

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“OXY-COMBUSTIÓN APLICADA A LA
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO
(CO₂ EOR) EN EL NOROESTE PERUANO”**

TESIS

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO PETROQUÍMICO**

PRESENTADO POR:

JOSE LUIS SARÁCHAGA ESTEVES

PROMOCIÓN 2007 – II

LIMA – PERU

2013

DEDICATORIA

A mi madre e hijas Camila y Letizia

*A Lala, mi madre; por haberme apoyado en todo momento
y por la motivación constante que me ha permitido ser una
persona de bien.*

*A mis pequeñas Camila y Letizia, por ser la motivación
para enfrentar todo desafío que se presente en mi vida
personal y profesional.*

AGRADECIMIENTOS

Resultaría difícil agradecer a todas aquellas instituciones, personas y amigos que de una u otra forma han acompañado el desarrollo de este trabajo de investigación. No sería suficiente el tiempo, el papel o la memoria para mencionar o dar con justicia, todos los créditos y méritos a quienes se lo merecen. Por tanto, quiero agradecer inicialmente los aportes realizados de manera directa o indirecta a todos los involucrados en el desarrollo de este proyecto de investigación, para que saliera adelante de la mejor manera posible.

Al finalizar un proceso tan arduo y lleno de desafíos como lo es un proyecto de tesis; es inevitable resaltar la participación de personas e instituciones que han facilitado las cosas para que este proyecto de investigación llegue a un feliz término. Es un verdadero honor utilizar este espacio para ser justo y consecuente con los mismos, expresándoles mis agradecimientos.

Comenzaré agradeciendo a la Universidad Nacional de Ingeniería, mi Alma Mater, por permitir mi formación profesional en sus aulas y a los profesores de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica por volcar su conocimiento y experiencia en aras de mi adecuado desarrollo profesional. Agradezco a los ingenieros Amador Paulino y Edgard Argumé por las apreciaciones críticas al contenido de este trabajo para darle solidez y consistencia.

Son los docentes más exigentes a quienes más recordamos; terminan siendo ellos a quienes agradecemos la disciplina impuesta al final de la carrera y es por ello que agradeceré particularmente, a los ingenieros Beatriz Adaniya Higa, Virginia Quispe Ascencio y al Licenciado Carlos Timaná de La Flor, cuyas cátedras impartidas en las aulas y la forma de enfocar su ciencia, cultivaron en mí valores, disciplina y exigencia personal para alcanzar objetivos y dar soluciones prácticas a problemas complejos.

Agradezco infinitamente a Pamela Tomski, Fundadora y Directora de Research Experience in Carbón Sequestration (RECS); Gonzalo Zambrano PhD PEng, Research Associate at University of Alberta, al Dr. Edward Rubin, Professor, Mechanical Engineering and Engineering & Public Policy at Carnegie Mellon University y; a

Fernando Torrecilla Molina, Fundación CIUDEN – España – todos ellos líderes y modelos a seguir – por su apertura a compartir información, conocimiento y experiencia en la tecnología CCS, lo cual ha sido determinante para comprender estos sistemas y enfocar adecuadamente la presente investigación. A ellos, el mayor de mis reconocimientos

Agradezco también al equipo consultor de Servicios Geográficos y Medio Ambiente – GEMA, con quienes pude desarrollar capacidades en gestión ambiental y criterio para enfocar los proyectos de inversión de manera global, analizando no solo aspectos ambientales sino también los relacionados con aspectos técnicos, políticos y sociales que han permitido identificar a nivel país, las barreras y oportunidades para la implementación del proyecto propuesto. Agradezco especialmente al ingeniero Segundo Acuña Murillo, Consultor Ambiental; al Sociólogo Rufo Quispe Quispe, Consultor Ambiental y a la Economista Liseth Manrique Zeder; por el impulso anímico en diferentes etapas del proceso de investigación, por la apreciación técnica del contenido y los aportes realizados para enriquecerlo.

Por último, pero no menos importante, a todas las instituciones que unen esfuerzos a nivel mundial para sacar adelante proyectos CCS con el objetivo de poner freno al Calentamiento Global y a las graves consecuencias que traería consigo, por su iniciativa de difundir información válida que sirve de base a investigadores y responsables de decisiones políticas para implementar este tipo de proyectos. Agradeceré especialmente a Zero Emission Plattform – ZEP y al Global CCS Institute por toda la información difundida en sus sitios web, validada por investigadores e instituciones; que han servido de referencia en múltiples pasajes de este estudio y que en resumidas cuentas, han enriquecido su contenido.

ÍNDICE

SUMARIO	1
1. INTRODUCCIÓN	2
2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
2.1 OBJETIVO GENERAL	3
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	4
4. FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA CCUS (CARBON CAPTURE, UTILIZATION AND STORAGE)	10
4.1 FUNDAMENTOS DEL CCUS.....	10
4.2 CAPTURA DEL DIÓXIDO DE CARBONO	12
4.2.1 TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE DIÓXIDO DE CARBONO	13
A. CAPTURA POST COMBUSTION	13
B. CAPTURA PRE COMBUSTION	14
C. CAPTURA POR OXY-COMBUSTIÓN	16
4.3 TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO	18
4.3.1 MÉTODOS DE TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO.....	19
4.4 ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO.....	22
4.4.1 ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO.....	24
A. FORMACIONES SALINAS PROFUNDAS	24
B. RESERVORIOS AGOTADOS DE PETRÓLEO Y GAS	25
C. LECHOS DE CARBÓN NO EXPLOTADOS	26
D. OTRAS ALTERNATIVAS	26
4.4.2 MINERALIZACIÓN.....	27
4.5 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETROLEO CON DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂ EOR).....	27
5. OXY COMBUSTIÓN CON CAPTURA DE CO₂	40
5.1 PROCESO DE OXY COMBUSTION PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	41
5.1.1 UNIDAD DE SEPARACIÓN DE AIRE (Air Separation Unit – ASU)	42
5.1.2 SISTEMA DE MANEJO DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN – TRANSFERENCIA DE CALOR – EFLUENTES GASEOSOS (Combustion / heat transfer / flue gas handling systems).....	43
A. REFLUJO DEL EFLUENTE GASEOSO	43
B. CONTROL DEL SO ₂	44
C. CONTROL DE NO _x	46
D. CONTROL DE PARTÍCULAS	46

5.1.3 UNIDAD DE PURIFICACIÓN DE CO ₂ (CO ₂ Purification Unit - CPU).....	46
A. ENFRIAMIENTO – COMPRESIÓN – DESHIDRATACIÓN.....	48
B. CONDENSACIÓN PARCIAL.....	48
C. RECUPERACIÓN DE CO ₂ DEL GAS DE DESCARGA	49
5.2 RENDIMIENTO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA CON OXY COMBUSTIÓN	49
6. OXY COMBUSTIÓN: ESTADO ACTUAL – PROYECTO COMPOSTILLA.51	
6.1 FASE I (2009-2012): Desarrollo Tecnológico.....	51
6.2 FASE II (2012-2015): Demostración.....	54
6.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:.....	56
6.4 FIN DE LA FASE I – OCTUBRE DEL 2012.....	60
7. FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE OXY COMBUSTIÓN CON RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (CO₂ EOR).....	62
7.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA	62
7.2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	68
7.3 OTROS ESCENARIOS	68
8. CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO EN PERU: BARRERAS Y OPORTUNIDADES	70
9. CONCLUSIONES.....	78
10. FUTUROS TRABAJOS EN LA PRESENTE LÍNEA DE INVESTIGACIÓN.79	
11. BIBLIOGRAFÍA.....	80

FIGURAS

Figura 1. Emisiones de CO₂ en Perú: 1985 - 2009

Figura 2. Evolución de la Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 1994 - 2007

Figura 3. Proyección de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energético, 2000 - 2050

Figura 4. Emisiones de Dióxido de Carbono según países de Sudamérica: 1990 - 2007

Figura 5. Etapas de la Tecnología CCS

Figura 6. Opciones para la Captura de CO₂

Figura 7. Diagrama de bloque simplificado para una planta de generación con Captura Post Combustion

Figura 8. Diagrama de bloque simplificado para una planta de generación con Captura Pre Combustion

- Figura 9.** Diagrama de bloque simplificado para una planta de generación con Captura Pre Combustion
- Figura 10.** Alternativas de almacenamiento de dióxido de carbono: (1) Lechos de carbón, (2) Formaciones salinas profundas, (3) EOR
- Figura 11.** Diagrama esquemático de la operación EOR alternando agua – gas CO₂ miscible (CO₂ EOR)
- Figura 12.** Proceso miscible de inyección alternativa de agua y de gas (WAG)
- Figura 13.** Inyección cíclica de gas
- Figura 14.** Escala de evaluación para procesos EOR
- Figura 15.** Hoja de ruta de los métodos EOR
- Figura 16.** Diagrama de bloques de una planta de generación eléctrica a vapor con oxy combustion
- Figura 17.** Contenido de SO₂ en el horno de oxy combustion
- Figura 18.** Instalación de desarrollo Tecnológico de Captura – Cubillos de Sil, León, España
- Figura 19.** Instalación de desarrollo Tecnológico de Captura – Cubillos de Sil, León, España
- Figura 20.** Modelo 3D de la estructura geológica del subsuelo en la zona de Hontomin
- Figura 21.** Los seis proyectos seleccionados por el Programa Europeo de Recuperación Económica
- Figura 22.** Evaluación de otros escenarios – Variación de la producción de petróleo y del porcentaje de regalías.

TABLAS

- Tabla 1.** Ventajas y desventajas de las diferentes tecnología de Captura de CO₂
- Tabla 2.** Propiedades de las líneas de conducción (transporte) de CO₂. Getica CCS Demo Project.
- Tabla 3.** Efectos físicos de los métodos EOR
- Tabla 4.** Rendimiento de potencia de una planta de generación eléctrica con oxy-combustión de carbón
- Tabla 5.** Parámetros de Diseño de una Planta de generación eléctrica con sistema Oxy combustion
- Tabla 6.** Criterios asociados a la recuperación de la inversión del proyecto
- Tabla 7.** Costos Fijos y Variables asociados al proyecto
- Tabla 8.** Sensibilidad del proyecto respecto a la variación del crudo producido, venta de electricidad y regalías.

ABREVIATURAS

ASU	: Air Separation Unit
CCS	: Carbon Capture and Storage
CCUS	: Carbon Capture Utilization and Storage.
CEPAL	: Comisión Económica para América Latina
CFB	: Circulating Fluidized Bed
CIUDEN	: Fundación Ciudad de la Energía
COBR	: Crude Oil – Brine – Rock
CONAM	: Consejo Nacional del Ambiente
CPU	: CO ₂ Purification Unit
EEPR	: European Energy Programme for Recovery
ENDESA	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
EOR	: Enhanced Oil Recovery
GEI	: Gases de Efecto Invernadero
GLP	: Gas Licuado de Petróleo
IECM	: Integrated Environmental Control Model
IFT	: Interfacial Tension
IPCC	: Intergovernmental Panel on Climate Change
GQCS	: Gas Quality Control System
LFC	: Lecho Fluido Circulante
MINEM	: Ministerio de Energía y Minas
OFA	: Over – Fired – Air
OOIP	: Original Oil in Place
PCG	: Potencial de Calentamiento Global
SCR	: Selective Catalytic Reduction
WAG	: Water and Gas

ANEXOS

VERSIÓN IMPRESA

ANEXO Nº 1. EVALUACIÓN ECONÓMICA EMPLEANDO IECM

VERSIÓN DIGITAL (CD)

ANEXO Nº 2. EVALUACIÓN ECONÓMICA TECNOLOGÍA CCS 2011

ANEXO Nº 3. Toward common method cost estimation ccs fossil fuel power plants.

ANEXO Nº 4. IECM User Manual

ANEXO Nº 5. IECM 8.0.2 SOFTWARE

ANEXO Nº 6. DATA TESIS IECM 8.0.2

“OXY COMBUSTIÓN APLICADA A LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (CO₂ EOR) EN EL NOROESTE PERUANO”

SUMARIO

Debido a la creciente preocupación mundial sobre la amenaza de calentamiento global, una de las tecnologías más prometedoras para reducir rápidamente las emisiones globales, ha sido identificada como captura y almacenamiento del dióxido de carbono (Carbon Capture and Storage - CCS). La tecnología permite capturar este gas en fuentes de emisiones fijas, transportarlo y almacenarlo de forma segura y permanente en formaciones geológicas, formaciones salinas profundas, lechos de carbón, entre otros. Actualmente, esta tecnología a evolucionado a CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) debido a que el despliegue de la original CCS implicaba grandes inversiones iniciales con el objetivo de cumplir compromisos ambientales, pero no permitía la recuperación de las inversiones en el corto o mediano plazo. En este nuevo enfoque, se considera la recuperación de la inversión a través de emplear al dióxido de carbono como una materia prima y no como un desecho.

El proyecto de investigación analiza globalmente a la tecnología CCUS, se enfoca en la etapa de captura de dióxido de carbono describiendo las diferentes alternativas existentes actualmente (pre-combustion, post-combustion y oxy-combustion), plantea el uso de captura de CO₂ implementando la tecnología de oxy-combustión a una planta de generación eléctrica capaz de proveer de energía a una refinería de petróleo localizada en el Noroeste Peruano. Por último; plantea la recuperación de la inversión a través de un sistema de Recuperación Mejorada de Petróleo empleando el dióxido de carbono capturado (CO₂ Enhanced Oil Recovery – CO₂ EOR). Se analizarán las oportunidades y barreras de la implementación de la tecnología CCUS en Perú, la cual es usada actualmente en Estados Unidos y le permite recuperar hasta el 5% de su producción proveniente de campos depletados y, en el futuro; evitar la dependencia de abastecimiento de petróleo.

1. INTRODUCCIÓN

El mapa energético mundial se está redibujando como resultado del resurgimiento de la producción de petróleo y gas en Estados Unidos, al acelerado crecimiento continuo del uso de las tecnologías eólica y solar, y a la propagación de la producción de gas no convencional globalmente. Este escenario podría seguir reconfigurándose debido a la reconsideración del uso de energía nuclear en ciertos países como Japón y Francia a raíz del accidente de la central nuclear de Fukushima Daiichi, lo que conduciría a estos países a un mayor consumo de recursos fósiles.

Las perspectivas de los mercados internacionales del petróleo dependen del éxito de Irak en la revitalización de su sector petrolero; país con la perspectiva de incrementar su producción tras décadas de conflicto e inestabilidad. Pese al crecimiento de las fuentes de energía de baja emisión de carbono, los combustibles fósiles siguen siendo predominantes en la demanda energética mundial.

Si el mundo pretende cumplir el objetivo de limitar el incremento de la temperatura global en 2 °C, hasta 2050 no se podrá consumir más de un tercio de las reservas probadas de combustibles fósiles, a menos que se generalice el uso de la tecnología de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS – CO₂ Capture and Storage). Este resultado se basa en evaluación de las “reservas de carbono” mundiales presentadas en el World Energy Outlook 2012, medidas como las emisiones potenciales de CO₂ procedentes de reservas probadas de combustibles fósiles. Aproximadamente dos tercios de dichas reservas de carbono provienen del carbón, un 22% del petróleo y un 15% del gas. Geográficamente, dos tercios se sitúan en Norteamérica, Oriente Medio, China y Rusia. Estos hallazgos subrayan la importancia que reviste CCS como alternativa fundamental para reducir las emisiones de CO₂, aunque su ritmo de implantación sigue siendo muy incierto, y actualmente solo existe un pequeño número de proyectos a escala comercial en funcionamiento.

Dado el incremento del consumo de combustibles fósiles (petróleo y gas natural) y el lento avance en el desarrollo de fuentes de energía alternativa; es necesario incrementar el conocimiento y comprensión de la tecnología CCUS (CO₂ Capture, Utilization and Storage) como alternativa para aumentar la recuperación de hidrocarburos de yacimientos agotados o en proceso de agotamiento a través del uso del CO₂ – EOR (CO₂ – Enhanced Oil Recovery), que simultáneamente permitiría la mitigación de emisiones de dióxido de carbono provenientes de fuentes industriales fijas, cercanas a los yacimientos.

2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 OBJETIVO GENERAL

Ofrecer un marco de referencia para la toma de decisiones en torno al uso de la tecnología de CCUS (CO₂ Capture Utilization and Storage) como alternativa para reducir las emisiones de CO₂ y permitir la recuperación de petróleo de pozos con alto grado de depletación a través del empleo del CO₂ – EOR (CO₂ Enhanced Oil Recovery) en la Cuenca Talara.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Presentar y comparar las alternativas ofrecidas por la tecnología CCUS (CO₂ Capture Utilization and Storage) para la mitigación de emisiones de dióxido de carbono de fuentes industriales.
- Poner en práctica los fundamentos de la tecnología CCUS proponiendo una planta de generación eléctrica con captura de dióxido de carbono por oxy–combustión empleando el CO₂ como recurso para la Recuperación Mejorada de Petróleo (CO₂ EOR).
- Analizar las oportunidades y barreras del desarrollo de esta tecnología en Perú.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

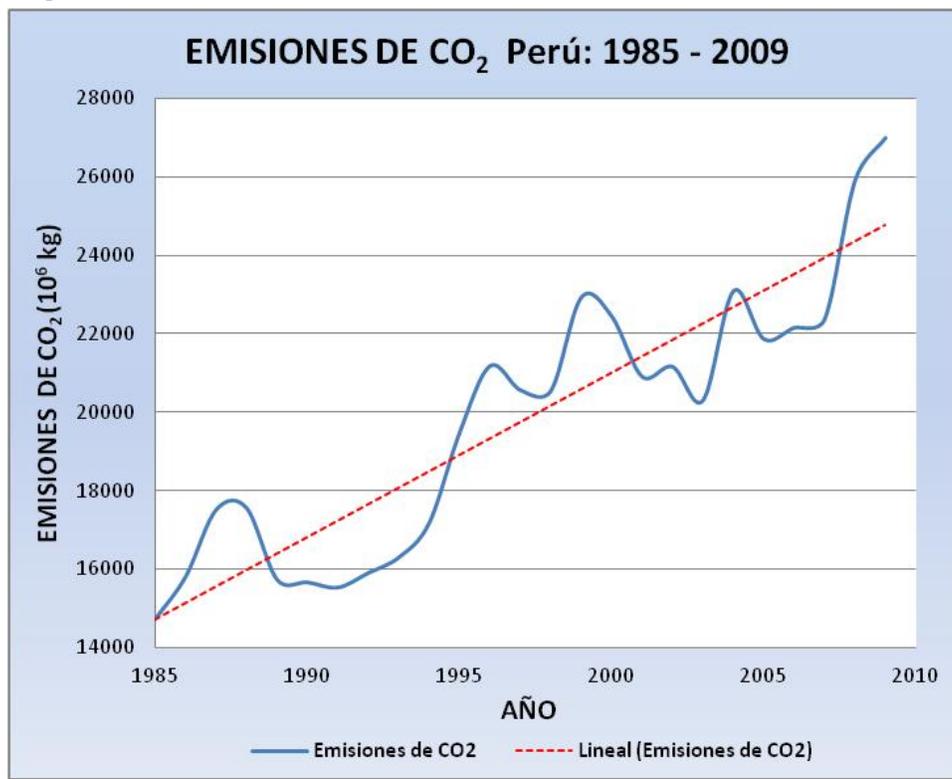
El presente proyecto plantea el uso de la Recuperación Mejorada de Petróleo usando Dióxido de Carbono (CO₂ – EOR) como una alternativa para incrementar la producción de hidrocarburos y hacer frente a la creciente demanda energética en Perú.

En la actualidad el carbón, el petróleo y el gas natural mueven las economías del mundo, y casi todas las actividades humanas modernas generan dióxido de carbono. Eso hace que el cambio climático sea sumamente complejo y esté vinculado a otros problemas complicados como la pobreza, el desarrollo económico y el crecimiento de la población. No cabe duda que hacer frente al cambio climático no es fácil, pero hacer caso omiso sería aún peor.

El desarrollo de la industria en el Perú se muestra con un panorama por demás alentador debido al crecimiento sostenido que ha tenido en los últimos años y a la estabilidad política. Sin embargo, el crecimiento de la industria implica también el incremento de la demanda de energía para mantenerla operativa y por ende, el incremento de las emisiones generadas.

No toda la matriz energética en el Perú funciona con gas natural, cuya generación de emisiones es bastante reducida. La mayor parte de la industria emplea combustibles líquidos y las emisiones generadas muestran una tendencia de aumento. La siguiente gráfica muestra la evolución de las emisiones de CO₂ en el periodo 1985 – 2009. Estas emisiones fueron estimadas a partir del consumo de combustibles por sectores a nivel nacional (consumo final de energía comercial). El dióxido de carbono se constituye en la principal emisión proveniente de la quema de combustibles fósiles y también en la principal preocupación por su efecto sobre la temperatura global del planeta.

