LCA of a CCUS system with the functional units and frontiers defined in this study.

Table 4.1. Estimated GWP obtained in the LCA for a CCUS system

		ELECTRICITY	PRIMARY ENERGY	CCUS SYSTEM
ENERGY INVOLVED	Natural Gas supply to the CCUS system	270 m ³ 10,105 MJ		
	Energy Produced	1,233 kWh 4,400 MJ	1 bbl 6,382 MJ	10,822 MJ
Global Warming Potential (GWP _{100 years})		0.177 kg CO ₂ e/kWh	250.6 kg CO ₂ e/bbl	0.044 kg CO ₂ e/MJ

4.1.1 Contribution of each CCUS stage on GWP

The proportion of each environmental impact for each of the CCUS components according to the two respective final products: electricity (kWh) and oil (bbl) is summarized in Table 4.2. For the oil barrel case, the total carbon foot print (GWP) for all stages evaluated was 250.59 kg CO₂e/bbl. Results indicate that the natural gas supply to the NGCC power plant had the largest impact on the GWP category; this stage considered all the operations and activities related to extraction, processing and transport (to NGCC) of conventional natural.

Table 4.2. Estimated GWP for each of the CCUS stages

	kg CO ₂ e/bbl	kg CO ₂ e/kWh
Conventional on-shore Natural Gas supply	139.56	0.098
Electricity generation (NGCC)	79.13	0.056
Capture of CO ₂ (MEA)	13.88	0.00987
CO ₂ dehydration & compression	0.70	0.000498
CO ₂ transport (pipelines)	10.20	0.007
Enhance Oil Recovery (EOR)	7.10	0.00505
TOTAL	250.6	0.177

The estimated carbon intensity from the natural gas supply stage was 139.56 kg CO₂/bbl, representing about 56% of the total carbon generation per oil barrel. The NGCC power plant contributed 79.13 kg CO₂e/bbl whereas the CO₂ capture plant generates 13.88 kg CO₂e/bbl, representing a 31.5% and 5.5% of the total carbon footprint respectively. Previous research has reported simulations where the highest generation of GHG emissions in a CCS project was found at the power plant because of energy consumption (Schreiber et al. (2011), Singh et al. (2011) and Modahl, et al. (2011) for LCA-CCS studies) and (Jaramillo et al. (2009) and Hertwich et al.

(2008) for CCS+EOR studies). The present study also included an initial stage that considered the production of primary energy within the LCA boundaries (e.g. natural gas supply), which became the most important source of CO_{2e} in the system. The contribution to the global warming potential of the dehydration, compression and transport of CO₂ represented only a 4% of the total.

The cumulative CO₂ contribution originated during the EOR stage includes CO₂ capture (13.88 kg CO_{2e}/bbl), dehydration and compression (0.70 kg CO_{2e}/bbl), transport (10.20 kg CO_{2e}/bbl) and EOR practices (7.10 kg CO_{2e}/bbl), and is estimated at 31.88 kg CO_{2e}/bbl. The last value represents a 37% reduction of the historic U.S. average of 51 kg CO₂/bbl according to DOE/NETL (2010) when using anthropogenic CO₂ sources.

4.2 Estimated CO₂ emissions for a CCUS project running for 30 years

Estimates for CO_{2e} emissions associated with the operation of a CCUS project for a 30-year lifespan are presented in Table 4.3. For this example, the CCUS project was based on the following stages: (i) electricity generation (including capture and compression of CO_{2e}), (ii) transport, (iii) EOR operations, (iv) environmental monitoring, and (v) leakage (1% leak rate). The accumulated CO₂ emissions found in this exercise indicate that 7.743 M tons of CO_{2e} would be directly emitted during this project lifespan. Almost 81% of these emissions would be generated during the electricity generation stage. The transport and EOR stages would produce around 9% and 6.2% respectively of the total CO₂ emissions.

Table 4.3. CO₂ emissions in different phases associated with a CCUS project running for 30 years.