Figura 1. Emisiones de CO₂ en Perú: 1985 - 2009



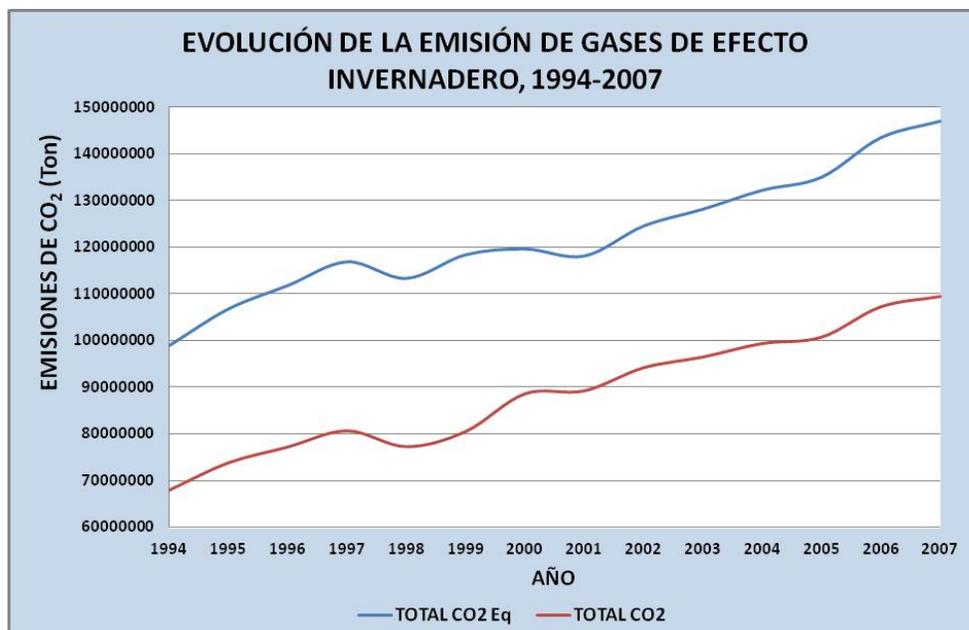
Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MINEM) - Oficina General de Planeamiento, Presupuesto, Estadística e Informática.

La principal preocupación de la emisión de dióxido de carbono radica en la capacidad que tiene esta sustancia para ser precursora del calentamiento global. El Potencial de Calentamiento Global (PCG) es una medida de la capacidad de esta sustancia para retener la radiación infrarroja, causante del Calentamiento Global, respecto al PCG de referencia que es el del dióxido de carbono, cuyo potencial de calentamiento global es uno (01). Los gases de efecto invernadero presentan una diferente capacidad de atrapar calor en la atmósfera, por esta razón el IPCC¹ (1994) ha definido el concepto de Potencial de Calentamiento Global (PCG) de diferentes gases, tomando como referencia al CO₂. Se ha estimado que el CH₄ es 21 veces más efectivo que el CO₂ en atrapar calor (el PCG del metano es 21). El valor de PCG estimado para el óxido nitroso (N₂O) es de 310. En los años 1994 y

¹ IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change

2000 se realizaron en Perú inventarios de emisiones, a partir de ellos se han realizado proyecciones en base a escenarios socio económicos. La siguiente gráfica muestra la evolución de las emisiones de los gases de efecto invernadero (CO₂ – Eq Total) y dióxido de carbono entre 1994 y 2007, proyectadas en base a los inventarios antes mencionados.

Figura 2. Evolución de la Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 1994 - 2007

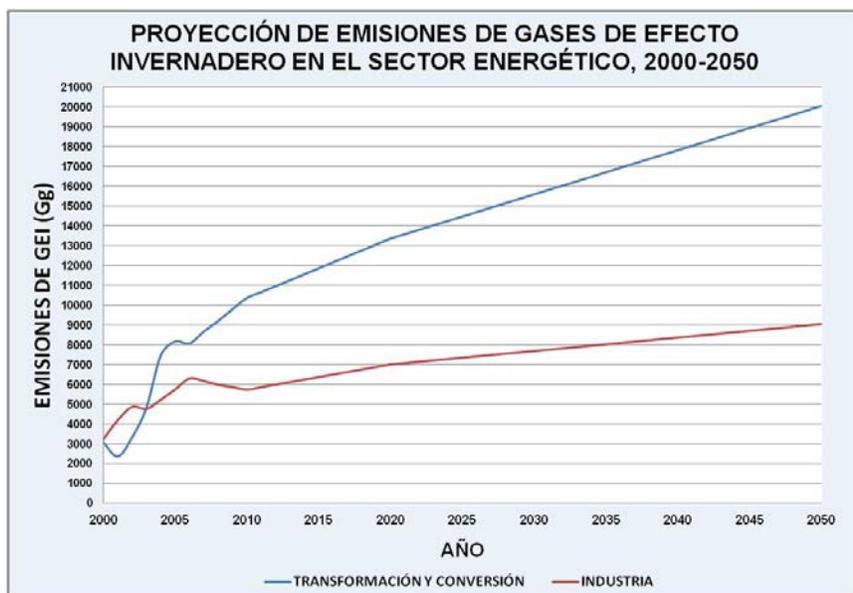


Fuente: Ministerio del Ambiente (MINAM). Consejo Nacional del Ambiente (CONAM).

La estimación de los GEI fue realizada empleando las Guías del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) e incluyen en la parte energética, los consumos de combustibles de los sectores generación, industria, minería, residencial comercial, público, transportes, agricultura y pesca, siendo el sector de transportes el mayor generador de CO₂ eq. La parte energética incluye también las emisiones generadas durante los procesos industriales y por la manipulación y consumo de solventes. En la parte no energética se consideran los sectores agricultura, uso del suelo y su cambio de uso (deforestación) y finalmente residuos, siendo la deforestación la mayor fuente de emisiones de CO₂ del país, inclusive, más que cualquier fuente energética: 42% del total nacional; proyectándose en el futuro, el incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero. La

siguiente gráfica muestra la proyección de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energético entre los años 2000 y 2050 para las actividades de transformación – conversión e industria.

Figura 3. Proyección de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energético, 2000 - 2050

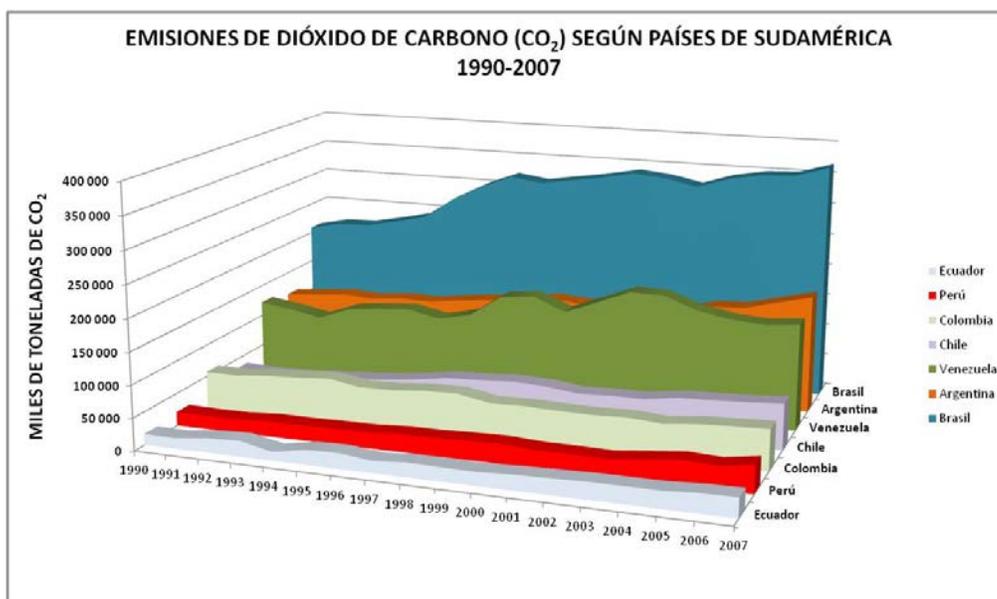


Fuente: Ministerio del Ambiente - Dirección General de Cambio Climático, Desertificación y Recursos Hídricos.

La tendencia es de continuo incremento respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, los cuales se triplican para las actividades industriales hasta el año 2050 en relación al año de referencia (2000). La misma tendencia se observa para las actividades de transformación y conversión, con la diferencia que las emisiones de gases de efecto invernadero se incrementan hasta el año 2050 aproximadamente en un factor de siete respecto al año de referencia (2000).

En el contexto regional, el Perú ocupa el sexto lugar a nivel de Sudamérica como emisor de dióxido de carbono (CO₂) como lo muestra la siguiente gráfica, obtenida a partir de las emisiones producidas de la quema de combustibles fósiles y la producción de cemento entre los años 1990 y 2007.

Figura 4. Emisiones de Dióxido de Carbono según países de Sudamérica: 1990 - 2007



Fuente: CEPAL - Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe 2011

El escenario de crecimiento sostenido del Perú en los próximos años obliga a asegurar el abastecimiento de combustibles a la industria para mantenerla operativa. El incremento de la demanda de combustibles líquidos para la industria plantea la necesidad de incrementar la producción de hidrocarburos.

En Perú, específicamente en la cuenca de Talara se encuentran yacimientos de petróleo con un alto grado de depletación, muchos de los cuales llegan a los 100 años de producción. Estos yacimientos vienen produciendo mediante métodos de levantamiento artificial a bajas tasas de producción. Las condiciones geológicas, de entrapamiento, conocimiento de las propiedades del reservorio, calidad del petróleo, data histórica de producción, precios actuales del petróleo y previsibles restricciones medioambientales a las emisiones de dióxido de carbono; crean al marco para considerar necesario incrementar el conocimiento y comprensión, a través de la investigación; de los sistemas de Captura, Uso y Almacenamiento de CO₂ (CCUS – CO₂ Capture, Utilization and Storage), los cuales podrían permitir incrementar la producción de hidrocarburos a través

de la Recuperación Mejorada de Petróleo con Dióxido de Carbono (CO₂ EOR – CO₂ Enhanced Oil Recovery) lo que podría concluir en la ejecución del primer proyecto de inyección de dióxido de carbono para la recuperación mejorada de petróleo (CO₂ – EOR).

Se propone con este estudio considerar un crecimiento sostenible y responsable con el medio ambiente, teniendo como punto de partida, disminuir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y simultáneamente propiciar el incremento de la producción de hidrocarburos en yacimientos con alto grado de depletación vía Recuperación Mejorada de Petróleo con CO₂ (CO₂ EOR). Se presentan los fundamentos de las alternativas que podrían ser implementadas y que en definitiva, influirán como criterios de decisión para optar por esta tecnología.

El alcance de este trabajo se centra en evaluar la posibilidad de implementar la tecnología CCUS a través del diseño de una planta de generación eléctrica con captura de dióxido de carbono empleando oxy-combustion y la recuperación mejorada de petróleo por inyección de dióxido de carbono en la cuenca de Talara, minimizando los riesgos e incertidumbres que se pudiera tener.

4. FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage)

4.1 FUNDAMENTOS DEL CCUS

La tecnología CCUS se basa en tres grandes fases o etapas:

Captura:

La captura del dióxido de carbono es la separación del dióxido de carbono de otros gases producidos cuando los combustibles fósiles son quemados para la generación de energía y otros procesos industriales.

Transporte:

Una vez separado el dióxido de carbono es comprimido y transportado a un sitio adecuado para su almacenamiento geológico permanente.

Almacenamiento:

En el lugar de almacenamiento, el CO₂ es inyectado a profundas formaciones geológicas donde permanecerá atrapado permanentemente en forma de minerales estables, a menudo a una profundidad de un kilómetro o superiores.

Figura 5. Etapas de la Tecnología CCS



FUENTE: Global CCS Institute

La investigación respecto a los sistemas de captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CCS - CO₂ capture and Storage), ha llevado a la

conclusión por expertos en energía en todo el mundo, que es una tecnología esencial para ayudar a reducir los niveles de emisiones de dióxido de carbono que provienen de la quema de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas².

Actualmente, la tecnología CCS no sólo puede ayudar a la industria a hacer uso de energía fósil más limpia, más segura y más sostenible, sino que también se muestra prometedora como un método para extraer una mayor cantidad de recursos fósiles (petróleo y gas) no aprovechados y/o de difícil acceso.

La tendencia actual está centrada en desarrollar programas de utilización económica del dióxido de carbono capturado para propósitos comerciales, evolucionando la tecnología CCS (CO₂ Capture and Storage) hacia la tecnología CCUS (CO₂ Capture, Utilization and Storage). El dióxido de carbono, capturado y disponible para su uso, ofrece una oportunidad de negocio para empresas u organizaciones que buscan obtener ventajas de los beneficios ambientales que ofrece el sistema CCUS.

Los programas tradicionales, enfocados en la reducción de costos de la tecnología CCS y la comprensión de los procesos físicos y químicos del almacenamiento geológico a largo plazo, están desviando la mirada hacia la investigación del uso de nuevas tecnologías para demostrar un caso comercial del sistema CCUS (CO₂ Capture, Utilization and Storage). En este sentido, hay una serie de nuevas aplicaciones, pero la mayor oportunidad a corto plazo está en la recuperación mejorada de petróleo (EOR) con CO₂, o la inyección de CO₂ en pozos de petróleo agotados para recuperar el petróleo sin explotar. El presente estudio plantea el uso del Dióxido de Carbono para la Recuperación Mejorada de Petróleo (CO₂ EOR) en pozos agotados o en proceso de agotamiento.

² Adding "Utilization" to Carbon Capture and Storage - www.energy.gov/articles/adding-utilization-carbon-capture-and-storage

CO₂ - EOR es una tecnología bien establecida y madura que actualmente ofrece aproximadamente el 5% de la producción de petróleo de Estados Unidos y se estima que tiene potencial para añadir 60 millones de barriles de petróleo crudo a las reservas recuperables de Estados Unidos. Eso es tres veces las reservas probadas actuales. La industria de petróleo de Estados Unidos podría hacer un uso mucho mayor de la tecnología CCUS con el abastecimiento de CO₂ proveniente de fuentes industriales y centrales eléctricas.

4.2 CAPTURA DEL DIÓXIDO DE CARBONO

La captura de emisiones fijas de dióxido de carbono es más sencilla en grandes plantas industriales, en donde los gases de combustión, ricos en CO₂, pueden ser capturadas de la instalación.

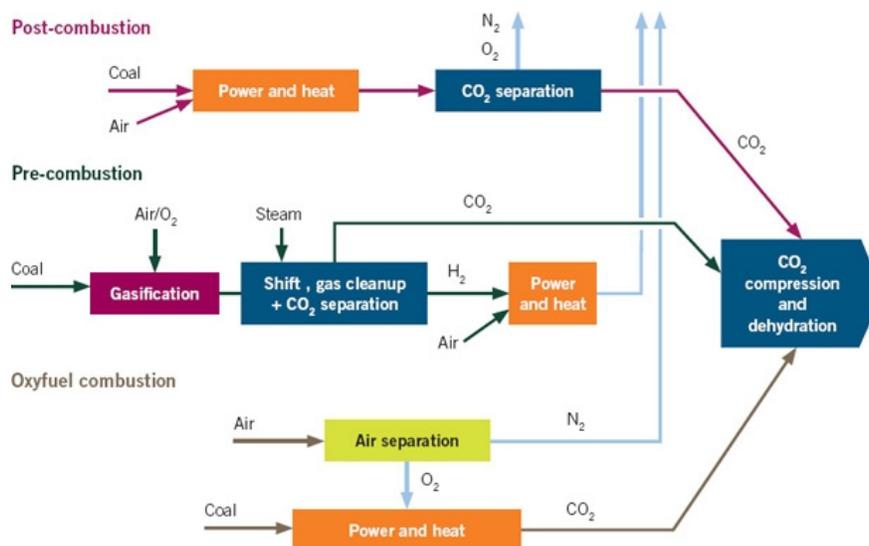
La separación de CO₂ es empleada en cierto número de industrias como parte del proceso industrial estándar. Por ejemplo, en la producción de gas natural, el CO₂ tiene que ser separado durante el proceso. De manera similar, en plantas industriales que producen amoníaco o hidrógeno, el CO₂ se elimina como parte del proceso.

En otras industrias, tales como manufactura de acero y plantas de cemento, los procesos de captura aún no se han demostrado en una escala suficientemente grande, pero en estos casos un método de captura existente se puede adaptar para adecuarse al proceso de producción particular. Por ejemplo, la captura de CO₂ de las plantas de cemento podría utilizar captura *post-combustión*, y la captura de procesos modificados de manufactura de acero, podría utilizar *oxy - combustion*.

La mayor contribución a las emisiones de CO₂ proviene de la quema de combustibles fósiles, particularmente durante la producción de electricidad. Tres principales procesos están siendo desarrollados para capturar CO₂ de centrales eléctricas que usan carbón o gas. Estos son:

- Captura post-combustión (*Post-combustion capture*)
- Captura pre-combustión (*Pre-combustion capture*)
- Captura oxy-combustión (*Oxy-fuel combustion capture*)

Figura 6. Opciones para la Captura de CO₂



FUENTE ³: Global CCS Institute.

Cada uno de estos procesos involucra la separación del CO₂ de los efluentes gaseosos. Los principales métodos desarrollados son los de absorción usando:

- Un solvente líquido,
- Un material sólido, o
- Membranas que pueden permitir el paso de algunos gases e impedir el paso de otros.

4.2.1 TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE DIÓXIDO DE CARBONO

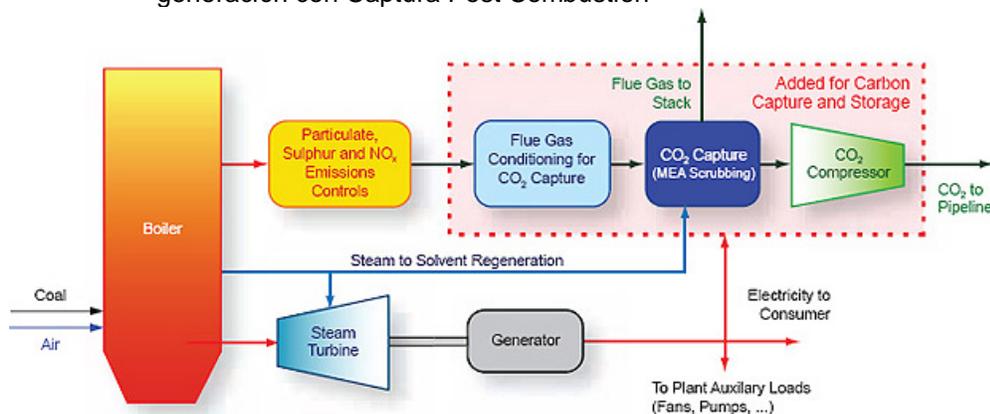
A. CAPTURA POST COMBUSTION

La técnica establecida en la actualidad consiste en el lavado de los gases de combustión con un solvente adecuado tal como una solución de amina. El complejo de amina-CO₂ formado se separa luego por acción del

³ Global CCS Institute. The Global Status of CCS. (2011). Global CCS Institute. Disponible en: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2011/online/26886>. Visitada en Febrero 2013.

calor para liberar CO₂ de alta pureza y la amina regenerada se recicla para ser reutilizada en el proceso de captura.

Figura 7. Diagrama de bloque simplificado para una planta de generación con Captura Post Combustion



FUENTE 4: Global CCS Institute.

La captura post – combustión (*post – combustion capture*) es aplicable a las centrales eléctricas a carbón, pero medidas adicionales, tales como la desulfuración de la corriente del efluente gaseoso, son necesarios para evitar que las impurezas en el gas de combustión contaminen el solvente de captura de CO₂.

Dos desafíos para la tecnología de captura post-combustión son:

- los grandes volúmenes de gas que deben ser manipulados, lo que requiere grandes equipos y altos costos de capital, y
- la cantidad de energía adicional necesaria para operar el proceso.

B. CAPTURA PRE COMBUSTION

La captura pre - combustión aumenta la concentración de CO₂ en la corriente de efluentes gaseosos, requiriéndose equipos de menor tamaño y diferentes solventes, con menores requerimientos de energía para la regeneración.

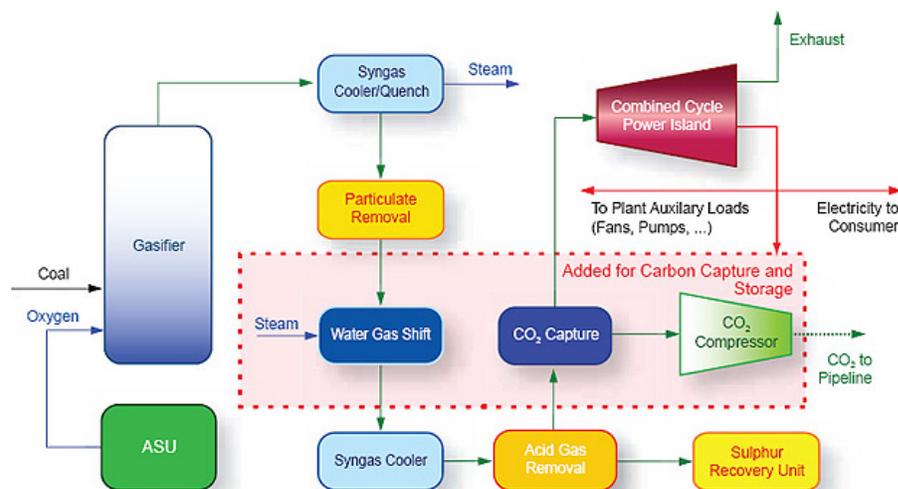
⁴ Global CCS Institute. Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture & Storage. (2009). Baker & McKenzie / Electric Power Research Institute / Schlumberger / Worley Parsons. Disponible en: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/strategic-analysis-global-status-carbon-capture-storage/online/44776>. Visitada en Abril 2013.

El proceso consiste en:

- reacción parcial del combustible a alta presión con oxígeno o aire y, en algunos casos vapor, para producir monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂);
- el CO se hace reaccionar con vapor en un reactor de conversión catalítica para producir CO₂ e H₂ adicional; y
- se separa entonces el CO₂ y, para la generación de electricidad, el H₂ se utiliza como combustible en una planta de ciclo combinado.

A pesar que la captura pre – combustión (*pre – combustion capture*) implica un cambio más radical en el diseño de la central de generación de electricidad, la mayoría de los elementos de esta tecnología ya están probados en otros procesos industriales.

Figura 8. Diagrama de bloque simplificado para una planta de generación con Captura Pre Combustion



FUENTE ⁵: Global CCS Institute.

⁵ Global CCS Institute. Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture & Storage. (2009). Baker & McKenzie / Electric Power Research Institute / Schlumberger / Worley Parsons. Disponible en: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/strategic-analysis-global-status-carbon-capture-storage/online/44771>. Visitada en Abril 2013.

C. CAPTURA POR OXY-COMBUSTIÓN

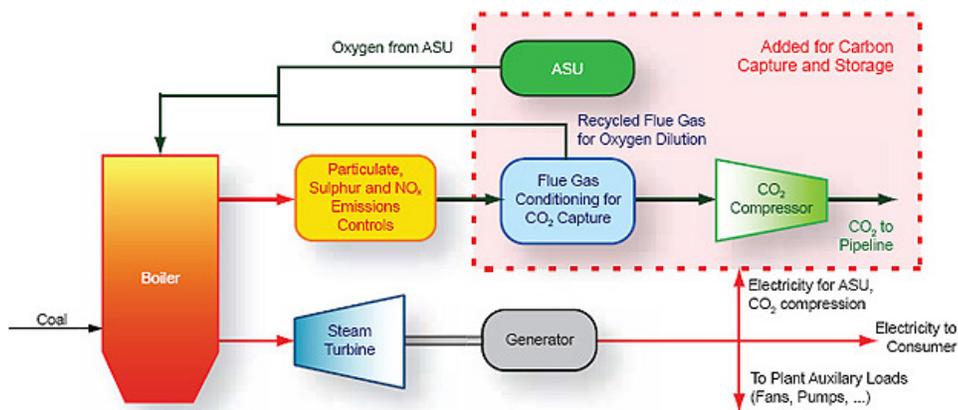
La concentración de CO₂ en el gas de combustión se puede incrementar mediante el uso de oxígeno puro o enriquecido en lugar de aire para la combustión, ya sea en una turbina de gas o en una caldera.

El O₂ se produciría por separación criogénica del aire (actualmente usado a gran escala industrial), mientras que el gas de combustión rico en CO₂ sería reciclado para evitar el incremento excesivo de la temperatura de la llama asociado con la combustión en un ambiente de O₂ puro.

La ventaja de la oxy-combustión es que el gas de combustión contiene una elevada concentración de CO₂, por lo que la etapa de separación de CO₂ se simplifica.

La principal desventaja de la oxy-combustión es que la separación criogénica del O₂ es costosa. Asimismo la tecnología oxy-combustion para la generación de energía hasta ahora sólo ha sido demostrada a pequeña escala.

Figura 9. Diagrama de bloque simplificado para una planta de generación con Captura Oxy Combustion



FUENTE ⁶: Global CCS Institute.

⁶ Global CCS Institute. Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture & Storage. (2009). Baker & McKenzie / Electric Power Research Institute / Schlumberger / Worley Parsons. Disponible en: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/strategic-analysis-global-status-carbon-capture-storage/online/44781>. Visitada en Abril 2013.

Cada uno de estos procesos implica la separación de CO₂ del efluente gaseoso (gas de combustión). Existen cinco principales tecnologías disponibles para conseguirlo, cuya elección dependerá del estado del CO₂ a ser capturado (concentración, presión, volumen, entre otros), estos son:

- lavado químico con solvente;
- lavado físico con solvente;
- adsorción / desorción;
- separación por membranas, y
- separación criogénica.

En la siguiente tabla se presenta la comparación entre las ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías de captura de dióxido de carbono:

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las diferentes tecnología de Captura de CO₂

Tipo de tratamiento del CO₂	Ventajas	Desventajas
Pre combustión	<ul style="list-style-type: none"> - La separación vía solvente físico o químico está probada. Los gases de salida salen a mayor presión y mayor concentración de CO₂ que la postcombustión lo que reduce el costo de captura. - La tecnología consigue menor cantidad de impurezas: SO_x y NO_x y cenizas. - Es posible utilizar un amplio rango de combustibles fósiles. 	<ul style="list-style-type: none"> - El combustible primario debe ser convertido a gas sintético previamente. - Las turbinas de gas, calentadores y calderas deben ser modificados para la utilización de hidrógeno como combustible. - Requiere calor para regenerar el absorbente.
Absorción química (Post combustión)	<ul style="list-style-type: none"> - Muchas de las tecnologías son comerciales (absorción química), separación de CO₂ en yacimientos de gas natural, producción de urea, metanol, etc. - Requiere menores modificaciones de centrales existentes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor volumen de gases a tratar que en pre combustión. - Presencia de impurezas: SO_x y NO_x y cenizas, que afectan la vida del absorbente. - Necesidad de nuevas materias primas (0,3 kg/Tm CO₂) - Alto consumo energético en la regeneración del absorbente.

Tipo de tratamiento del CO ₂	Ventajas	Desventajas
Calcinación / carbonatación (Post combustión)	<ul style="list-style-type: none"> - Costo del absorbente. - Producción de energía (electricidad) adicional lo que implica menor consumo de energía. - La desulfuración está incluida en el propio proceso de captura del CO₂. - Material purgado (CaO) tiene un valor añadido pues posee un valor comercial (cementeras). 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto requerimiento de espacio. - Necesidad de empleo de oxy-combustión en el calcinador. - Escala laboratorio (previsiblemente en escala piloto en breve). - Control de proceso complejo.
Oxy combustión	<ul style="list-style-type: none"> - La tecnología básica tiene ya un largo recorrido (proyectos en marcha en la actualidad). - Reducción del caudal de gases, que implican reducción de los costos de separación, compresión y almacenamiento. - Generación de corriente rica en CO₂ hasta 90 – 95% y pobre en NO_x reduciendo el 70 – 80%. - Mejora de transferencia de calor por mayores contenidos en H₂O, CO₂ y temperatura especialmente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de inquemados. - Necesita una unidad de separación de aire lo que eleva los costos. - Degradación de zonas de radiación por corrosión. - requiere investigación avanzada en aspectos operativos y de mantenimiento.

FUENTE: Elaboración propia

4.3 TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO

Una vez separado de los otros componentes de los gases de combustión, el CO₂ se comprime para que sea más fácil de transportar y almacenar. A continuación se transporta a un sitio de almacenamiento adecuado. Hoy en día, el CO₂ ya está siendo transportado por gasoductos, por barco y por camión cisterna - principalmente para su uso en la industria o para recuperar petróleo y gas de yacimientos depletados. La escala del transporte requerido para el despliegue generalizado de la tecnología CCS, es mucho más significativa que este transporte a pequeña escala, e involucrará el transporte de CO₂ denso y concentrado.

4.3.1 MÉTODOS DE TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO

El transporte de gases tales como el CO₂ ha estado ocurriendo en todo el mundo la mayor parte del siglo XXI.

El uso de gasoductos es el método más común, y probablemente lo seguirá siendo; de transporte de grandes cantidades de CO₂, provenientes del proceso CCS. Existen actualmente millones de kilómetros de líneas de conducción en todo el mundo que transportan diferentes tipos de gases, como el CO₂.

Es posible el transporte de pequeñas cantidades de CO₂ por camiones y ferrocarril. Los camiones son utilizados actualmente en algunos lugares donde se ejecutan proyectos CCS, transportando el CO₂ desde el lugar de captura hasta lugares de almacenamiento muy cercanos. Teniendo en cuenta las grandes cantidades que se proyectan ser capturadas por la tecnología CCS en el largo plazo, es poco probable que el transporte por camión y ferrocarril sea significativo.

El transporte a través de buques puede ser una opción alternativa en muchas regiones del mundo. El transporte de CO₂ ya se lleva a cabo a pequeña escala en Europa, donde buques transportan CO₂ de calidad alimentaria de grandes fuentes fijas (alrededor de 1 000 toneladas) hacia terminales de distribución costera. El transporte a mayor escala de CO₂ puede tener mucho en común con el transporte de gas licuado de petróleo (GLP), un área en la que existe amplia experiencia y que se ha convertido en una industria en todo el mundo desde hace aproximadamente 70 años.

El trabajo de diseño en los grandes buques de transporte de CO₂ ya está en marcha en Noruega y Japón. Se espera que los buques de transporte de CO₂ sean muy similares en diseño a los buques que transportan GLP semi-refrigerado a temperaturas alrededor de - 50°C. Las probables capacidades de transporte podrían oscilar en el intervalo de 10 000 a 40 000 m³.

Las líneas de conducción son una tecnología establecida, tanto en tierra como bajo el mar. En los Estados Unidos, existen aproximadamente 800 000 km de líneas de conducción que han transportado de manera segura y confiable líquidos peligrosos y gas natural por más de 40 años, adicionalmente existen 3,5 millones de kilómetros de líneas de distribución de gas natural. Asimismo, en la actualidad unos 6 000 kilómetros de líneas de conducción transportan activamente CO₂.

Europa, Oriente Medio, China y otras partes del mundo cuentan también con líneas de conducción para el transporte de CO₂ y otros gases.

En las primeras fases de implementación comercial de la tecnología CCS, es probable que los proyectos dependan de una compleja infraestructura de transporte, con muchas fuentes de carbono vinculadas a los sitios de almacenamiento, a través de una red compartida de gasoductos y otros medios de transporte. Tales redes de transporte ofrecen beneficios ambientales y comerciales requiriendo una temprana y estrecha cooperación entre todos los grupos de interés, particularmente la industria y el Gobierno.

Un sistema de transporte agrupado (clúster) podría ahorrar potencialmente más de 25 por ciento de los gastos en comparación con un sistema de punto a punto, dependiendo de la escala de la agrupación. El desarrollo de tales redes podría reducir significativamente las barreras para la inversión en el futuro.

La implementación a gran escala de la tecnología CCS, debería resultar en la vinculación de fuentes próximas de CO₂, hacia un centro, desde donde se transporte el dióxido de carbono hacia los sitios de almacenamiento a través de líneas principales de flujo. Entonces, líneas de menor longitud de recepción, alimentación o distribución podrían vincular las distintas fuentes y sitios de almacenamiento con la

red. Una red simple consistiría en un "árbol", en el que cada una de las ramas represente tuberías de conexión de las fuentes generadoras de CO₂ al tronco del árbol, el cual sería la línea principal de flujo, mientras que las raíces, serían las líneas de distribución que vinculen las fuentes de generación de dióxido de carbono con los diferentes sitios de almacenamiento.

La participación de múltiples grupos de interés, industria y Gobierno; tiene el potencial de desarrollar la estructura de negocio y financiamiento, apuntando a futuros mercados comerciales de CCS. Las redes también pueden estimular y aumentar la velocidad de despliegue de la tecnología en la región, por ejemplo, mediante la reducción de tiempo y esfuerzo en la obtención de permisos para el tendido de líneas de conducción.

El desarrollo de redes de transporte también ofrece la oportunidad de conectar a los pequeños emisores, para quienes las soluciones de transporte punto a punto podría resultar demasiado costosa. Esto promueve también el empleo regional y el incremento de las capacidades del personal que participa en la implementación y manejo de la tecnología necesaria.

Hay una serie de centros de transporte de CO₂ propuestos o desarrollados en Australia, Europa y América del Norte.

La siguiente tabla presenta las propiedades de las líneas de transporte de un proyecto de demostración al Sur Oeste de Rumania (*Getica CO₂ Capture and Storage Demo Project*) proyectado a entrar en funcionamiento en Diciembre del 2015 con el cual se busca demostrar la aplicación del sistema CCS integrado a larga escala a una planta de generación eléctrica existente a base de carbón.

Tabla 2. Propiedades de las líneas de conducción (transporte) de CO₂. Getica CCS Demo Project.

PARÁMETRO	UNIDAD	Valor de entrada	Valor de salida
Fase		Fluido Supercrítico	Fluido supercrítico
Presión	kPa(a)	12 000	9 000
Temperatura	°C	30-40	10-30
Tasa de flujo	kg/h	238 000	238 000
Contenido de agua	% masa	< 50 ppmv	< 50 ppmv
Dióxido de carbono	% masa	> 99,7% volumen	> 99,7% volumen
Longitud	km	40	
Diámetro	mm/pulg	350/14	

FUENTE ⁷: Global CCS Institute.

4.4 ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO

La etapa final de la tecnología CCS contempla la inyección de CO₂ en formaciones rocosas subterráneas, a menudo a profundidades de un kilómetro o más. A esta profundidad, la temperatura y la presión permiten mantener el CO₂ como un fluido denso. El CO₂ se mueve lentamente a través de la roca porosa, llenando los espacios minúsculos conocidos como espacio poroso.

Los sitios apropiados de almacenamiento incluyen yacimientos agotados de petróleo, yacimientos agotados de gas o rocas que contienen agua dulce o salina (formaciones salinas). Estos sitios de almacenamiento poseen generalmente una roca impermeable (también conocida como "sello") por encima de ellos. El sello y otras características geológicas evitan que el CO₂ retorne a la superficie.

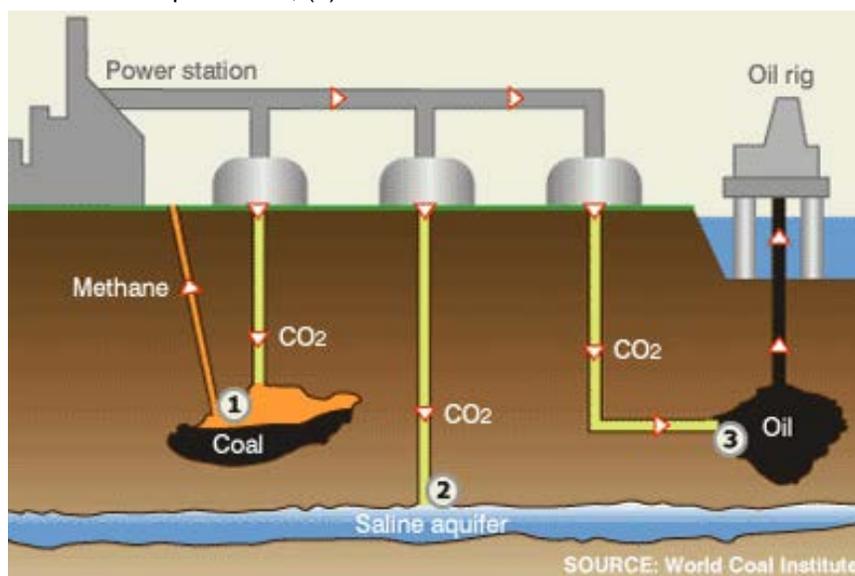
⁷ Global CCS Institute. (2013). Institute for Studies and Power Engineering (ISPE). *GETICA CCS Demo Project Feasibility study overview report*. Disponible en: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/getica-ccs-demo-project-feasibility-study-overview-report/online/93396>. Visitada en Mayo 2013.

Estos sitios han almacenado con seguridad fluidos (hidrocarburos y/o agua) y gases durante millones de años, y con una cuidadosa selección, podrían almacenar CO₂ el mismo tiempo.

Una vez inyectado, una amplia gama de tecnologías de detección se utilizan para controlar el movimiento de CO₂ dentro de las formaciones rocosas. Procesos de monitoreo, reporte y verificación son importantes para asegurar al público y los organismos reguladores que el CO₂ ha sido almacenado de forma segura.

Encontrar sitios adecuados de almacenamiento requiere la recolección de una gran cantidad de datos, tiempo y esfuerzo. Muchas de las economías de todo el mundo tienen programas activos para identificar los sitios de almacenamiento de CO₂, incluyendo EE.UU., Canadá, China, Sudáfrica, Australia y Europa.

Figura 10. Alternativas de almacenamiento de dióxido de carbono: (1) Lechos de carbón, (2) Formaciones salinas profundas, (3) EOR



FUENTE ⁸: Carbon Offset Research & Education (CORE).

⁸ Carbon Offset Research & Education – CORE. (2011). *Carbon capture and Storage (CCS)*. . Disponible en: <http://www.co2offsetresearch.org/consumer/CCS.html>. Visitada en Febrero 2013.

4.4.1 ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

Existen varias opciones para el almacenamiento a largo plazo de las emisiones de CO₂ en formaciones geológicas, incluyendo la inyección de dióxido de carbono en yacimientos de petróleo agotados, campos agotados de gas natural, acuíferos salinos profundos y lechos de carbón no explotados. En conjunto, se estima que estos tienen una capacidad de almacenamiento global de 1 000 -10 000 GtCO₂ de acuerdo con el IPCC. Por lo tanto, con las actuales emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la generación de energía - alrededor de 27 GtCO₂ por año -, hay suficiente capacidad de almacenamiento como para que la tecnología CCS pueda jugar un papel importante en el abatimiento de las emisiones de dióxido de carbono.

Varios tipos de formaciones geológicas pueden ser usadas para almacenar CO₂ siendo las de mayor capacidad potencial y seguridad:

- acuíferos salinos profundos,
- yacimientos agotados de petróleo y gas, y
- lechos de carbón no explotados.

A. FORMACIONES SALINAS PROFUNDAS

Basado en el conocimiento actual, las formaciones salinas profundas proporcionan los mayores volúmenes potenciales de almacenamiento geológico de CO₂.

Estas rocas reservorio sedimentarias saturadas de salmuera o agua de formación (por ejemplo, areniscas) se encuentran en las cuencas sedimentarias de todo el mundo, pero a pesar de su calidad y capacidad de almacenamiento de CO₂; sus propiedades varían en función de sus características geológicas. Para ser adecuadas para el almacenamiento de CO₂, las formaciones salinas necesitan ser:

- suficientemente porosa y permeable para permitir que grandes volúmenes de CO₂ puedan ser inyectados en estado supercrítico; y
- recubierto por una capa de roca impermeable, o sello, para evitar la migración de CO₂ hacia acuíferos suprayacentes de agua dulce, a otras formaciones o a la atmósfera.

Las principales ventajas de las formaciones salinas profundas para el almacenamiento de CO₂ son su naturaleza extendida y los enormes volúmenes potencialmente disponibles de almacenamiento geológico.

B. RESERVORIOS AGOTADOS DE PETRÓLEO Y GAS

Los reservorios de petróleo y gas, en general; tienen propiedades similares a las formaciones salinas, las cuales son:

- una formación rocosa permeable (depósito), y
- una capa impermeable de roca (sello).

El depósito es la parte de la formación salina que generalmente está contenida dentro de un cierre estructural (por ejemplo, un anticlinal o un domo), con la capacidad de atrapar físicamente y almacenar una cantidad concentrada de petróleo y/o gas.