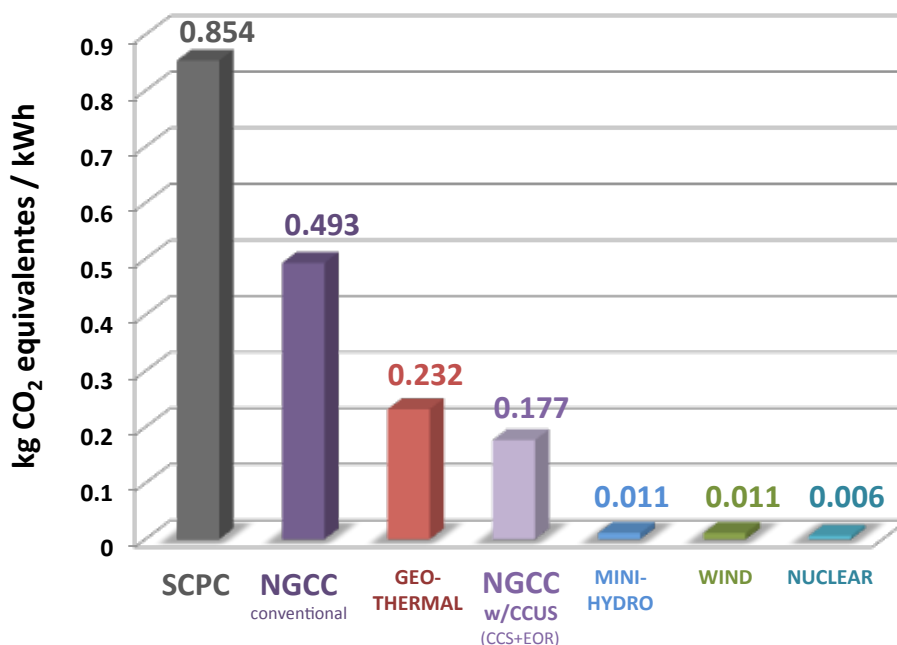
	Uncontrolled Direct Emissions		Controlled Emissions Mton CO ₂
	Mton CO _{2e}	%	
Electricity generation, includes capture & compression	6.242	80.6	33.53 captured at plant
Transport	0.687	8.9	Not Applicable
EOR	0.478	6.2	It is assumed that 100% of the captured CO ₂ is injected to the oil reservoir in a closed-loop operation
Environmental Monitoring	32 x 10 ⁻⁶	0.0	Not Applicable
Leakage (1% max)	0.335	4.3	-0.335
TOTAL	7.743	100.0	33.19 final geologic stored

This research also illustrates that 33.53 million tons of CO₂ would be captured at the NGCC power plant during this 30-year period. This CO₂ would be (i) controlled as GHG emissions and

(ii) available for the oil industry interested in EOR⁹. The captured amount of CO₂ would represent about 85% of the total emissions if the NGCC power plant did not have a capture system. It is estimated that captured CO₂ is about 0.315 kg CO₂/kWh and avoided CO₂ is 0.268 kg CO₂/kWh after energy penalties due to MEA capture process.

4.3 Comparison of environmental impacts of different energy generation technologies (functional unit: electricity)

Mario Molina Center (2013) carried out a LCA study for Super Critical Pulverized Coal (SCPC) power plant (700 MW), NGCC without CCS (516 MW), Wind (300 MW), Geothermal (50 MW), Mini-hydro (12 MW) and Nuclear (1,400 MW) technologies. Their study also included GWP category results. All of these cases used a LCA approach that included a fuel procurement stage, similar to the “well-to-well” approach used in this study.



(Source: this study and Mario Molina Center, 2013)

Figure 4.2. Comparison of GWP in the LCA for a CCUS and other energy technologies (Functional Unit: kWh).

As a mean of comparison of impact values observed at different electricity generation technologies, Figure 4.2 shows Mario Molina Center (2013) GWP findings and our GWP estimates, both studies based on a functional unit of one kWh. The highest value was obtained at the super critical pulverized-carbon (SCPC) power plant option, 0.854 kg CO₂e/kWh. This was followed by 0.493 kg CO₂e/kWh for the NGCC case whereas the geothermal case had a value of 0.232 kg CO₂e/kWh. The geothermal value was found to be slightly larger than our CCUS case

⁹ PEMEX has reported its interest in obtaining large amounts of CO₂ for EOR projects along the Gulf of Mexico Region (Lacy et al., 2013)

observed at 0.177 kg CO₂e/kWh. The results obtained for the other scenarios (mini-hydro, wind and nuclear) showed significantly lower GHG emissions in the range of 0.011 and 0.006 kg CO₂e/kWh.