La conversión de los campos agotados de petróleo y gas para el almacenamiento de CO₂ debería ser posible en la medida de que los mismos se acerquen al final de su producción económica. Existe una alta certeza de la integridad de los reservorios como depósitos para el almacenamiento de CO₂, ya que los mismos han contenido petróleo y gas por millones de años.

Un inconveniente importante de los yacimientos de petróleo y gas, comparados con los acuíferos salinos profundos; es que son penetrados por muchos pozos de calidad e integridad variable,

pudiendo convertirse ellos mismos en trayectorias de fuga para el CO₂ almacenado.

Es importante observar que la capacidad de almacenamiento de dióxido de carbono en reservorios de petróleo y gas agotados, es pequeña en relación a la capacidad potencial de las formaciones salinas profundas y a las emisiones proyectadas de CO₂, sin embargo; estas se presentan como una oportunidad temprana para el almacenamiento de CO₂.

C. LECHOS DE CARBÓN NO EXPLOTADOS

Los lechos de carbón profundos por debajo de su extracción económica podrían ser usados para almacenar dióxido de carbono. El CO₂ inyectado en lechos de carbón no explotados podrían reaccionar y ser absorbidos por el carbón, proporcionando almacenamiento permanente mientras el carbón no sea explotado o alterado de alguna forma.

El almacenamiento de dióxido de carbono en lechos de carbón se limita a un rango de profundidad relativamente estrecho, entre 600 y 1 000 m. Los lechos poco profundos, a menos de 600 metros de profundidad, tienen viabilidad económica de explotación, mientras que los lechos a profundidades superiores a 1 000 m han disminuido su permeabilidad como para que la inyección de CO₂ sea viable.

D. OTRAS ALTERNATIVAS

Otras alternativas de almacenamiento geológico de CO₂ incluye su inyección en:

- basalto;
- esquisto bituminoso;
- cavernas de sal y cavidades;
- yacimientos geotérmicos;
- lechos de lignito, o

- metanogénesis en lechos de carbón o formaciones salinas.

Estas se encuentran en las etapas iniciales de desarrollo, y al parecer tienen una capacidad limitada, excepto, posiblemente, como oportunidad de almacenamiento para fuentes de emisión ubicadas lejos de mejores opciones de capacidad de almacenamiento.

4.4.2 MINERALIZACIÓN

La forma en que la naturaleza almacena geológicamente el CO₂ es por la reacción muy lenta entre el dióxido de carbono y minerales naturales, tales como silicato de magnesio, para formar el carbonato mineral correspondiente.

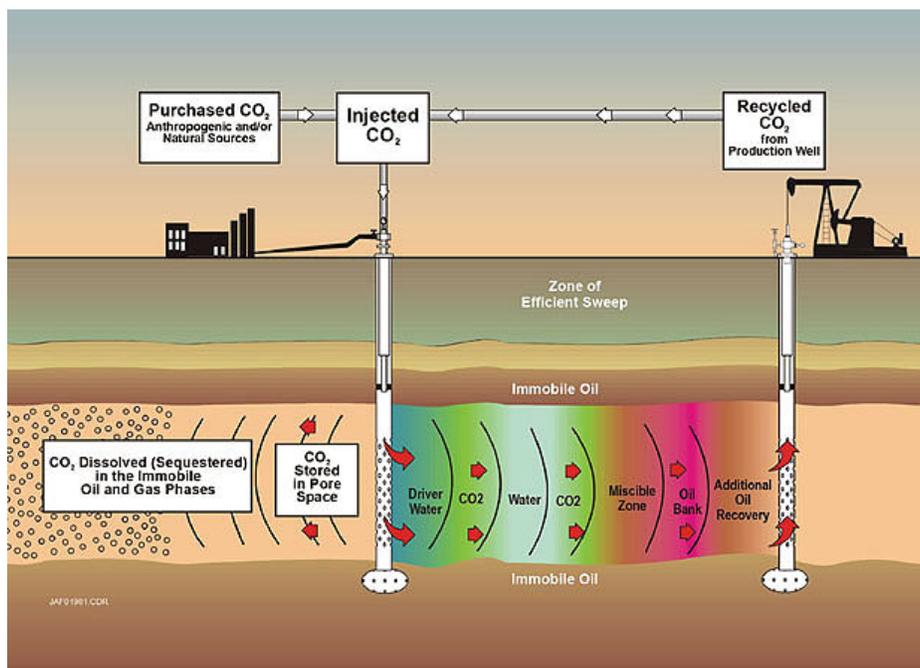
De todas las formas de carbono, los carbonatos son los más estables. El dióxido de carbono almacenado como un carbonato mineral se elimina definitivamente de la atmósfera.

Actualmente, está en marcha investigaciones para aumentar la tasa de carbonatación, sin embargo, la masa de mineral que tendría que ser extraída sería muchas veces más que la masa de CO₂ capturado: esta opción sería considerablemente más costosa que otras.

4.5 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETROLEO CON DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂ EOR)

Una fuente atractivamente grande de petróleo adicional yace al alcance de la infraestructura de campos petroleros existentes. Las compañías operadoras saben dónde se encuentra, y tienen una buena idea de su volumen. Este recurso es el petróleo que permanece en los yacimientos una vez que los métodos tradicionales de recuperación, tales como los procesos de producción primaria e inyección de agua, alcanzan sus límites económicos.

Figura 11. Diagrama esquemático de la operación EOR alternando agua – gas CO₂ miscible (CO₂ EOR)



FUENTE ⁹: Global CCS institute.

El porcentaje de petróleo original remanente varía entre un campo y otro, pero un estudio de 10 regiones productoras de petróleo de Estados Unidos descubrió que aproximadamente dos tercios del petróleo original “in situ” (OOIP – *Original Oil In Place*) permanecía después de agotados los métodos de recuperación tradicionales.¹⁰ El estudio descubrió además que aproximadamente un 23% del petróleo remanente de esas regiones podía producirse mediante las tecnologías establecidas de inyección de CO₂. Ese recurso técnicamente recuperable de casi 14 000 millones de m³ [89 000 millones de bbl] de petróleo podría satisfacer, por sí solo y con las tasas actuales, más de una década de consumo en Estados Unidos.

En todo el mundo, el número de campos maduros seguirá creciendo y cada año más campos excederán su pico de producción. Los operadores trabajan para optimizar la recuperación de estos campos, y los avances

⁹ Global CCS Institute. (2012). *The Global Status of CCS 2012 - How does it work?*. Disponible en: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/48436>. Visitada en Febrero 2013.

¹⁰ Hartstein A, Kusskraa V y Godec M: “Recovering ‘Stranded Oil’ Can Substantially Add to U.S. Oil Supplies,” Hoja Técnica de Proyectos, Oficina de Energía Fósil del Departamento de Energía de EUA (2006), http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/eor_co2/C - 10 Basin Studies Fact Sheet.pdf (noviembre de 2010).

extraordinarios registrados en los últimos 20 años ayudan a acceder a este recurso remanente. Hoy el mundo tiene mayor conciencia ambiental, lo que plantea la oportunidad de utilizar los yacimientos agotados para el almacenamiento de CO₂ a la vez que se incrementan los factores de recuperación.

La inyección de químicos y gases de recuperación efectiva —tales como CO₂— puede modificar ciertas propiedades físicas del sistema de petróleo crudo – agua de formación – roca (COBR – Crude Oil – Brine – Rock). Estos métodos alteran la tensión interfacial (IFT), la movilidad, la viscosidad o la mojabilidad, dilatan el petróleo o modifican la composición de sus fases.

El, o los métodos EOR específicos aplicados para recuperar petróleo se basan habitualmente en un estudio de ingeniería de cada yacimiento. En la mayoría de los casos, el objetivo es lograr el retorno más económico de la inversión, pero algunas compañías petroleras se plantean metas diferentes, tales como la maximización de la recuperación final. Los operadores examinan los diversos factores de riesgo, incluido el precio del petróleo, la necesidad de un programa a largo plazo para lograr un retorno satisfactorio de la inversión, inversiones que implican un capital inicial considerable, y el costo de perforar pozos adicionales e implementar proyectos piloto.

4.5.1 METODOLOGÍAS DE INUNDACIÓN

Tradicionalmente, muchas técnicas de recuperación asistida de petróleo apuntan al petróleo que permanece después de la inyección de agua. La mayoría de los métodos corresponden a una de tres categorías generales: inyección de gas, inyección de químicos y técnicas termales. Cada una de estas categorías posee una diversidad de formas, que pueden combinarse para obtener resultados específicos.

Tabla 3. Efectos físicos de los métodos EOR

Método EOR		Soporte de Presión	Mejoramiento del barrido	Reducción de la IFT	Alteración de la mojabilidad	Reducción de la viscosidad	Dilatación del petróleo	Hidrocarburo fase única	Cambio composicional	Factor de recuperación incremental
Inyección de agua	Inyección de agua									Caso base
	Agua preparada									Bajo
Inyección de gas: inmiscible	Hidrocarburo									Moderado
	CO ₂									Alto
	Nitrógeno o gas de chimenea									Moderado
Inyección de gas: miscible	Hidrocarburo									Alto
	Hidrocarburo WAG									Muy alto
	CO ₂									Alto
	CO ₂ WAG									El más alto
Método térmico	Vapor									Alto
	Aire a alta presión									Alto
Método químico	Polímero									Bajo
	Surfactante									Moderado
	ASP									Alto

FUENTE ¹¹: Oilfield Review. Schlumberger 2011

IFT = tensión interfacial / WAG = inyección alternativa de agua y de gas / ASP = mezcla de álcali-surfactante-polímero

¹¹ Oilfield Review. (2011). Volumen 22. N° 4. Schlumberger. *¿Llego el momento para la tecnología EOR?*. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/02_llego.pdf Visitada en Febrero 2013.

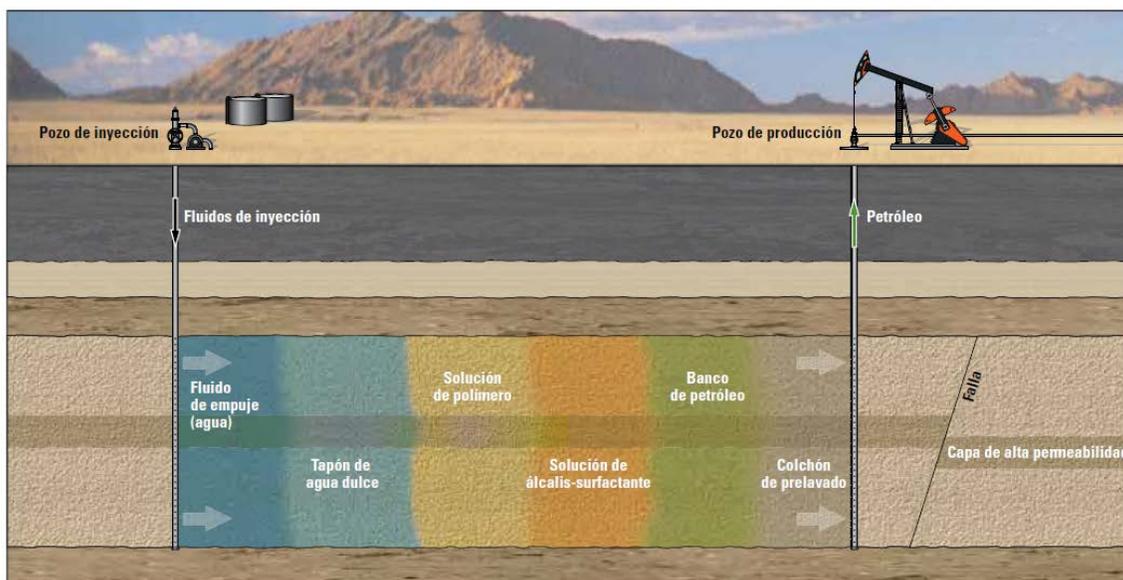
En general, la inyección de agua no se considera un método EOR a menos que se combine con algún otro método de inyección. No obstante, en los últimos años, la industria del petróleo ha investigado el proceso de inyección de agua de baja salinidad que, en ciertas situaciones, permite recuperar petróleo adicional luego de un proceso habitual de inyección de agua de alta salinidad. Si bien el mecanismo de recuperación de petróleo no es aceptado a nivel universal, la mayoría de los investigadores considera que existe una interacción COBR que libera petróleo adicional. El presente estudio se centra en las metodologías de recuperación de petróleo por inyección de gas, particularmente el dióxido de carbono.

4.5.2 INYECCIÓN DE GAS

Históricamente, el proceso de inyección de gas ha sido clasificado a menudo como un método de recuperación secundaria. Puede convertirse en un método preferido de disposición final o almacenamiento del gas natural asociado si no existe mercado disponible alguno o, estacionalmente, cuando la demanda de gas es inferior a la oferta. Pero también puede aplicarse después de la inyección de agua, o en combinación con un proceso de inyección de agua, en cuyo caso se considera un método EOR.

Cuando se ejecuta en conjunto con el método de inundación con agua, la inyección se alterna típicamente entre el gas y el agua. Los ciclos de inyección alternativa de agua y de gas (WAG) mejoran la eficiencia de barrido mediante el incremento de la viscosidad del frente de inundación combinado. Por otro lado, con ciertas composiciones de fluidos y condiciones locales, puede formarse espuma, lo que puede mejorar posteriormente la eficiencia de barrido relacionada con la viscosidad. La siguiente figura esquematiza el proceso miscible de inyección alternativa de agua y gas (WAG).

Figura 12. Proceso miscible de inyección alternativa de agua y de gas (WAG)



Proceso miscible de inyección alternativa de agua y de gas (WAG). En un proceso WAG miscible, un gas inyectado - en este caso CO_2 - se mezcla con el petróleo del yacimiento y forma un banco de petróleo por delante de la zona miscible. El gas es seguido por un tapón de agua, lo que mejora la relación de movilidad de los fluidos desplazantes para evitar la interdigitación. El ciclo de inyección de gas y agua puede reiterarse muchas veces, hasta que el desplazamiento final por empuje de agua barre fuera del yacimiento el hidrocarburo remanente, ahora mezclado con CO_2 . Las heterogeneidades de la formación, tales como la presencia de un filón de permeabilidad más alta (capa más oscura), afectan las formas de los frentes de inundación.

FUENTE ¹²: Oilfield Review. Schlumberger 2011

Dependiendo de la presión, la temperatura y la composición del gas y del petróleo, la inyección puede llevarse a cabo en condiciones inmiscibles o miscibles. En un proceso de inundación inmiscible, el gas y el petróleo permanecen como fases diferenciadas. El gas invade la roca como una fase no mojante, mediante el desplazamiento del petróleo de los poros más grandes primero. No obstante, cuando son miscibles, el gas y el petróleo forman una fase. Esta mezcla habitualmente hace que el volumen de petróleo se dilate, a la vez que se reduce la tensión interfacial entre la fase petróleo y el agua. El desplazamiento mediante inyección de gas miscible puede ser altamente eficiente para la recuperación del petróleo.

La mojabilidad de la roca también incide en la recuperación del petróleo mediante métodos de inyección miscible. En un estudio de núcleos de

¹² Oilfield Review. (2011). Volumen 22. N° 4. Schlumberger. *¿Llego el momento para la tecnología EOR?*. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/02_llego.pdf Visitada en Febrero 2013.

laboratorio, la mejor recuperación de petróleo por inyección de agua se logró en rocas de mojabilidad mixta, luego en rocas de mojabilidad intermedia y por último en rocas mojables por petróleo, que exhibieron la más baja recuperación de petróleo por inyección de agua. En un proceso de inyección de gas miscible después de la inyección de agua, el mayor volumen de petróleo remanente se recuperó en el núcleo mojable por petróleo, lo que sugiere que podrían considerarse procesos miscibles en lugar del proceso de inyección de agua. Tanto las rocas de mojabilidad intermedia como las rocas de mojabilidad mixta exhibieron una alta recuperación general a partir de los procesos combinados de inyección de agua e inyección de gas miscible.

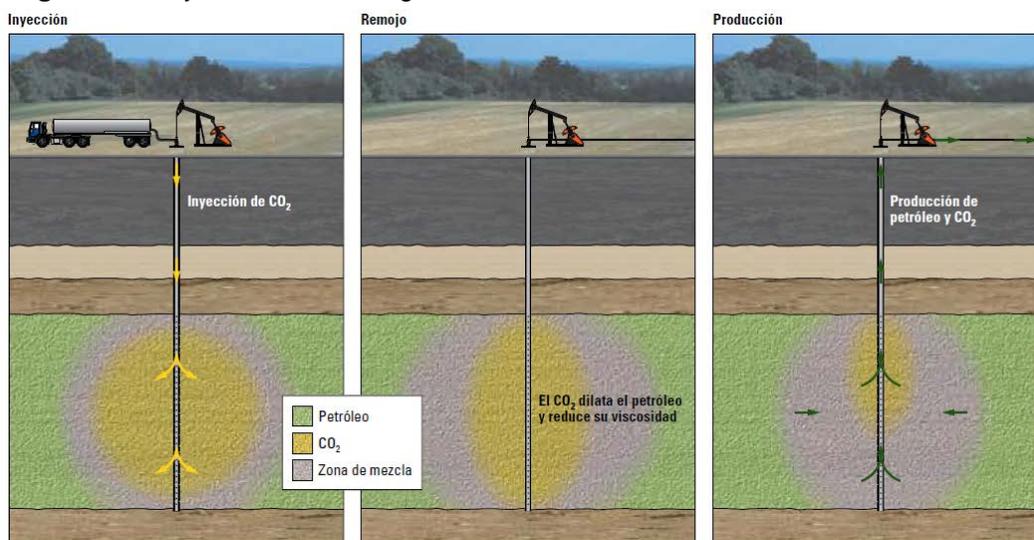
Bajo ciertas condiciones, los fluidos se consideran miscibles con contactos múltiples. En este caso, cuando se ponen en contacto por primera vez, el gas y el petróleo no son miscibles. No obstante, los componentes livianos del petróleo ingresan en la fase gaseosa, y los hidrocarburos pesados de cadena larga provenientes del gas ingresan en la fase líquida. Cuando el frente se pone en contacto con el petróleo nuevo, se intercambia un mayor número de componentes hasta que el gas y el petróleo alcanzan composiciones que son miscibles.

Para el proceso EOR se utilizan varios gases como inyectantes. El gas natural —producido en el mismo campo o en un campo vecino. También se utiliza metano o metano enriquecido con fracciones livianas. Si los costos de transporte son suficientemente bajos, se puede utilizar un suministro local de gas de chimenea, tal como el gas de escape de una central de energía. El nitrógeno, que generalmente se separa del aire en la localización, es otro gas de inyección.

La mayor parte de los proyectos EOR con inyección de gas actualmente en funcionamiento utilizan CO₂ como gas de inyección como se muestra en la siguiente figura. En Texas, Nuevo México y Oklahoma, en Estados Unidos, el CO₂ natural se produce y se envía por líneas de conducción a

los campos petroleros. Recientemente, se ha generado gran interés en el uso de la inyección de CO₂ como forma de incrementar la recuperación de petróleo y además secuestrar las fuentes antropogénicas de este gas de efecto invernadero. Por lo general, esta opción requiere que exista proximidad entre la fuente de origen y un campo de petróleo adecuado para la inyección de CO₂.

Figura 13. Inyección cíclica de gas



Inyección cíclica de gas. En un proceso de un solo pozo, en la región vecina al pozo se inyecta un gas, tal como el CO₂, durante un período breve de algunos días o semanas (*izquierda*). En un período de remojo largo, que dura entre algunos días y algunas semanas (*centro*), el gas miscible se mezcla con el petróleo in situ, lo dilata y reduce su viscosidad. Luego, el pozo se hace producir durante un período de tiempo prolongado (*derecha*). Para esto se aprovecha el incremento de presión producido por los fluidos inyectados y el cambio de las propiedades del petróleo. Típicamente, este ciclo se repite

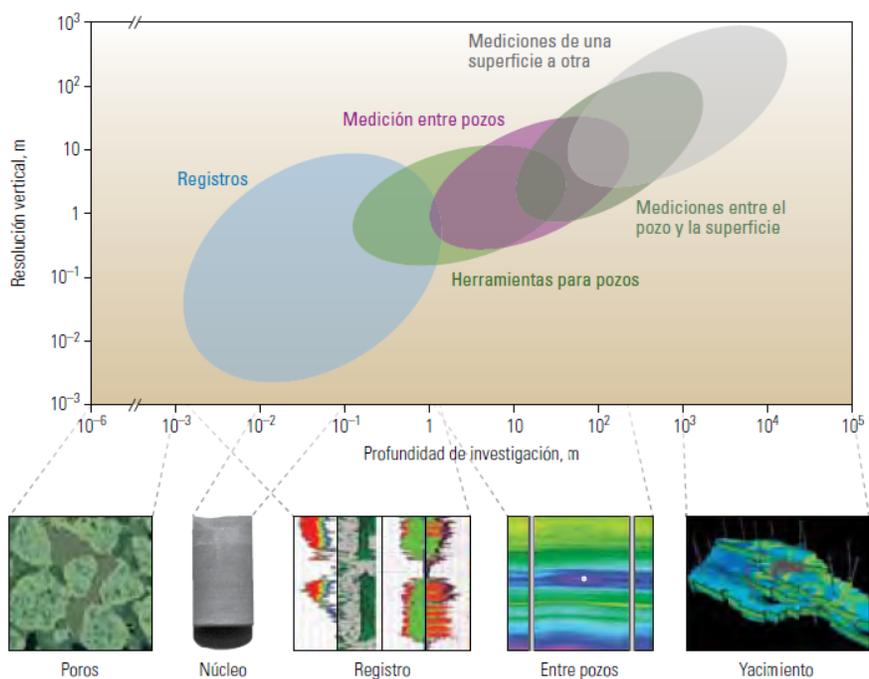
FUENTE ¹³: Oilfield Review. Schlumberger 2011

¹³ Oilfield Review. (2011). Volumen 22. N° 4. Schlumberger. ¿Llego el momento para la tecnología EOR?. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/02_llego.pdf Visitada en Febrero 2013.

4.5.3 SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

La elección de un método o combinación de métodos que han de ser utilizados con fines de recuperación asistida es mejor si se basa en un estudio detallado de cada campo específico. Dado que la mayoría de las técnicas EOR involucran componentes físicos complejos, el yacimiento debe ser caracterizado en muchos niveles presentados esquemáticamente en la siguiente figura. La morfología de los poros afecta la eficiencia de desplazamiento microscópico. Las propiedades y heterogeneidades de las formaciones inciden en el barrido macroscópico, ya sea a escala de registro, entre pozos o, en todo el campo. Por consiguiente, la evaluación procede en etapas a fin de reducir la incertidumbre asociada con el hecho de que la aplicación de una técnica EOR logre éxito técnico y económico.

Figura 14. Escala de evaluación para procesos EOR



FUENTE 14: Oilfield Review. Schlumberger 2011

¹⁴ Oilfield Review. (2011). Volumen 22. N° 4. Schlumberger. *¿Llego el momento para la tecnología EOR?*. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/02_llego.pdf Visitada en Febrero 2013.

La metodología comienza con actividades relativamente baratas, que se desarrollan en la oficina o en el laboratorio; estas actividades avanzan luego a los ensayos de campo y la implementación, con un costo más elevado y un requerimiento de tiempo más prolongado. No obstante, en cualquier etapa, si el proyecto no satisface los criterios técnicos y financieros de la compañía para esa etapa, no se accede a la etapa siguiente. El equipo a cargo del proyecto puede efectuar iteraciones de los pasos previos para hallar una mejor solución con menos incertidumbre o bien abandonar el proyecto.

El primer paso consiste en recolectar tantos datos sobre el yacimiento como sea posible y desarrollar un paquete de información coherente. Esto puede compararse con los criterios de selección de los diversos métodos de recuperación. Estos criterios, basados en éxitos y fracasos previos, pueden constituir un cotejo positivo para algunas de las tecnologías EOR. Dado que los químicos necesarios están expandiendo los rangos de aplicabilidad de los métodos químicos, el equipo a cargo de los activos de la compañía que se ocupa de la evaluación de los métodos debería analizar la literatura vigente y efectuar consultas con investigadores y fabricantes de químicos. Por otro lado, los límites existentes con respecto a la densidad y la viscosidad del petróleo, y la salinidad de la salmuera, están siendo superados por los surfactantes sintéticos, que a menudo se consiguen a un menor costo que el que era posible previamente.

Una vez reducido el número de tecnologías EOR factibles, la etapa de evaluación pasa habitualmente a la de laboratorio. Las propiedades físicas de los fluidos y de las combinaciones de fluidos, incluyendo el petróleo crudo y el agua de formación, deben ser confirmadas para la técnica seleccionada. Es importante examinar no sólo los aspectos positivos, tales como la miscibilidad y la alteración de la mojabilidad, que son necesarios, sino también los aspectos negativos, tales como los depósitos de incrustaciones y la condensación de cera, que deben evitarse. Después, para investigar las propiedades de los sólidos/fluidos,

tales como la adsorción, los químicos se mezclan con granos que son representativos de la formación. Luego, se llevan a cabo estudios de flujo, utilizando paquetes de arena en tubos delgados o núcleos, o ambos elementos. En cada una de estas etapas de laboratorio, los métodos EOR potenciales pueden ser eliminados o ajustados a la aplicación de campo específica.

Después de que los ingenieros y geocientíficos evalúan la historia del campo, pueden desarrollar modelos de yacimientos estáticos y dinámicos actualizados. Provistos de los resultados de las pruebas de flujo y de otras pruebas de laboratorio, los especialistas en modelado pueden simular el efecto del método EOR en el modelo dinámico para predecir la recuperación prevista. El proceso de simulación consiste en descubrir una combinación adecuada de configuración, espaciamiento y esquema de implantación de pozos, además de los inyectantes y la estrategia de inyección correcta.

Las incógnitas más importantes, tales como la heterogeneidad de la formación, se evalúan mediante iteraciones múltiples del simulador con diferentes parámetros del modelo. Los operadores comparan los costos de suministros previstos y los aspectos económicos del proyecto con el caso base de mantenimiento de la producción sin técnicas EOR. Si la simulación indica que el proyecto satisface los requisitos técnicos y financieros de la compañía, puede ser utilizada para diseñar la etapa siguiente: las pruebas de campo.

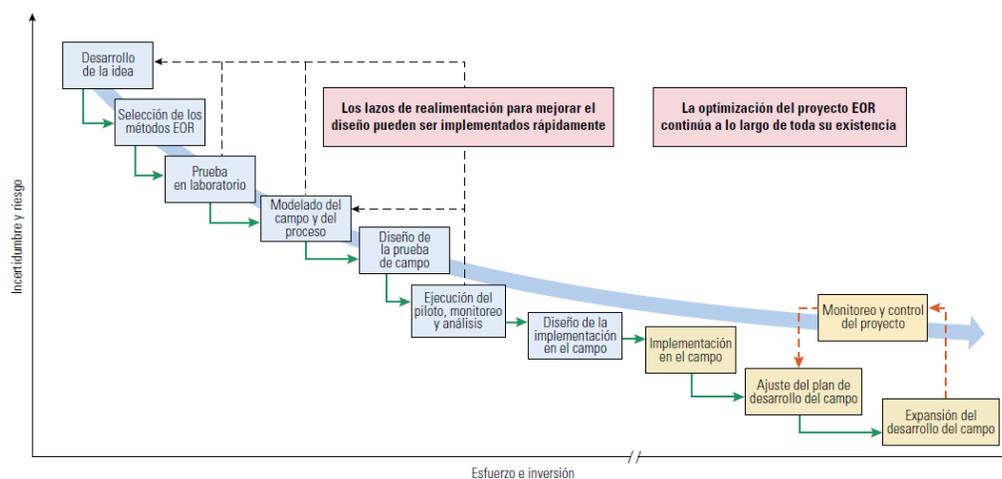
Las pruebas piloto de campo deben diseñarse para responder preguntas específicas. Los objetivos de las pruebas piloto pueden incluir la siguiente evaluación del proceso EOR para el desarrollo de todo el campo:

- Evaluación de la eficiencia de la recuperación.
- Evaluación de los efectos de la geología del yacimiento sobre el desempeño.

- Reducción del riesgo técnico y económico en los pronósticos de producción.
- Obtención de datos para calibrar los modelos de simulación de yacimientos.
- Identificación de problemas e inquietudes operacionales.
- Evaluación del efecto de las opciones de desarrollo sobre la recuperación.
- Evaluación del impacto ambiental.
- Evaluación de la estrategia operativa para mejorar los aspectos económicos y la recuperación.

Las pruebas piloto EOR abarcan desde pruebas de un solo pozo, con inyección solamente o incluida la fase de producción, hasta pilotos con patrones simples o múltiples; el costo y la complejidad se incrementan en general en ese orden. Una prueba piloto de inyección de un solo pozo puede ser diseñada sencillamente para evaluar la inyektividad del fluido. En las pruebas piloto más complejas se pueden verificar los aspectos relacionados con el barrido areal y vertical, barrido con efecto gravitacional, la formación de canales y la interdigitación viscosa.

La planeación de las pruebas piloto debe centrarse en la recolección rápida y eficiente de los datos para responder a las cuestiones analizadas previamente. Estos datos provienen de las operaciones de monitoreo del subsuelo y de la superficie, y el plan puede incorporar además pozos de monitoreo perforados para obtener datos adicionales en puntos específicos del campo. El tiempo también es un elemento a considerar: se debe conceder tiempo suficiente para que el frente de inundación avance a través de la prueba piloto. De un listado reciente de más de 20 pruebas piloto EOR de ExxonMobil, sólo una prueba fue concluida al cabo de un año calendario y muchas duraron tres o más años.

Figura 15. Hoja de ruta de los métodos EOR

Hoja de ruta de los métodos EOR. El objetivo de una evaluación de los métodos EOR es reducir las incertidumbres asociadas con los yacimientos y el riesgo económico. La evaluación comienza mediante un proceso de selección basado principalmente en la información existente; se compara el campo en cuestión con los éxitos conocidos de diversos métodos EOR en otros campos. Si el proyecto aprueba un paso, accede al siguiente, que puede consistir en pruebas de laboratorio, y se pasa al modelado de campo. Si el proyecto no sortea un obstáculo técnico o económico, puede ser abandonado o bien el proceso puede retornar a un paso previo para reevaluar ese u otro método EOR. Una vez lograda una confiabilidad suficiente, el operador designa e implementa un proyecto piloto de campo, con la posible expansión a la fase de implementación en todo el campo o en una parte de éste. El eje horizontal indica un proceso en secuencia, pero además indica la inversión, en general cada vez mayor, requerida para concretar cada paso, desde el desarrollo de las ideas a la izquierda hasta la implementación en el campo a la derecha.

FUENTE ¹⁵: Oilfield Review. Schlumberger 2011

En tierra firme o en áreas marinas, si una prueba piloto pequeña indica que existe la probabilidad de una implementación exitosa, puede expandirse para incluir más patrones. Esta expansión proveerá información adicional sobre el comportamiento del método EOR en un área más extensa y probablemente más heterogénea. El objetivo de toda prueba piloto es reducir el riesgo lo suficiente como para poder implementar un método EOR en todo el campo, o al menos en una porción sustancial de éste, o eliminarlo por ser incompatible con los objetivos de la compañía.

¹⁵ Oilfield Review. (2011). Volumen 22. N° 4. Schlumberger. *¿Llego el momento para la tecnología EOR?*. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/02_llego.pdf Visitada en Febrero 2013.

5. OXY COMBUSTIÓN CON CAPTURA DE CO₂

El nitrógeno, el cual es aproximadamente el 80% del aire utilizado para la combustión; sirve para diluir el contenido de CO₂ del gas de combustión a menos de 15% para calderas y otros sistemas térmicos de recuperación de calor. Los procesos de captura post-combustión están diseñados para separar el relativamente diluido CO₂ de la masa de gas nitrógeno proveniente del gas de combustión. En los procesos de oxy – combustión, la masa de nitrógeno es separada del aire antes de la combustión. Los productos resultantes de la combustión tendrán un contenido de CO₂ por encima del 90% (en base seca). Si la legislación y la geoquímica lo permiten, el gas de combustión deshidratado podría ser almacenado directamente sin purificación adicional. Por otra parte, las impurezas del gas de combustión (predominantemente O₂, N₂ y Ar) podrían ser eliminados mediante la reducción de la temperatura (a una presión moderada) de modo que se consiga condensar el CO₂ pero no las impurezas.

Las plantas de Oxy – Combustión incluyen los siguientes componentes principales:

- **Unidad de separación de aire (Air Separation Unit - ASU):** Este sistema separa el oxígeno del aire y suministra este gas enriquecido para la combustión.
- **Sistema de Control de Calidad de Gas – Transferencia de Calor - Combustión (Combustion - Heat Transfer – Gas Quality Control System - GQCS):** Los componentes de este sistema son casi los mismos que los componentes para su correspondiente planta de combustión con aire. El combustible se quema con una mezcla de oxígeno proveniente de la Unidad de Separación de Aire (ASU) y el efluente gaseoso reciclado. Los productos de la combustión son enfriados para recuperar eficientemente calor y eliminar cenizas volantes.

- **Unidad de Purificación de CO₂ (CO₂ Purification Unit – CPU):** Como mínimo, la CPU incluye un subsistema de secado del efluente gaseoso y compresores para entregar el producto a una línea receptora de CO₂ o un sitio de almacenamiento geológico. Si fuera necesario, también incluirá un proceso de condensación parcial para purificar el CO₂ producido y remover impurezas hasta niveles especificados.

La tecnología oxy – combustión puede ser empleada con combustibles sólidos como el carbón, coque de petróleo y biomasa, así como combustibles líquidos y gaseosos.

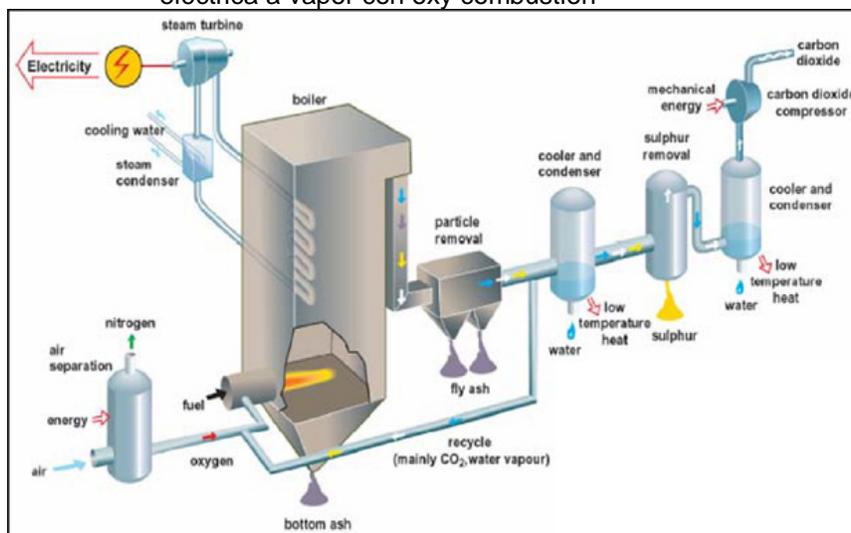
5.1 PROCESO DE OXY COMBUSTION PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Con el fin de aprovechar la extensa experiencia de la ingeniería en el diseño y operación de aire como combustible en equipos de combustión y su interrelación con los equipos de transferencia de calor; un enfoque de "*aire sintético*" se utiliza generalmente para los procesos de oxy – combustión los cuales se proponen para las centrales de generación de energía eléctrica a vapor. Bajo este enfoque el gas de combustión se recicla y se introduce en la cámara de combustión con el oxígeno en proporciones que imitan la combustión y las propiedades de transferencia de calor del aire.

El enfoque alternativo consiste en el empleo reducido del gas de combustión reciclado comparado con el enfoque anterior ("aire sintético") lo cual se traduce en temperaturas de llama más altas. Para este último enfoque (altas temperaturas de llama) se ha empleado combustibles en determinadas aplicaciones industriales, sin embargo; existe poca o ninguna experiencia relevante a escala comercial con el mismo y su relación con sistemas de transferencia de calor. Uno de los objetivos de la reducción de reflujo de gas de combustión y la generación de altas temperaturas de llama, es una reducción proporcional de los costos de capital del manejo de efluentes gaseosos, combustión y transferencia de calor.

La siguiente figura muestra un diagrama de los principales componentes para una planta de generación eléctrica a vapor con oxy – combustión.

Figura 16. Diagrama de bloques de una planta de generación eléctrica a vapor con oxy combustion



FUENTE ¹⁶: Global CCS Institute.

5.1.1 UNIDAD DE SEPARACIÓN DE AIRE (Air Separation Unit – ASU)

La tecnología tradicional para obtener oxígeno es destilando el aire a temperatura criogénica. La tecnología es ampliamente usada a escala industrial y puede generar oxígeno puro al 99,5%. Los costos de capital y de operación, como la energía adicional empleada en los compresores de la Unidad de Separación de Aire; no justifican la producción de O₂ para oxy – combustion de muy alta pureza dado la correspondiente reducción de impurezas en el efluente de combustión gaseoso. Así, el O₂ producido para oxy – combustion posee típicamente un rango de pureza que varía entre el 95% y 97%, siendo el resto predominantemente argón (Ar) y nitrógeno (N₂). El costo de energía primaria en la separación criogénica del aire es debido a la potencia auxiliar para la compresión del aire de entrada.

¹⁶ Global CCS Institute. (2012) Oxy Combustion with CO₂ Capture. Disponible en: <http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/29761/co2-capture-technologies-oxy-combustion.pdf>. Visitada en Marzo 2013.

5.1.2 SISTEMA DE MANEJO DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN – TRANSFERENCIA DE CALOR – EFLUENTES GASEOSOS (Combustion / heat transfer / flue gas handling systems)

Las calderas optimizadas para “aire sintético” de oxy – combustión podrían ser diseñadas de manera similar a aquellas optimizadas para el aire de combustión. Las temperaturas del vapor y las presiones desarrolladas por las operaciones de combustión con aire también son similares para las operaciones de combustión usando oxy – combustion.

Para combustibles sólidos, podrían ser empleados sistemas de combustión del combustible pulverizado o de lecho fluido. Si se requiere, el equipo podría ser diseñado y operado para suministrar el 100% de su capacidad tanto para combustión con aire u oxy – combustión. Transiciones adecuadas de combustión con aire y oxy – combustión se han demostrado a escala piloto.

Se debe prestar especial atención en el diseño y construcción de la caldera y los componentes del sistema de manejo del efluente gaseoso para minimizar las pérdidas de aire en la entrada y minimizar las pérdidas de oxígeno que puedan acompañar al gas de combustión en los calentadores de reflujo. Estas pérdidas se traducirán en el incremento neto de la tasa de flujo y la dilución de la concentración del CO₂ en el gas de combustión.

A. REFLUJO DEL EFLUENTE GASEOSO

Hasta el 80% de los gases de combustión que salen del horno se reciclan para controlar las temperaturas. El efluente neto de combustión (no reciclado) proveniente de sistemas de oxy - combustión es aproximadamente 20% - 25% respecto a un sistema de combustión con aire, debido a la separación de nitrógeno antes de la combustión. El empleo de reflujo de efluentes gaseosos tenderá a aumentar las concentraciones de componentes menores en los gases de

combustión, tales como la humedad, SO_x , HCl, HF y cenizas volantes, a menos que se emplean medios para eliminar estos materiales dentro del lazo de reciclado. Lo mismo es cierto en general de NO_x , sin embargo; este gas en el flujo de reciclo podría ser destruido en el horno por recombustión.

Los costos del sistema de control de calidad del efluente gaseoso se minimizan mediante el tratamiento del gas de combustión neto a la salida del lazo de reciclado; en lugar de tratar el efluente gaseoso en el interior del lazo de reciclado, debido al menor flujo neto de gases de combustión. Generalmente los diseñadores de estos sistemas proponen los más altos flujos de gas de combustión húmedo sin la necesidad de remover la humedad en el interior del lazo de reflujo. La ceniza volante es por lo general removida del efluente gaseoso dentro del lazo de reflujo. La baja producción de NO_x proveniente de oxy - combustión generalmente no requiere de un sistema auxiliar para su remoción.