According with the CCUS system evaluated, GHG emissions from the NGCC power plant included would represent only around 21% of the estimated values for the SCPC power plant and 36% of the value obtained in the conventional NGCC scenario, without CCS. Results also indicate that the CCUS system produces about 21% fewer CO₂ emissions per kWh dispatched than the stand-alone geothermal scenario, which means that both technologies could have similar carbon footprint.

4.4 Sensitivity analysis for the CCUS model

For the sensitivity analysis, several technological and operational variables were considered and modified. The selected variations were defined according to international and national trends in the electricity and oil sectors and to the development of new products and technologies with better performances. The variables that were modified during the sensitivity analysis are listed as follows:

- **Use of Type G turbines.** In the original case, the NGCC power plant used Type F turbines. The sensitivity analysis included the use of state-of-the-art Type G turbines as this technology may represent an efficiency increase of 5% or higher (IEA, 2012).
- **Use of MEA solution with 38% higher efficiency.** MEA is still the most used solvent for the capture of CO₂ in industrial plants; manufacturers are currently developing enhanced MEA solutions for better performance (Masaka, 2012).
- **Use of Shale Gas.** Conventional Natural Gas was used for the original case simulations. As Mexico is currently evaluating the possibility of producing shale gas, this source may become an important supply for NGCC power plants. Another factor considered was that some researchers have reported that GHG emissions generated from shale gas production are lower than conventional natural gas production (Burnham et al., 2012).
- **Use of energy from the electricity grid.** The original scenario only considered the use of energy generated at the NGCC. The use of electricity taken from the electricity grid may represent a higher carbon footprint (DOE/NETL, 2010).
- **Increase of natural gas leakage rate.** Leakage rate in the natural gas supply system was increased from 1.4% to 3.6% (Brandt et al., 2014)
- **Use of higher oil recovery rate.** The oil recovery rate established for the CCUS initial scenario was 2 oil barrels recovered per 1 M tons of CO₂. However, PEMEX has reported that this value could be increased up to 5 barrels (PEMEX, 2012).

The sensitivity analysis responded appropriately to the induced modifications, Table 4.4 and Figure 4.3 show the observed variations. The sensitivity analysis values illustrated in Table 4.4 were organized according to the specific electricity use, electricity generated at the NGCC power plant; this proportion represented 87% dispatched to the electricity grid, 3% used within the power plant, and 10% used in CCS+EOR activities.

The sensitivity analysis indicated that higher reductions of Global Warming Potential were obtained for the modeled CCUS system when EOR practices included a higher recovery factor of oil barrels per ton of CO₂ and when more efficient turbines (Type G) were used in the NGCC. A significant change that was observed was when the oil recovery rate was increased from 2 to 5 barrels recovered per ton of CO₂; this change implied reductions of about 3.5% of the total CO₂e emissions. Another variable that had a positive impact was the change from Type F to Type G turbines in the NGCC power plant; this enhanced a reduction in CO₂ emissions on the CCUS system by 3%. The combination of more productive EOR sites and the use of more efficient turbines in the NGCC power plant may represent a relevant factor to consider reducing environmental impacts and increase the energy efficiency of a CCUS system.

As expected, higher CO₂e emissions were observed when energy is supplied by the electricity grid and the rate of natural gas leaks increased. In Mexico, about 48% of the electricity is still generated by the use of coal, fuel oil, and other heavy fuels from the oil industry (CFE, 2012) with higher GHG emissions rates than those observed at a NGCC power plant.

It is possible that CH₄ emissions from natural gas systems are underestimated; recent studies reported that actual leaks could be up to 50% higher than previous estimations (Brandt et al., 2014). The rate of natural gas leaks in the supply system is relevant and could increase 1% of the GHG emissions in the CCUS system evaluated.