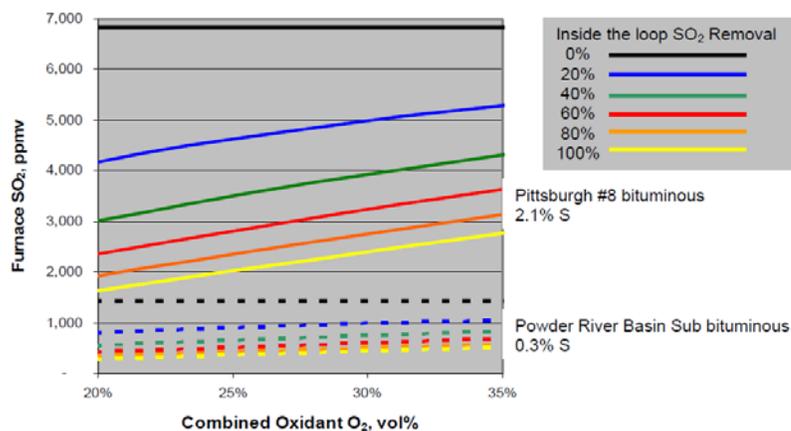
B. CONTROL DEL SO_2

Al igual que en la combustión con aire, el azufre del combustible se convierte en gran medida a SO_2 durante la oxy – combustión con trazas de SO_3 . El dióxido de azufre (SO_2) se acumulará en el lazo del reflujo del gas de combustión y, en aplicaciones en calderas, el SO_2 debe ser controlado para mantener su concentración en el horno por debajo de aquellas a las que el exceso de gas produce corrosión. La acumulación de SO_2 en el lazo de reflujo se ilustra en la siguiente figura para un carbón sub bituminoso de bajo contenido de azufre de Powder River Basin (Estados Unidos) y un carbón bituminoso de alto contenido de azufre del oeste de Estados Unidos. Las concentraciones de SO_2 , en los hornos que quemaron combustible bajo en azufre; son suficientemente bajas en todas las condiciones como para no requerir la remoción de SO_2 dentro del bucle de reflujo para aplicaciones de

calderas. Este no es el caso para el combustible alto contenido de azufre dado que se requerirá la remoción de SO_2 del lazo de reflujo para mantener las concentraciones en el horno por debajo de 2 000 – 3 000 ppmv; rango por encima del cual, la corrosión del metal por el gas de combustión sería excesivo.

Los controles del SO_2 empleados para el efluente gaseoso proveniente del proceso de combustión con aire son adecuados para los gases de combustión generados por oxy – combustión. Estos incluyen inyección directa de materiales calcáreos en un lecho fluidizado circulante (Circulating Fluidized Bed – CFB), la desulfuración del efluente gaseoso húmedo, y el secado de los gases provenientes de la desulfuración. Cuando la oxidación forzada es empleada para apoyar la desulfuración del efluente gaseoso húmedo, el recipiente de oxidación (donde el aire se utiliza para convertir SO_3^{2-} a SO_4^{2-}) debe ser aislado del scrubber para evitar la dilución del gas de combustión con el aire.

Figura 17. Contenido de SO_2 en el horno de oxy combustion



Contenido de SO_2 en el Horno de oxy – combustión de carbón. El diseño típico del proceso de oxy – combustión de carbón de contiene 25% - 30% O_2 combinado en la alimentación oxidante. En un horno con un sistema de combustión de carbón con aire contiene aproximadamente 21% de O_2 y 100% en el lazo de remoción de SO_2 .

FUENTE 17: Global CCS Institute.

¹⁷ Global CCS Institute. (2012) Oxy Combustion with CO_2 Capture. Disponible en: <http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/29761/co2-capture-technologies-oxy-combustion.pdf>. Visitada en Marzo 2013.

C. CONTROL DE NO_x

Debido a las bajas concentraciones de nitrógeno en los quemadores empleados en oxy - combustión, la producción de NO_x térmico se reduce al mínimo. La principal fuente del NO_x producido en el horno proviene principalmente de nitrógeno del combustible. La producción de NO_x puede ser minimizado mediante la combustión en etapas y el uso de sistemas OFA (over-fired air). Además, como se señaló anteriormente, el NO_x al entrar en el horno con el reflujo de gas de combustión será destruido a una mayor o menor medida por el mecanismo de recombustión. El efecto global es que, a menos que la instalación trabaje con sistemas de combustión con aire, el uso de tecnologías de reducción catalítica selectiva y no catalítica de NO_x, comúnmente empleada para la reducción de NO_x en los gases de combustión con aire, es improbable que sean requeridas.

D. CONTROL DE PARTÍCULAS

La eliminación de cenizas volantes del efluente gaseoso de oxy - combustión es esencialmente el mismo que el empleado para sistemas de combustión con aire. Los precipitadores electrostáticos o los “cuartos de sacos industriales” (bag filters) son las tecnologías adecuadas. Para diseños de bag filters donde se limpia por pulsos de gas comprimido; el CO₂ comprimido debe ser utilizado (en lugar de aire comprimido) para evitar diluir el gas de combustión con el aire.

5.1.3 UNIDAD DE PURIFICACIÓN DE CO₂ (CO₂ Purification Unit - CPU)

El gas de combustión húmedo que entra a la Unidad de Purificación de CO₂ (CO₂ Purification Unit - CPU) se enfría y se comprime a presión media. La purificación consta de un sistema de secado profundo de CO₂. El gas seco de combustión contiene entre 10% y 30% de diluyente (Ar, O₂ y N₂) y contaminantes traza (SO₂, SO₃, NO, NO₂, CO, etc.) Si la legislación, los parámetros geoquímicos y los del proyecto lo

permiten, el gas seco obtenido de la chimenea puede ser comprimido a la tubería o la presión o inyectado a presión sin procesamiento adicional. Bajo estas condiciones, se habrá capturado el 100% de CO₂ y habrá emisiones cero al ambiental.

Si la eliminación de diluyentes o contaminantes traza, geología u otros requerimientos de pureza es necesaria antes que el CO₂ ingrese a la línea para su transporte y/o almacenamiento; un proceso de condensación parcial se utiliza para lograr las especificaciones de pureza de CO₂. En el proceso de condensación parcial, los gases con punto de rocío menor que el CO₂ se separan y se purgan. Entre ellos se encuentra los diluyentes O₂, N₂, y Ar, las trazas de CO producidas en el horno, y cualquier residuo de NO que no se destruye durante la compresión húmedo. La chimenea de salida debe ser diseñada para dispersar eficazmente el gas venteado de manera que las concentraciones a nivel del suelo de CO y CO₂ no superan los estándares ambientales locales. Los gases con punto de rocío más alto que el CO₂ (SO₂, NO₂) se condensarán con el CO₂ producido.

Como se indicó anteriormente, si la geoquímica, la legislación, y otros parámetros del proyecto lo permiten, podría ser posible comprimir e inyectar directamente el gas seco de combustión en el almacenamiento permanente. Hay, sin embargo, la incertidumbre en el efecto de los diluyentes y de los contaminantes-traza en la geoquímica de lugar de almacenamiento del CO₂. Uno de los retos de la etapa de almacenamiento de dióxido de carbono es evaluar la factibilidad de almacenamiento geológico de CO₂ impuro.

Si bien no es probable una reducción en los costos de capital al no instalar un sistema de purificación de CO₂, el mayor gasto de capital en las Unidades de Purificación de CO₂ es para los compresores. Los incrementos mayores de costos de capital están asociados a compresores de mayor tamaño, tuberías de mayor diámetro y mayor

volumen de almacenamiento para gestionar los diluyentes. La selección de materiales para las tuberías puede ser afectada por los diluyentes y contaminantes traza. También puede haber un uso de energía incremental asociado a la compresión de los diluyentes. Los esfuerzos de diseño realizados hasta la fecha no llegan a conclusiones consistentes sobre si hay ventajas en los costos al no considerar la unidad de purificación de CO₂; la mayoría presupone que la legislación y la geoquímica lo permitirán.

A. ENFRIAMIENTO – COMPRESIÓN – DESHIDRATACIÓN

Durante la compresión de los gases de combustión húmedos, la mayor parte del NO_x que entra con el gas de combustión se oxidará a HNO₃ y será capturado por condensación y/o lavado por enfriamiento. El proceso de compresión puede estar diseñado para mejorar la oxidación y captura de NO_x. El proceso de compresión puede también estar diseñado para oxidar SO₂ residual a SO₃ soluble con posterior captura junto con el HNO₃ en el condensado.

El gas de combustión comprimido es secado y, si un proceso de purificación por condensación parcial es empleado, se elimina el mercurio residual en el gas de combustión con carbón activado para evitar la corrosión inducida por el mercurio en los componentes de aluminio del equipo de condensación parcial.

El CO₂ producido es finalmente comprimido a la presión de ingreso a la línea de conducción o bien a la presión de inyección al pozo. El uso de energía primaria en la Unidad de Purificación de CO₂ (CPU) es potencia auxiliar para las etapas de compresión de los gases húmedos y secos.

B. CONDENSACIÓN PARCIAL

El CO₂ comprimido se enfría a cerca de -50°C (-58°F), a presión media, para condensar el CO₂ producido. En esta etapa el CO₂ líquido se

encuentra físicamente separado de las impurezas las cuales son purgadas. Las impurezas residuales en el CO₂ líquido se pueden separar por destilación para conseguir la pureza especificada del CO₂. El CO₂ líquido es usado entonces como refrigerante y transformado por un proceso flash a CO₂ gaseoso para proporcionar la refrigeración necesaria para el proceso. La caída de presión asociada con el proceso flash del CO₂ para proporcionar refrigeración debe ser compensada durante la compresión a la línea de conducción/ inyección a presión.

C. RECUPERACIÓN DE CO₂ DEL GAS DE DESCARGA

La descarga de gas del proceso de condensación parcial contendrá en gran parte la masa de impurezas (O₂, N₂, y Ar), pero también contendrá CO₂ en una concentración de hasta 35%, lo cual equivale aproximadamente al 10% del CO₂ del gas de combustión. Procesos de absorción y de membrana han sido propuestos para recuperar el CO₂ de la modesta corriente de descarga de gas con un coste incremental muy por debajo del coste global de captura de CO₂. De esta manera es posible recuperar hasta aproximadamente el 98% del CO₂ en el gas de combustión.

5.2 RENDIMIENTO DE UNA PLANTA DE ENERGÍA CON OXY COMBUSTIÓN

La producción de energía de una planta de energía con oxy – combustión será esencialmente la misma que para una planta de energía comparable en la que se emplea combustión con aire y es, en gran medida; dependiente de la eficacia del ciclo de vapor y no si el aire o el oxígeno se utiliza para quemar el combustible. La planta de oxy - combustión habrá aumentado el consumo de energía auxiliar, como se indica en la Tabla 4. El incremento en el uso de potencia auxiliar se traducirá en una reducción de la producción potencia neta de la planta de oxy – combustión y una disminución de la eficiencia neta de la planta comparada con una planta

alimentada con aire, con producción de potencia comparable. Los datos de la Tabla 4 son típicos para plantas que emplean un ciclo de vapor ultra-supercrítico con separación criogénica del aire y purificación con condensación parcial de CO₂.

Tabla 4. Rendimiento de potencia de una planta de generación eléctrica con oxy-combustión de carbón

		Combustión con aire	Oxy – combustión
Potencia Bruta	MWe	106 %	(*) 107 %
Uso de Potencia de la ASU	MWe	-	14 %
Uso de Potencia del CPU	MWe	-	(**) 9 %
Otros Usos de Potencia	MWe	6 %	7 %
Potencia Neta	MWe	100 %	77 %

Notas:

Ciclo de Vapor Ultra – supercrítico usado.

La base 100 % es la Potencia Neta producida por la planta que quema combustible con aire (antes de la captura de CO₂).

(*) La Potencia Bruta Incrementada incluye la recuperación de calor de la ASU y de la CPU.

(**) El CO₂ es llevado a 150 bar y 99,99+ % de pureza.

FUENTE ¹⁸: Global CCS Institute.

¹⁸ Global CCS Institute. (2012) Oxy Combustion with CO₂ Capture. Disponible en: <http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/29761/co2-capture-technologies-oxy-combustion.pdf>. Visitada en Marzo 2013.

6. OXY COMBUSTIÓN: ESTADO ACTUAL – PROYECTO COMPOSTILLA

El Proyecto Compostilla es el proyecto de investigación, desarrollo tecnológico e innovación sobre tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CCS – por sus siglas en inglés) más importante de España, tanto por fondos de financiación, como por número de empresas y otras entidades implicadas.

El Proyecto Compostilla está compuesto por la principal empresa eléctrica española, ENDESA; la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN) y la empresa Foster Wheeler Energía, proveedora de tecnología.

El Proyecto Compostilla consta de dos fases:

6.1 FASE I (2009-2012): Desarrollo Tecnológico.

Esta etapa inicial recoge la construcción y puesta en marcha de tres instalaciones de desarrollo tecnológico, así como la ingeniería de la planta de demostración y la caracterización del almacenamiento de CO₂ asociado, y los estudios de evaluación que permitan garantizar el éxito de la Fase II. Las tres instalaciones son:

- a. **Instalación de Desarrollo Tecnológico de Captura (Cubillos del Sil, León).** Tendrá 30 MWth de producción a través de oxy - combustión (combustión de carbón con oxígeno) en una caldera de tecnología de Lecho Fluido Circulante (LFC) única en el mundo. Su objetivo es lograr que el 90% del CO₂ producido sea capturado y no emitido a la atmósfera. En esta planta se investigará la tecnología de captura vía oxy - combustión, que permite obtener directamente una corriente concentrada de CO₂ en los gases que se producen durante la combustión, evitando la separación del nitrógeno introducido con el aire en la combustión convencional y reduciendo la formación de óxidos de nitrógeno. Esta elección se fundamenta en que la oxy - combustión es una de las opciones más prometedoras y con mayor potencial entre las diferentes alternativas de captura de CO₂. Esta planta será única en el

mundo y un centro de referencia internacional para el desarrollo y validación de la tecnología CCS.

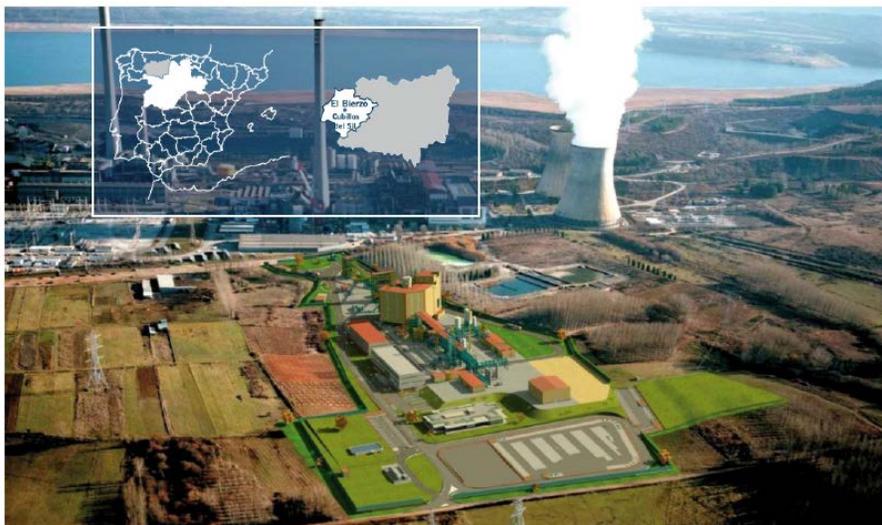
Figura 18. Instalación de desarrollo Tecnológico de Captura – Cubillos de Sil, León, España



FUENTE: Centro de Desarrollo de Tecnologías de captura de CO₂ - España

- b. **Instalación de Desarrollo Tecnológico de Transporte (Cubillos del Sil, León).** Ubicada junto a la anterior, investigará diferentes materiales, elementos y equipos para el transporte de CO₂, bajo distintas condiciones de presión, temperatura y composición en la corriente de CO₂ que se ha capturado.

Figura 19. Instalación de desarrollo Tecnológico de Captura – Cubillos de Sil, León, España



FUENTE: Centro de Desarrollo de Tecnologías de captura de CO₂ - España

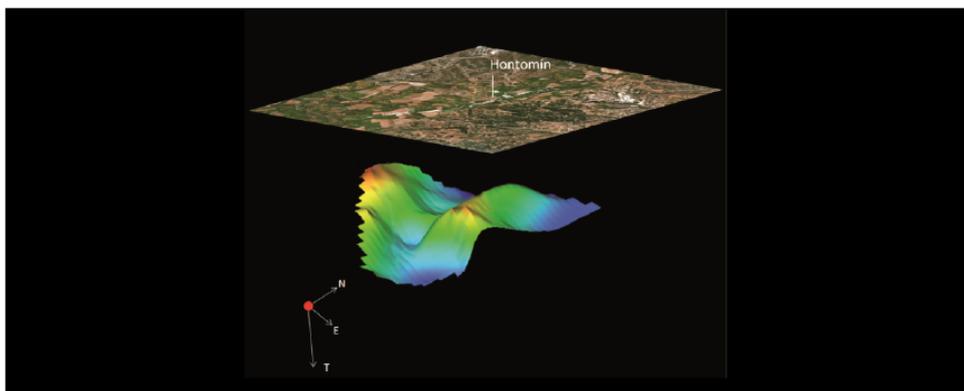
c. **Instalación de Desarrollo Tecnológico de Almacenamiento Geológico de CO₂ (Hontomín, Burgos).** Esta instalación servirá como base de ensayos de inyección de CO₂ en una estructura geológica situada a unos 1 500 metros de profundidad.

El almacenamiento geológico consiste en inyectar el CO₂ en formaciones geológicas adecuadas, para garantizar su aislamiento seguro y permanente. La inyección se realiza a profundidades superiores a los 800 metros porque a esta profundidad el CO₂ sufre un brusco incremento en su densidad y ocupa un volumen 500 veces menos que en superficie, razón por la cual el almacenamiento es más eficiente a profundidad. El objetivo final es lograr lo que se conoce como “geo-atrapamiento” definitivo del CO₂, es decir, que con el paso del tiempo el CO₂ reaccione químicamente hasta convertirse en mineral.

Para llevar a cabo el proceso de almacenamiento, se requiere de una roca almacén con agua salobre en sus poros que permita la disolución del CO₂ inyectado y una roca sello situada en la parte superior que impida el ascenso de CO₂ a la superficie.

En la localidad burgalesa de Hontomín se identificaron emplazamientos idóneos para la experimentación para aplicar diferentes técnicas de verificación, identificación de las interacciones geoquímicas del CO₂ en el almacén y el posible impacto que el CO₂ puede tener en la integridad geomecánica del almacén y del sello, así como en los mecanismos de confinamiento.

Figura 20. Modelo 3D de la estructura geológica del subsuelo en la zona de Hontomín



FUENTE: Centro de Desarrollo de Tecnologías de captura de CO₂ - España

6.2 FASE II (2012-2015): Demostración.

La fase posterior validará la tecnología desarrollada a una mayor escala para la captura, transporte y almacenamiento de CO₂ que previamente se probó en la Fase I. Por este motivo, el Proyecto prevé la construcción de una planta de 300 MWe en la Central Térmica de Endesa en la localidad leonesa de Cubillos del Sil, inyectándose el CO₂ producido en un almacenamiento geológico profundo y salino en un lugar cercano a la planta. Por el momento no se conoce la ubicación exacta, la cual será confirmada al final de la Fase I, una vez se valide la viabilidad de las diferentes zonas de estudio.

Endesa, la Fundación Ciudad de la Energía y Foster Wheeler se han comprometido a la búsqueda de financiación y ayudas para esta Fase II, en la que Endesa y Ciuden, conjuntamente con otros socios y una vez verificada su viabilidad industrial, podrán llevar a cabo la construcción y operación de la citada planta, así como el desarrollo y la gestión del almacenamiento industrial que albergará un millón de toneladas al año. En la evaluación realizada por la Comisión Europea se valoró muy positivamente la estrategia y el planteamiento tecnológico propuestos en el Proyecto Compostilla, en un 81 sobre 100.

Más allá del almacenamiento, la I+D+i puede conllevar nuevas ventajas ambientales para la reutilización del CO₂, como un recurso que puede servir para otras aplicaciones, convirtiéndolo en otros productos con valor añadido en otros sectores diferentes al energético como la alimentación (bebidas gaseosas, envasados, refrigeración), agricultura, química, farmacéutica, industria textil, tratamiento de aguas, combustibles, entre otros sectores. Otras ventajas:

- Desarrollo de tecnología española para contribuir a la reducción de emisiones de dióxido de carbono.
- Desarrollo económico en las zonas donde se ubican las instalaciones por la capacidad de arrastre de inversiones y financiación.
- Innovación para una nueva generación de centrales térmicas.
- Creación de nuevos empleos y conocimiento.
- Mejorar la balanza tecnológica de exportaciones.
- Aplicación no sólo en generación eléctrica, sino en otros sectores industriales (cemento, siderurgia, refino, entre otros).
- Evitar riesgos de deslocalización empresarial.
- Combustible abundante.