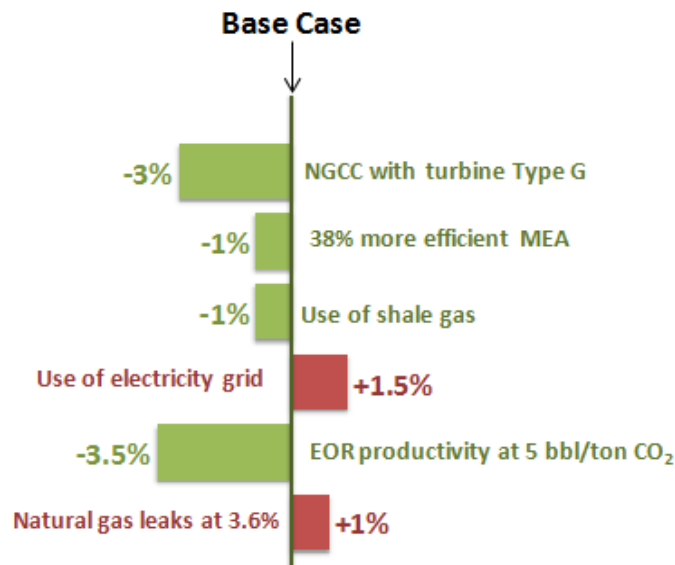


Figure 4.3. Sensibility analysis results after modifying strategic variables.

5.0 Conclusions

This paper presents a conceptual model used for the evaluation of environmental impacts generated in the different practices involved in a CCUS project through a novel “well-to-well” LCA approach. The functional unit selected for the CCUS system was MJ, with secondary functional units for the CCS and EOR components, kWh and bbl respectively. Different stages were included in the LCA approach from natural gas supply to permanent CO₂ geological sequestration; including capture, transport, use in EOR and final geologic storage of CO₂. The results presented in this paper support the use of LCA methodologies for the evaluation of GWP environmental impacts of potential technologies that may be used in the future for electricity generation.

The Global Warming Potential values obtained for the three functional units evaluated were 0.044 kg CO₂e/MJ, 0.177 Kg CO₂e/kWh and 250.6 kg CO₂e/bbl. The kWh functional unit category showed that the stages with major contributions were “natural gas supply” and “electricity generation” with approximately 56% and 32% of the total CO₂e emissions. These results also indicate that CCUS practices may be compared to geothermal energy in terms of the carbon foot print generated, 0.177 and 0.232 kCO₂e/kWh respectively, or Global Warming Potential.

Tabla 4.4. Sensitivity Analysis

ACTIVITY		BASE CASE	NGCC turbine Type G	Variability according to base case	38% more efficient MEA	Variability according to base case	Use of shale gas	Variability according to base case
NGCC Electricity to grid	87%	14,226,770	13,753,208	-3.33%	14,233,171	-0.04%	14,073,529	-1.08%
NGCC Self consumption	3%	433,484	419,055	-3.33%	427,641	-1.35%	428,815	-1.08%
CCUS	10%	2,146,441	2,146,411	0%	1,987,762	-7.39%	2,146,411	0%
TOTAL	100%	16,806,666	16,318,675	-2.9%	16,648,575	-0.94 %	16,648,756	-0.94%

ACTIVITY		BASE CASE	Use of electricity grid	Variability according to base case	EOR productivity at 5 bbl/ton CO ₂	Variability according to base case	Natural gas leaks at 3.6 %	Variability according to base case
NGCC Electricity to grid	87%	14,226,770	14,225,917	-0.01%	14,605,163	+2.66%	14,394,347	+1.17%
NGCC Self consumption	3%	433,484	433,458	-0.01%	445,014	+2.66%	438,560	+1.17%
CCUS	10%	2,146,441	2,396,961	+11.67%	1,166,545	-45.65%	2,146,411	0%
TOTAL	100%	16,806,666	17,056,337	+1.49%	16,216,723	-3.51%	16,978,318	+1.02%