El Proyecto Compostilla experimentó un impulso decisivo en abril de 2010 cuando la Comisión Europea respaldó la iniciativa con 180 millones de euros junto a otros 5 proyectos en su Programa Energético perteneciente al Programa Europeo de Recuperación Económica (EEPR, en sus siglas en inglés). El resto de países que han obtenido financiación son: Alemania (Jaenschwalde), Italia (Porto-Tolle), Países Bajos (Rotterdam), Polonia (Belchatow) y Reino Unido (Hatfield).

Los 6 proyectos financiados permitirán avanzar en el conocimiento clave para el desarrollo de la tecnología CCS, aumentando el proceso de aprendizaje para poder utilizarlas eficazmente a escala industrial. A través de estas iniciativas, la Unión Europea apuesta por la captura y

almacenamiento geológico de CO₂ como una tecnología de transición que contribuye a mitigar el cambio climático y frenar los problemas derivados de la contaminación.

Figura 21. Los seis proyectos seleccionados por el Programa Europeo de Recuperación Económica



FUENTE: Centro de Desarrollo de Tecnologías de captura de CO₂ - España

6.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

El Centro de Desarrollo de Tecnologías de Captura de CO₂ (es.CO₂) se ubica en la localidad de Cubillos del Sil (El Bierzo, León). Ocupa una superficie industrial de 64 500 m² y en él trabajan más de medio centenar de personas entre investigadores, técnicos y personal administrativo.

La puesta en marcha de es.CO₂ corresponde a un mandato del Gobierno de España en 2006, a través de la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), para el desarrollo de las tecnologías de uso limpio del carbón.

El tamaño de la instalación, definido en su momento teniendo en cuenta las recomendaciones de expertos y organismos nacionales y europeos, se ha demostrado plenamente acertado para engranar en tiempo y forma las actividades de la Fundación Ciudad de la Energía en las acciones de desarrollo tecnológico internacionales, pues garantiza que los resultados obtenidos sean escalables y sirvan de base para el diseño de plantas comerciales. El proceso principal de captura de CO₂ de las instalaciones de CIUDEN se basa en la oxy – combustión (combustión del carbón utilizando oxígeno mezclado con gases de recirculación como comburente, en lugar de aire). De este modo se consigue obtener directamente una corriente concentrada de CO₂ en los gases de escape y se evita la separación del nitrógeno introducido con el aire en la combustión convencional.

Estas instalaciones son únicas. El diseño contempla la existencia de dos calderas con tecnologías de combustión diferentes, lecho fluido circulante (30 MWt) y carbón pulverizado (20 MWt) y permitirá trabajar con todo tipo de carbones. Además, está dotada de trenes de depuración de gases y sistemas de compresión y purificación del CO₂. Su concepción le proporciona una gran versatilidad funcional.

Ambas calderas pueden ser alimentadas con aire y aire enriquecido en O₂ en proporciones variables, de modo que sea posible ensayar también, en un futuro, configuraciones en las que la combustión se realice en condiciones de operación adecuadas para la captura de CO₂ con tecnologías de postcombustión.

De esta forma se cubren dos de las tres opciones de captura más próximas al mercado y además se abre la vía para ensayo de alternativas tecnológicas aplicables a otros sectores industriales intensivos en emisiones de CO₂, como el cementero y la refinación de petróleo.

El Centro se divide en diferentes paquetes tecnológicos:

- Unidad de Preparación de combustibles: con capacidad de hasta 240 ton de almacenamiento en silos

- Caldera de Carbón Pulverizado: 20 MWt, quemadores horizontales y verticales y caudal de alimentación de aproximadamente 3,5 t/h de carbón pulverizado.
- Caldera de Lecho Fluido Circulante: 30 MWt y caudal de alimentación de 5,5 t/h de carbón triturado.
- Depuración de Gases: incluyendo batería de ciclones, SCR para eliminación de NO_x, filtro de mangas, desulfuración húmeda y un caudal de diseño de más de 23 000 Nm³/h.
- Unidad de Captura y Purificación de CO₂ (CPU): en la que se desarrollan los procesos de compresión, secado, limpieza, enfriamiento y licuefacción.
- Gasificador de Biomasa: 3 MWt en lecho fluido burbujeante.
- Sistema de Control Distribuido.
- Edificios Técnicos: dos edificios cuyo conjunto es aproximadamente de 4 800 m² y que incluyen zona de oficinas, la sala de control y los laboratorios de los programas de Captura, Transporte y Almacenamiento. Además se incluye un edificio de interpretación de 2 000 m² asociado al Museo Nacional de la Energía (que depende de CIUDEN) que será visitable y donde se explicarán estas nuevas tecnologías.
- Está previsto que el Centro acoja instalaciones de transporte para investigar diferentes materiales, elementos y equipos para el transporte de CO₂ bajo distintas condiciones de presión, temperatura y composición en la corriente de CO₂ que se ha capturado.

A continuación se describe brevemente las características técnicas del Centro de Desarrollo de Tecnologías de Captura de CO₂ (ES.CO₂):

Preparación de combustible

- ✓ Antracita, Bituminoso, Subbituminoso, Coque
- ✓ Triturador de rodillos, 15 t/h
- ✓ Silos carbón triturado, 2 x 120 m³

- ✓ Molino de bolas, 5 t/h

Caldera Carbón Pulverizado (CP)

- ✓ 20 MWt: 3,4 t/h carbón pulverizado // 6,6 t/h O₂
- ✓ 4 Quemadores Horizontales + 2 Verticales
- ✓ Co-combustión biomasa, 25%
- ✓ Vapor: 30 bar y 420°C

Caldera de Lecho Fluido Circulante (LFC)

- ✓ 30 MWt: 5,5 t/h carbón triturado // 8,8 t/h O₂
- ✓ Co-combustión biomasa
- ✓ Desulfuración en lecho, con caliza
- ✓ Vapor: 30 bar y 250°C

Depuración de gases

- ✓ Batería de ciclones
- ✓ DeNO_x (SCR): < 40 ppmv NO_x
- ✓ Filtro de mangas: < 15 mg/Nm³
- ✓ DeSO_x > 95%
- ✓ Caudal diseño: 23 215 Nm³/h

Compresión y purificación de CO₂

- ✓ Compresión
- ✓ Secado
- ✓ Limpieza
- ✓ Enfriamiento

Gasificador de biomasa

- ✓ 3 MWt
- ✓ Lecho fluido burbujeante

Instalación experimental de transporte de CO₂

- ✓ Nave industrial climatizada
- ✓ Aproximadamente 370 m² y 10 m altura

- ✓ Parrillas de tuberías y zonas de experimentación

Servicios auxiliares

- ✓ Almacenamiento de O₂: 2 x 110 m³
- ✓ Almacenamiento de CO₂: 114 m³
- ✓ Suministro eléctrico: 4 MVA ampliables a 10 MVA
- ✓ Gas natural: 103 m³

Personal en planta

- ✓ Entre investigadores, técnicos de explotación y personal administrativo superan las 50 personas

Superficie industrial

- ✓ 64 500 m²

Edificios

- ✓ Técnico: 3 500 m² (500 m² de laboratorios)
- ✓ Industrial: 1 300 m²
- ✓ De Interpretación: 2 000 m²

6.4 FIN DE LA FASE I – OCTUBRE DEL 2012.

El 01 de Octubre del 2012 la Fundación Ciudad de la Energía (Ciuden) anunció que se completó con éxito, por primera vez en el mundo, el proceso completo de captura de CO₂, a través de oxy- combustión en caldera de lecho fluido circulante (LFC), suministrada por la compañía Foster Wheeler. Para ello, puso en marcha el sistema de purificación y compresión de CO₂ (CPU), de Isolux Corsan con tecnología de Air Liquide.

A partir de este momento se proyecta continuar con la fase de colaboración público-privada que puede dinamizar sectores económicos tradicionalmente emisores de CO₂ e impulsar la creación de nuevos sectores a través del desarrollo tecnológico y su transferencia y difusión al sector productivo.

Con este hecho, España se sitúa como líder europeo en captura de CO₂ vía oxy – combustión en caldera de lecho fluido circulante, y se abre una nueva vía de aplicación de estas tecnologías a escala comercial, fortaleciendo la I+D+i en ámbitos de interés industrial y generando conocimiento que beneficiará a las empresas en sectores maduros como las eléctricas y cementeras, pero también a las empresas de base tecnológica, los centros de investigación aplicada y también a aquellas que han trabajado en su puesta en marcha como proveedoras de tecnologías e ingeniería.

Ciuden, Endesa y Foster Wheeler Oy cooperan en este proyecto, financiado con 180 millones por la Comisión Europea, cuyo objetivo es la validación de la tecnología oxy – combustión en LFC y el posterior desarrollo en una segunda fase para construir una planta de tamaño industrial de 300 megavatios.

7. FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE OXY COMBUSTIÓN CON RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (CO₂ EOR)

Como se mencionó anteriormente, la eficiencia de una planta con oxy - combustión se ve reducida por los requerimientos de energía de la producción y compresión de oxígeno, la compresión del CO₂ y la purificación del CO₂. Aún así, el rendimiento de las turbinas puede ser afectado positivamente por el uso del oxígeno como medio de combustión.

$$\eta_{\text{oxy-combustión}} = \eta_{\text{referencia}} - \frac{W_{\text{ASU}}}{E} - \frac{W_{\text{compresión}}}{E} - \frac{W_{\text{CPU}}}{E}$$

$\eta_{\text{oxy combustión}}$: eficiencia de la planta con captura en oxy combustión

$\eta_{\text{referencia}}$: eficiencia de la una planta de referencia

W_{ASU} : requerimientos de potencia en la Unidad de Separación de Aire (ASU) incluye la producción y compresión del O₂ (MW_e)

$W_{\text{compresión}}$: requerimientos de potencia para la compresión del dióxido de carbono (CO₂) (MW_e)

W_{CPU} : requerimientos de potencia en la Unidad de Purificación del CO₂ (MW_e)

E : entrada de combustible (MW_{th})

7.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se asumen condiciones básicas y parámetros de ingreso promedio al modelo para plantas de oxy – combustion. Estos datos se listan a continuación e ingresan como base de cálculo al modelo Integrated Environmental Control Model (IECM).

Se ha considerado como base de referencia a una planta de generación eléctrica a base de carbón capaz de proporcionar la energía que requeriría la Refinería de Talara en proceso de Modernización. La energía eléctrica proyectada corresponde a 46 MW¹⁹ por lo que se ha considerado una

¹⁹ EIA – Modernización de la Refinería de Talara

planta de generación eléctrica de 100 MW²⁰ (bruto) para una planta de demostración en la que se pueda considerar captura, compresión, transporte y recuperación mejorada de petróleo (CO₂ – EOR).

Tabla 5. Parámetros de Diseño de una Planta de generación eléctrica con sistema Oxy combustion

Parámetro	Unidad	Valor	Parámetro	Unidad	Valor
Gross Plant Size	MW	100	NO _x control		LNB & OFA ²¹
Base Plant steam cycle type		Supercritical	Particulate Control		Cold Side ESP
Gross Plant Heat Rate	kJ/kWh	6722	SO ₂ Control		Lime Spray Dryer
Capacity Factor	%	85	CO ₂ control ²²		O ₂ /CO ₂
Coal Characteristics			CO ₂ product purity	%	97,5
Rank		Bituminoso Appalachian Low Sulphur	CO ₂ capture efficiency	%	90
HHV	(kJ/kg)	30420	CO ₂ product pressure	MPa	13,79
S	%	0,64	Distance to storage	km	50
C	%	71,74	Cost year basis	Constant dollars	2011
Delivered Cost	(\$/tonne)	97	Fixed charge factor		0,113
Delivered Cost	(\$/GJ)	3,145			

FUENTE: Elaboración propia

Se plantea usar los gases de chimenea generados en la planta de generación eléctrica que opera con el sistema de oxy-combustion y transportarlo hacia un pozo depletado a una distancia considerada de 50

²⁰ Carbon (CO₂) capture and Sequestration / Usage (CCS/CCU). The Linde Group. Kaohsiung, June 2011.

²¹ LNB & OFA: Low NO_x Burner – Quemadores de bajo NO_x and Over Fired Air

²² Sistema Oxy Combustión con reciclo de gas de combustión

km para la recuperación mejorada de petróleo con dióxido de carbono (CO₂ EOR).

Las características típicas de la planta de referencia (sin unidad de control de CO₂) en las cuales se realiza la combustión con aire, se obtienen de datos para plantas de oxy combustión [Dillon et al]²³. La planta completa con controles ambientales para múltiples contaminantes se ha simulado usando IECM. Los resultados serán presentados posteriormente.

Para la planta con captura de CO₂, se han asumido los siguientes cambios respecto a la planta de referencia:

- Oxígeno puro (95% de pureza) mezclado con el gas de combustión reciclado en vez de aire para el control de la temperatura en la cámara de combustión.
- El exceso de aire (u oxígeno) es reducido al 5%. La planta de referencia usa el valor predeterminado de 20%.
- Las fugas de aire han sido reducidas al 2% en comparación con la planta de referencia cuyo valor predeterminado es de 19%.
- La eficiencia de la caldera alcanza el 94,03 % en el caso del sistema oxy-combustion en comparación con la eficiencia de 89,16% para la planta de referencia que usa aire.
- El sistema de gestión de CO₂ incluye la purificación, compresión, transporte y almacenamiento del dióxido de carbono del CO₂. Para el presente estudio se está considerando la recuperación mejorada de petróleo (CO₂ EOR).
- El cálculo de los costos asociados toma como referencia a 2011 como el año base.
- Se considera que el proyecto constará de un periodo de planificación y construcción de doce (12) años antes de la puesta en marcha de la planta. Los costos han sido distribuidos en actividades principales

²³ Tecnologías para la Captura de CO₂. Tesis – 2010. Universidad Autónoma de Mexico. Ing León Cortés Paris. Página 145

como la elaboración y aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, los estudios de Ingeniería Básica y de Detalle y construcción de la planta. Para el caso del Estudio de Impacto Ambiental se ha considerado un periodo de tres (03) años hasta su aprobación con pagos escalonados en la proporción 3 : 1 : 2 por año. Para el caso de los estudios de ingeniería básica y de detalle se ha considerado el 5% de capital total requerido durante seis (06) años. En la etapa de construcción se incluye los estudios de ingeniería de detalle los cuales están justificados por la necesidad de optimización del sistema de captura, transporte, almacenamiento geológico de CO₂ y recuperación mejorada de CO₂. Para esta última etapa se ha considerado distribuir la inversión en proporción de 4 : 2 : 1 para los tres (03) años de construcción de la planta y optimización de los procesos.

- Asimismo, se toma en consideración el factor de locación debido a que los costos han sido calculados en Estados Unidos y es necesario trasladar la tecnología hacia Sudamérica. Estos factores se han obtenido de datos publicados por el Global CCS Institute²⁴.
- La inversión se prevé ser recuperada por el sistema CO₂ EOR considerado como parte del modelo EICM. Según la tendencia actual se espera que en el 2050 el barril de crudo alcance un precio de 130 US\$. En un escenario conservador se considera que el precio del crudo aumentará en un 1,2 % anual. Para el año base (2013) se ha considerado el precio del crudo de US\$ 95.
- Asimismo, se considera recuperar la inversión por la venta de energía eléctrica neta generada (74,61 MW), a un precio de 50 US\$/MWh²⁵.

²⁴ Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies – 2011. Global CCS Institute. Page 18.

²⁵ Conferencia: “Análisis de Riesgo en decisiones de inversión para Proyectos de Generación Eléctrica” – Victor F. Cueva Herold – Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) – UPC – Julio 2013.

Los siguientes datos fueron considerados para calcular el retorno de la inversión:

Tabla 6. Criterios asociados a la recuperación de la inversión del proyecto

CRITERIO	MONTO	UNIDAD
PROCESAMIENTO DE CRUDO REFINERÍA DE TALARA (día)	95	MBDO
PROCESAMIENTO DE CRUDO REFINERÍA DE TALARA (año)	34675	MBBL
% RECUPERACIÓN DE CRUDO POR CO2 EOR	5	%
CRUDO RECUPERADO POR CO2 EOR	1733,75	MBBL/año
PRECIO DE CRUDO (2013)	95	\$/bbl
INCREMENTO DEL PRECIO DEL CRUDO	1,2	%/AÑO
INGRESO POR PRODUCCIÓN DE CRUDO (año base)	164,7063	MMUS\$/año
Tiempo de vida de la Planta	30	años
Porcentaje de regalías	5	%
Precio de electricidad a nivel generación	0,050	\$/kWh
Precio de electricidad a nivel generación	438 000	\$/MW - año
Electricidad neta generada	74,61	MW
Ingreso por venta de electricidad	32,67918	MMUS\$/año

FUENTE: Elaboración propia

Los costos fijos y variables se presentan a continuación:

Tabla 7. Costos Fijos y Variables asociados al proyecto

Technology	Capital required	Fixed O&M	Variable O&M	Total O&M
	MMUS\$	MMUS\$/yr	MMUS\$/yr	MMUS\$/yr
Combustion NOx Control	2,323	0,03485	0,0	0,0349
Post-Combustion NOx Control	0,0	0,0	0,0	0,0000
Mercury Control	0,01389	0,02534	0,0	0,0253
TSP Control	4,446	0,2492	0,6116	0,8608
SO2 Control	21,480	1,614	0,4832	2,0972
Combined SOx/NOx Control	0,0	0,0	0,0	0,0000
CO2 Control	273,7	8,354	13,650	22,0040
Subtotal (MMUS\$) 2011 US	301,963	10,277	14,745	25,022
Subtotal (US\$) 2013 US	312710428	10642778	15269802,15	25912579,81
Factor de Locación (**)	1,16	1,16	0,97	
Subtotal (MMUS\$) 2013 Perú	362,74	12,35	14,81	27,16
Cooling Tower	15,03	0,455	1,131	1,59
Wastewater Control	0,00	0,00	0,00	0,00
Base Plant	354,600	8,455	1,264	9,72
Emission Taxes	0,00	0,00	0,00	0,00
Total (MMUS\$) 2011 US	671,593	19,187	17,140	36,33
Total (US\$) 2013 US	695496251,81	19869901,24	17750044,68	37619945,92
Factor de Locación	1,16	1,16	0,97	
Total (MMUS\$) 2013 Perú	806,776	23,049	17,218	40,267

(*) CoinsNews.Net – Inflation Calculator: Money's Real Worth Over Time: <http://www.coinnews.net/tools/cpi-inflation-calculator/>

(**) Factor aplicado por transportar esta tecnología hacia otra locación. Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies – 2011 Update. Global CCS Institute

FUENTE: Elaboración propia. Datos obtenidos de la simulación empleando el software IECM

7.2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

En el escenario planteado, se considera la construcción de una planta de generación de electricidad de 100 MW de potencia bruta (74,61 MW neto) capaz de proveer la energía eléctrica para el funcionamiento de la refinería de Talara en Proceso de Modernización la cual consume 46 MW. Se considera la venta de la potencia neta generada de 74,61 MW a un precio referencial de 50 US\$/MWh. Para proyectos de generación eléctrica se prevé un precio de equilibrio de 57 US\$/MWh, el cual en escenarios tradicionales (sin incentivos) podría superar los 65 US\$/MWh. La tasa interna de retorno es 10,58 % y el flujo de caja acumulado sería positivo en el año dieciocho (18) de iniciado el proyecto, equivalente al año diez (10) de la puesta en marcha de la planta.