6.0 References

- Abbaszadeh M., Ohno M., Okano H., Morales J., Riano J., 2008. Reservoir characterization and CO₂-EOR injection studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, Mexico. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 December 2008.
- Adeosun, A., Hadri, N. Goether, E. and Abu-Zahra, M., 2013. Absorption of CO₂ by Amine Blends Solution: An Experimental Evaluation. Research Inventy: International Journal of Engineering and Science. Vol. 3, Issue 9, pp 12-23.
- Blunt, M., Fayers, J., Franklin, M.O., 1993. Carbon dioxide in enhanced oil recovery. Energy Conversion Management 34 (9-11), 1197–1204.
- Brandt A.R., Heath G.A., Kort E.A., O’Sullivan F., Pétron G., Jordaan S.M., Tans P., Wilcox J., Gopstein A.M., Arent D., Wofsy S., Brown N.J., Bradley R., Stucky G.D., Eardley D. and Harriss R., 2014. Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. Science, Vol. 343, 733-735.
- Burnham A., Han J., Clark C. E., Wang M., Dunn J. B. y Palou-Rivera I., 2011. Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. Environmental Science & Technology 2012, 46, 619-627.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2012. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026. (Document in Spanish).
- Dávila, M., Jiménez, O., Castro, R., Arévalo, V., Stanley, J., Meraz, L., 2010. A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage. Int. J. Phys. Sci. 5 (5), 408–414.
- Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE/NETL), 2010. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
- Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE/NETL), 2011. Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with “Next Generation” CO₂-Enhance Oil Recovery (CO₂-EOR). DOE/NETL-2011/1504. Activity 04001.420.02.03.
- Det Norske Veritas (DNV), 2010. Recommended Practice DNV-RP-J202. Design and Operation of CO₂ Pipelines.
- Energy Information Administration, 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. April 2011.
- Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Life Cycle Assessment: Principles and Practice. EPA/600/R-06/060.
- European Commission, 2013. Roadmap for the European Platform on Life Cycle Assessment: facilitating data collection and sustainability assessments for policy and business. Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability.
- Guinée, J.B.; Gorree, M.; Heijungs, R.; Huppes, G.; Kleijn, R.; de Koning, A.; van Oers L.; Wegener S.A.; Suh, S.; Udo de Haes H.A.; de Bruijn H.; van Duin R.; Huijbregts M.A.; Lindeijer E.; Roorda, A.A. and Weidema B. P., 2001. Life cycle assessment; An operational guide to the ISO standards; Characterisation and Normalisation Factors. Retrieved 17.02.2004.
- Hertwich E.G., Aaberg M., Singh B. y Stromman A. H., 2008. Life cycle assessment of carbon dioxide capture for enhanced oil recovery. Chinese Journal of Chemical Engineering, 16(3), 343-353.
- Hussain D., Dzombak D. A., Jaramillo P. y Lowry G. V., 2013. Comparative lifecycle inventory (LCI) of greenhouse gas (GHG) emissions of enhanced oil recovery (EOR)

- methods using different CO₂ sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 16(2013), pp. 129 a 144.
- International Standards Organization (ISO), 2006a. ISO 14040-Environmental Management-Life Cycle Assessment-Principles and Framework. International Standards Organization, Geneva, Switzerland.
 - International Standards Organization (ISO), 2006b. ISO 14044-Environmental Management-Life Cycle Assessment-Requirements and Guidelines. International Standards Organization, Geneva, Switzerland.
 - International Energy Agency (IEA), 2007. Fossil fuel-fired power generation: Case studies of recently constructed coal- and gas-fired power plants. IEA publication <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3752,en.html>
 - International Energy Agency (IEA), 2012. Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System.
 - IEAGHG, 2012. Quantification Techniques For CO₂ Leakage. Report: 2012/02. January 2012.
 - Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2005. Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC publication <http://www.ipcc-wg3.de/special-reports/special-report-on-carbon-dioxide-capture-and-storage>
 - Jaramillo, P., Griffin W. M. y McCoy, S.T., 2009. Life cycle inventory of CO₂ in an enhanced oil recovery system. *Environmental Science Technology*, 43, 9027-9032.
 - Jones, D G, Barlow, T, Beaubien, S E, Ciotoli, G, Lister, T R, Lombardi, S, May, F, Möller, I, Pearce, J M y Shaw, R A, 2009. New and established techniques for surface gas monitoring at onshore CO₂ storage sites. *Energy Procedia*, 1, 2127—2134.
 - Koornneef, J., van Keulen, T., Faaij, A. and Turkenburg, W., 2008. Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Vol. 2, pp. 448-467.
 - Kuzdal M., 2012. The Past, Present, and Future of CO₂ Compression. *Carbon Capture Journal*, Num. 29, Sept-Oct 2012.
 - Lacy R., Serralde C., Climent M. & Vaca M., 2013. Initial assessment of the potential for the future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*. 19 (2013) 212-219
 - Mario Molina Center, 2011. Regional and sectorial strategies for the achievement of sustainable development and low-carbon-intensity in Mexico. Centro Mario Molina Report (2011). Mexico City, Mexico (report in Spanish)
 - Mario Molina Center, 2013. Regional and sectorial strategies for the achievement of sustainable development and low-carbon-intensity in Mexico/Life Cycle Analysis: Electricity. Centro Mario Molina Report (2013). Mexico City, Mexico (report in Spanish)
 - Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2007. The future of coal. In: *Interdisciplinary MIT*. <http://web.mit.edu/coal/>
 - Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2010. Role of Enhanced Oil Recovery in Accelerating the Deployment of Carbon Capture and Sequestration.
 - Marx J., Schreiber A., Zapp P., Haines M., Hake J-Fr. y Gale J., 2011. Environmental evaluation of CCS using life cycle assessment –a synthesis report. *Energy Procedia*, 4, 2448-2456.
 - Masaka I., 2012. Mitsubishi Heavy Industries Inc. Flue Gas CO₂ Capture Technology and Its Commercial Experiences.
 - Mayer B., Shevalier M., Nightingale M., Kwon J., Johnson G., Raistrick M., Hutcheon I. and Perkins E., 2013. Tracing the movement and fate of injected CO₂ at the IEA GHG

- Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage project (Saskatchewan, Canada) using carbon isotope ratios. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 16S, pp. S177-S184.
- Melzer L. S., 2012. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR): Factors Involved in Adding carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery. Report for the National Enhanced Oil Recovery Initiative, Center for Climate and Energy Solutions. February 2012.
 - Mexican Ministry of Economy, 2012. Mexican electric sector prospective 2012-2026. In: Annually Revision of the Mexican electricity sector (Spanish version) <http://www.sener.gob.mx/res/PE y DT/pub/2012/PSE 2012 2026.pdf>
 - Mexican Ministry of Environment and Natural Resources, 2009. Special program on climate change 2009-2010. In: Commitment of the Government of Mexico to reduce the GHG emissions of Mexico by 2020 and 2050 (Spanish version).
 - Mexican Petroleum (PEMEX), 2012. EOR as a driver for CCS projects in Mexico. In: IEA-SENER Joint Workshop CCS in Mexico: Policy Strategy Options for CCS. Workshop presentation Mexico City, March 7-8.
 - Modahl I. S., Nyland C. A., Raadal H. L., Karstad O., Tore, A. T. and Hagemann R., 2011. Lyfe cicle assessment of gas power with CCS – a study showing the environmental benefits of system integration. *Energy Procedia*, No. 4, 2470-2477.
 - Narváez A., 2012. Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, “Chicontepec”. Mexican Academy of Engineering. (Report in Spanish).
 - North American Carbon Storage Atlas Organization, 2012. North American Carbon Storage Atlas 2012. [http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon seq/refshelf/NACSA2012.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshelf/NACSA2012.pdf)
 - Raveendran S., 2013. The Role of CCS as a Mitigation Technology and Challenges to its Commercialization. MSc. Thesis, Massachusetts Institute of Technology (MIT), June 2013.
 - Rubin E.S. & Zhai H., 2012. The Cost of Carbon Capture and Storage for Natural Gas Combined Cycle Power Plants. *Environmental Science and Technology*. 2012, vol. 46, 3076-3084.
 - Sathre R., Masanet E., Cain J. and Chester M., 2011. The role of Life Cycle Assessment in identifying and reducing environmental impacts of CCS. U.S. Department of Energy, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
 - Schreiber A., Zapp P. y Marx J., 2011. Meta-Analysis of Life Cycle Assessment Studies on Electricity Generation with Carbon Capture and Storage. *Journal of Industrial Ecology*, Vol. 16, No. S1.
 - Singh B., Stromman A.H. and Hertwich, E.G., 2011. Comparative impact assessment of CCS portfolio: Life Cycle perspective. *Energy Procedia*, No. 4, pp. 2486-2493.
 - UNEP/SETAC Life Cycle Initiative, 2011. Towards a Life Cycle Sustainability Assessment. Making informed choices on products. DTI/1412/PA.