Los detalles de la evaluación económica y los resultados de la simulación empleando el software Integrated Environmental Control Model se presentarán en los anexos. (Véase Anexo N°1)

7.3 OTROS ESCENARIOS

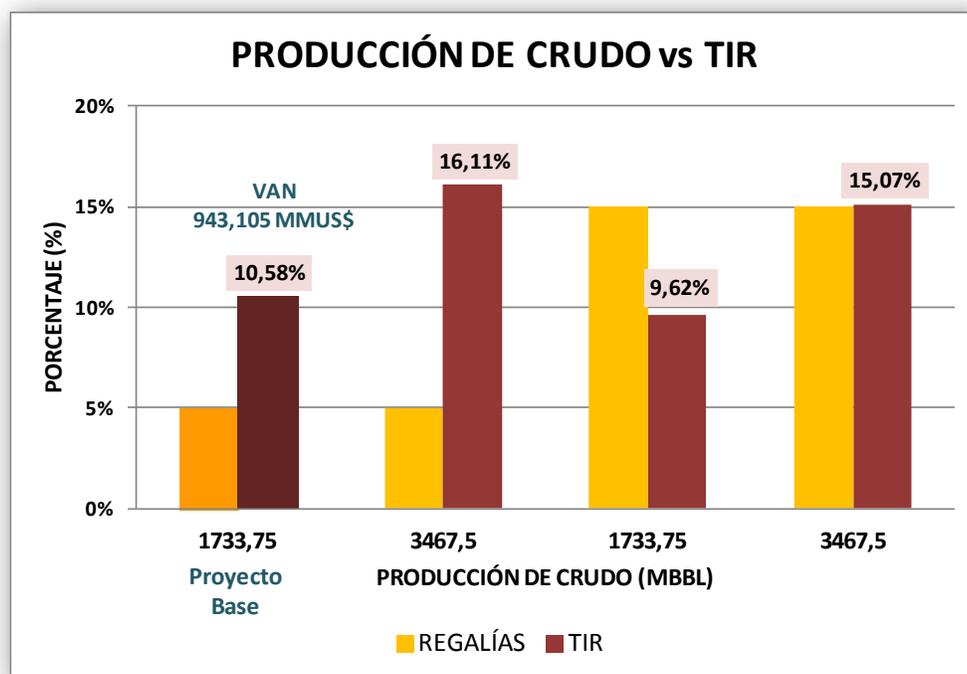
Por otro lado, en términos de la base considerada en el primer escenario se modificarán algunas variables para determinar la sensibilidad de la evaluación económica. Las variables consideradas serán: recuperación de petróleo crudo por EOR, venta de electricidad y regalías. En el caso de la recuperación de crudo se considera que el porcentaje de recuperación se mantiene en 5%, sin embargo; es posible que esta tasa de recuperación represente el doble o triple de producción de crudo dependiendo del número de pozos inyectoros y productores.

Tabla 8. Sensibilidad del proyecto respecto a la variación del crudo producido, venta de electricidad y regalías.

Crudo recuperado por EOR (MBBL/año)	Venta de energía eléctrica	Regalías	TIR	Flujo de Caja Acumulado Positivo	
				Respecto al inicio del proyecto	Respecto a la puesta en marcha de la Planta
1733,75	74,6 MW	5%	10,580 %	Año 17	Año 09
3467,5	74,6 MW	5%	16,106 %	Año 14	Año 06
1733,75	74,6 MW	15%	9,624%	Año 18	Año 10
3467,5	74,6 MW	15%	15,066 %	Año 15	Año 07

FUENTE: Elaboración propia.

Figura 22. Evaluación de otros escenarios – Variación de la producción de petróleo y del porcentaje de regalías.



FUENTE: Elaboración propia.

Se puede observar que los mejores resultados se obtienen a partir del incremento de la producción de crudo, siendo el factor crítico en la recuperación de la inversión, la cantidad de crudo producido. La tasa interna de retorno no se ve afectada sensiblemente por el incremento de las regalías pero ocurre lo contrario respecto a la producción de petróleo crudo. De no ser posible emplear la energía eléctrica para abastecer a la Refinería de Talara, sería posible vender el total de energía producida a la industria, potencialmente emergente debido a la construcción de la planta de generación eléctrica.

8. CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO EN PERU: BARRERAS Y OPORTUNIDADES

A pesar que actualmente hay un incremento en la concientización ambiental de parte de la sociedad y el gobierno, en temas relacionados con el cambio climático – fenómeno cuya repercusión se ve reflejada en eventos como retroceso de nuestros nevados – el control y la reducción de emisiones de dióxido de carbono no es un problema que se resolverá solo. De no existir una presión social e inversión gubernamental; los investigadores no podrán seguir trabajando.

Las emisiones de CO₂ generadas por Perú no son significativas, pero a pesar de esto es necesario hacer inversión pública y privada para fomentar los proyectos de investigación a nivel piloto para la implementación de las nuevas tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, así como de otras fuentes de energía que no quemen combustibles fósiles. También es imprescindible un equipo de gente creativa e inversión en la capacitación de quienes tengan la responsabilidad de trabajar en la puesta en marcha de la verificación de la factibilidad de la implementación de las nuevas opciones que se presentan en el mercado para la mitigación del cambio climático.

El Perú cuenta con campos en proceso de depletación en el Noroeste, los cuales cuentan con información histórica que puede ser empleada para determinar cuan factible pueda ser mejorar o reactivar la producción de petróleo por la implementación de sistemas CO₂ – EOR y simultáneamente convertir al Noroeste Peruano en un campo de investigación de estas tecnologías.

Uno de los principales retos sería reunir a los especialistas que trabajen o hayan realizado investigación con el CO₂ en cada una de sus fases (captura, transporte, procesamiento, investigación, aplicaciones, entre otros) con un objetivo común: frenar las emisiones, convertir al Perú en un centro de investigación y aprovechar al máximo la experiencia para que sea proyectada hacia otros países de la región. Asimismo, la investigación debe estar dirigida a encontrar alternativas de generación de energía, su uso eficiente y darle un valor agregado al dióxido de carbono capturado, bajo la filosofía que el principio no es solo capturar el CO₂ y almacenarlo permanentemente, sino dar tiempo a la llegada de nuevas tecnologías, de mayor eficiencia energética y que permitan asegurar el abastecimiento de energía a nivel nacional y mundial.

El almacenamiento de CO₂ es caro e implica un transporte que es energéticamente costoso. Hasta ahora, el principal esquema de almacenamiento es el geológico, y se requiere encontrar estos emplazamientos adecuados para el almacenamiento permanente y seguro bajo tierra, controlar la calidad del aire del área de los emplazamientos de su almacenamiento para evitar daños ecológicos y a las personas.

En el Noroeste del país se podría implementar sistemas de captura de dióxido de carbono en las chimeneas de instalaciones generadoras de energía y electricidad. Una de las instalaciones más importantes que podría servir como fuente de emisiones fijas de dióxido de carbono es la Refinería de Talara y la planta de generación eléctrica que ha sido planteada en el presente estudio. La recuperación de la inversión estaría sustentada en el

incremento de la producción de petróleo por la implementación de un sistema CO₂ EOR (CO₂ Enhanced Oil Recovery) el cual terminaría siendo procesado en dicha refinería.

Integrando los sistemas, se sugiere considerar la recuperación de las emisiones de dióxido de carbono de diferentes instalaciones, que puedan ser transportadas a través del sistema de ductos existente en el Noroeste Peruano, dirigirlo hacia un sistema troncal de transporte y reducir significativamente los costos de esta etapa. En este enfoque, sería necesario promover el desarrollo de la industria que vea en el dióxido de carbono, la materia prima para generar riqueza, entre ellas se podría mencionar la producción de fertilizantes (úrea) impulsando el desarrollo de la industria petroquímica, la producción de cemento y la recuperación mejorada de petróleo de las diversas empresas petroleras existentes en el Noroeste Peruano.

La captura eficiente de dióxido de carbono estaría supeditada a la tecnología a ser empleada y al nivel de inversión y retorno esperado que puedan manejar las empresas que deseen participar en el proyecto.

Respecto a la calidad del aire, se debe tener en cuenta además, que la elección de la tecnología a ser empleada estaría sujeta a las regulaciones ambientales relacionadas con las emisiones gaseosas las cuales deben ser estrictamente cumplidas. Dependiendo de la tecnología escogida, el manejo y la composición de efluentes gaseosos es diferente. Sería necesario diseñar sistemas eficientes que permitan mantener la concentración de los diluyentes del dióxido de carbono a niveles por debajo de los límites máximos permisibles de las emisiones gaseosas considerados en la legislación peruana.

No existen reglamentos o leyes que obliguen a implementar sistemas de captura en las chimeneas de las instalaciones generadoras de emisiones de dióxido de carbono. Solo aquellas empresas que lo comercializan para usos industriales lo capturan, por ejemplo las dedicadas a la fabricación de

bebidas carbonatadas, por mencionar un caso. La situación sería muy diferente si las empresas estuvieran obligadas a capturar CO₂, si fuera rentable económicamente capturarlo o si existiesen pagos por derecho de emisión de CO₂. En este caso se dispondría de grandes cantidades de CO₂ para el almacenamiento y la investigación de aplicaciones. La legislación peruana no contempla en los Estándares de Calidad Ambiental para el Aire (D.S. N° 074 – 2001 – PCM y D.S. N° 003 – 2008 – MINAM), ni en los Límites Máximos Permisibles de las Emisiones Gaseosas (D.S. N° 014 – 2010 – MINAM) al parámetro dióxido de carbono (CO₂).

El proceso de captura del CO₂, implica unos sobrecostes respecto a una planta de combustión equivalente sin CCS por los siguientes motivos:

- ✓ Mayor inversión requerida
- ✓ Mayores costes de operación y mantenimiento
- ✓ Pérdida de eficiencia
- ✓ Incremento de la indisponibilidades de la planta debido a la locación geográfica considerada en su construcción.
- ✓ Inversiones recurrentes
- ✓ Coste de inversión y O&M del transporte del CO₂ hasta el almacenamiento
- ✓ Coste de inversión y O&M del almacenamiento del CO₂

Se prevé en el futuro inmediato que las plantas de generación eléctrica en fase comercial deberán incorporar obligatoriamente los sistemas de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, que en la actualidad están tratando de alcanzar la madurez necesaria. Por otro lado, la implementación de estos sistemas en plantas de demostración deberá permitir demostrar su viabilidad a largo plazo, pero a la vez, aumentará los costes tanto de inversión como de operación y mantenimiento respecto a las plantas sin CCS y a las futuras plantas con CCS, las cuales se beneficiarán de la existencia de estos sistemas ya implementados en el mercado nacional, tanto por la información obtenida de la fase experimental y operativa a nivel piloto y/o comercial,

como por la posibilidad de crear un sistema integrado de transporte con el objetivo de reducir costos. Asimismo, la generación de dióxido de carbono provocaría el interés de nuevas industrias que verían en este insumo, la materia prima para generar nueva industria como la manufactura de cemento, acero, síntesis de urea, fertilizantes, entre otras.

Actualmente, la generación eléctrica con CCS no resulta competitiva con el resto de tecnologías de combustibles fósiles especialmente con el gas natural, el cual incluso es subsidiado con el objetivo de generar electricidad. Para posibilitar la construcción de las plantas de demostración comercial se deben generar los incentivos económicos necesarios y políticas de Estado para impulsar el aprovechamiento eficientemente los combustibles fósiles como el gas natural.

Adicionalmente a los incentivos económicos, será necesario un nuevo marco regulatorio con el objetivo de acelerar toda la cadena CCS, que posibilite el desarrollo de la nueva tecnología dando estabilidad a largo plazo. Actualmente los proyectos considerados para promover la mitigación del cambio climático en el Perú se enfocan esencialmente en Proyectos MDL (Mecanismos de Desarrollo Limpio) y Proyectos REDD (Reducción de Emisiones Derivadas de Deforestación).

El 22 de agosto del 2012 se presentó la Ley N° 29970 “Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país”, con la cual se busca la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía. A fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) considerará entre otros, la desconcentración geográfica de la producción, la mayor capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva) y la explotación mediante varias unidades de producción. Según Estudio Laub & Quijandría, de no darse inversión en la generación de energía en el corto plazo, el costo de generación eléctrica puede aumentar 5 veces en los

próximos años, y trabar el crecimiento de la economía peruana²⁶. De acuerdo a este estudio, las inversiones que registran los sectores de hidrocarburos y electricidad en el país, en proyectos que suman US\$12609 millones, no van a ser suficientes para atender el crecimiento de la demanda de energía en el país para los próximos diez años. Dada la cada vez mayor demanda por recursos energéticos, hasta el 2020 se requieren cuanto menos inversiones de US\$ 26530 millones, para producir el doble de la energía que tenemos actualmente.

Asimismo, se desprende del presente estudio, que el elemento crítico para la recuperación de la inversión en este tipo de proyectos, es la producción de petróleo crudo. La generación de electricidad, propone generación de emisiones que pueden ser recuperadas por sistemas CCS y la consecuente recuperación de crudo por CO₂ – EOR. Por ende; sería necesario implementar este sistema a un mayor número de pozos existentes para aumentar la producción y asegurar el abastecimiento energético, tanto a nivel de generación de energía eléctrica como por incremento de producción de petróleo crudo.

A pesar de los esfuerzos del gobierno por fomentar la inversión en la exploración de lotes petroleros para incrementar la producción de petróleo, las barreras asociadas a la exigente normatividad y el lento proceso de aprobación de los Instrumentos de Gestión Ambiental; exigen que los esfuerzos se enfoquen a la recuperación de petróleo en campos existentes en la actualidad.

Por lo expuesto anteriormente, se pueden resumir las barreras y oportunidades para la implementación de sistemas de Captura, Uso y Almacenamiento de Dióxido de Carbono (CCUS) en el noroeste peruano.

²⁶ FUENTE: Diario Gestión “Perú requiere US\$ 26,500 mlls. Para asegurar el abastecimiento de energía” – 25 de junio del 2013.

Oportunidades

- La Ley N° 29970 declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país.
- El noroeste peruano presenta un campo petrolero en proceso de depletación, con data histórica en la que podría ser implementada esta tecnología.
- Se proyecta el crecimiento económico del Perú en los próximos años por lo que es necesario asegurar el abastecimiento energético.
- Es posible incrementar la producción de crudo en el Perú con la implementación de estos sistemas reduciendo la dependencia externa.
- Las restricciones medioambientales y sociales en este espacio geográfico son mínimas dado el alto grado de intervención.
- La implementación del sistema CCUS en el Perú lo colocaría a la vanguardia en la investigación y desarrollo de este tipo de tecnologías en la región.

Barreras

- La implementación de estas tecnologías requiere de un elevado grado de inversión y un prolongado periodo de retorno de la misma, sin embargo; la venta de electricidad, la recuperación de petróleo, la aparición de nuevas industrias y la reactivación de la economía permite mitigar este efecto a largo plazo.
- La tecnología CCUS se encuentra en fase de investigación e implementación a nivel mundial por lo que las incertidumbres y los costos actuales son elevados, sin embargo; el avance acelerado de la investigación y desarrollo pronostica una reducción sustancial de los costos e incertidumbres.
- No existe legislación ambiental que promueva el desarrollo de estas tecnologías en el Perú, por lo tanto no existen incentivos ni obligación para que las empresas inviertan en este tipo de sistemas, sin

embargo; la tendencia mundial es la implementación de esta tecnología a todas las nuevas unidades industriales, por lo tanto, tarde o temprano las empresas tendrán que someterse a un proceso de adecuación.

- En el Perú, las políticas para mitigar el cambio climático se basan en proyectos MDL y REDD++ los cuales no serán suficientes ni tienen el grado de madurez para contribuir eficazmente a mitigar las emisiones de dióxido de carbono. La conservación de bosques depende del adecuado abastecimiento de agua y de factores climáticos que podrían ser afectados en un futuro cercano debido al avance de los efectos del calentamiento global. Por otra parte, no es posible garantizar la conservación de los bosques dado que es insuficiente el esfuerzo del gobierno por evitar la deforestación ilegal y la destrucción de los bosques a causa de la minería ilegal.

9. CONCLUSIONES

- Los sistemas CCUS permiten mejorar la producción de hidrocarburos a partir de la generación de electricidad, los cuales son objetivos estratégicos para el Perú.
- Los sistemas CCUS empleando oxy-combustion proporcionan un adecuado tamaño de planta y alto grado de concentración del dióxido de carbono para su posterior uso y almacenamiento, sin embargo los equipos están en fase de desarrollo y requieren alcanzar un mayor grado de madurez, lo que incrementa los costos y las incertidumbres.
- Los mejores resultados para la implementación de sistemas CCUS derivan de plantas de generación eléctrica de grandes dimensiones, de la mejora de la producción de crudo a partir de EOR y de incentivos como los bajos porcentajes de regalías.
- Los sistemas CCUS requieren de un elevado capital inicial y un prolongado periodo de recuperación de la inversión.
- Debido a la gran cantidad de datos requeridos para la implementación de los sistemas CCUS, es necesario fomentar la investigación de todos los aspectos que contribuyan a facilitar su entendimiento y potencial implementación.
- Los sistemas CCUS son versátiles y ofrecen opciones que deben ser evaluadas para conseguir los resultados deseados.
- La implementación de los sistemas CCUS exigen un compromiso del gobierno por fomentar la investigación y de voluntad política para agilizar la aprobación de proyectos de elevado riesgo como el propuesto.
- La implementación de un sistema CCUS en Perú requiere que las políticas asociadas a la mitigación del cambio climático sean ampliadas y/o modificadas para incentivar la inversión en este tipo de proyectos.
- Se prevé en el futuro próximo que el coste de la captura de CO₂ podría reducirse, y las nuevas tecnologías que aún están en fase de investigación deberían poder alcanzar mayor grado de madurez.

- El grado real de penetración de la tecnología CCUS dependerá, además, del marco regulatorio y las restricciones medioambientales; del grado de desarrollo de la red de transporte y almacenamiento de CO₂,
- La captura y almacenamiento de CO₂ puede tener un gran protagonismo en la lucha contra el cambio climático.

10. FUTUROS TRABAJOS EN LA PRESENTE LÍNEA DE INVESTIGACIÓN

- Análisis de los fenómenos de transferencia de calor en sistemas de oxy-combustion para pronosticar la eficiencia del proceso y la performance de los materiales debido a las elevadas temperaturas de la llama.
- Alternativas de obtención de oxígeno empleado para la oxy-combustion con otros sistemas como la separación con membranas cerámicas para reducir costos en el consumo de energía y costo de los equipos.
- Fenómenos de transferencia de masa asociados a la captura y posterior separación del dióxido de carbono usando solventes como aminas.
- Efecto corrosivo del dióxido de carbono debido a su transporte a través de ductos.
- Compilar la información geológica en el noroeste peruano para identificar los posibles sitios para la recuperación de crudo por medio de esta tecnología y el almacenamiento permanente del dióxido de carbono.
- Ampliar el alcance del estudio enfocado al análisis de factibilidad de incentivar la industria petroquímica a través de plantas de urea, fertilizantes, polímeros, entre otros; a partir del dióxido de carbono.

11. BIBLIOGRAFÍA

Publicaciones

Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC. (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*. [Documento en Línea]. Reporte preparado por el Grupo de Trabajo III del IPCC que presenta información para políticos, científicos, ingenieros comprometidos con la mitigación del Cambio Climático y la reducción de emisiones de CO₂. Disponible: http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf
[Consultada en Octubre 2010].

International Energy Agency - IEA. (2012). *World Energy Outlook 2012 (WEO 2012) – Executive Summary*. [Documento en Línea]. Resumen del desarrollo de data y políticas enfocado a las tendencias del mercado de energía y su significado en el desarrollo económico, de seguridad, medioambiente a nivel mundial. Disponible: www.worldenergyoutlook.org/.
[Consultada en Enero 2013].

Global CCS Institute. (2011). Worley Parsons / Schlumberger. *Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies – 2011 Update*. [Documento en Línea]. Reporte que presenta la actualización de aspectos económicos de la tecnología CCS (Carbon Capture and Storage) elaborada en 2009. Disponible: www.globalccsinstitute.com/publications/economic-assessment-carbon-capture-and-storage-technologies-2011-update
[Consultada en Marzo 2013].

National Energy Technology Laboratory (NETL). (2010). *U.S. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery*. [Documento en Línea]. Reporte que presenta los fundamentos de la Recuperación Mejorada de Petróleo empleando Dióxido de Carbono. Disponible: www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EP/CO2_EOR_Primer.pdf. [Consultada en Febrero 2013].

Atlantic Council. (2012). Pamela Tomski / Vello Kuuskraa / Michael Moore. *U.S. Policy Shift to Carbon Capture, Utilization, and Storage Driven by Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery*. [Documento en Línea]. Reporte que resume la tendencia de evolución de los sistemas CCS a CCUS como alternativa de mitigación de emisiones de CO₂ y el empleo de este gas para la recuperación mejorada de Petróleo (CO₂ EOR). Disponible: [www.acus.org/files/publication_pdfs/403/CCUS-EOR%20\(IB1\)%2010-22.pdf](http://www.acus.org/files/publication_pdfs/403/CCUS-EOR%20(IB1)%2010-22.pdf). [Consultada en Diciembre 2012].

Oilfield Review. Schlumberger. (2011). *Has the Time Come for EOR?*. [Documento en Línea]. Análisis de la aplicación de la Recuperación Mejorada de Petróleo en tiempos actuales. Disponible: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors10/win10/eor.ashx. [Consultada en Febrero 2012].

Toward common method cost estimation CCS fossil fuel power plants. (2013). *Global CCS Institute*. [Documento en Línea]. A white paper prepared by the CCS Costing Methods Task Force.. Disponible: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/toward-common-method-cost-estimation-co2-capture-and-storage-fossil-fuel-power-plants> [Consultada en Abril 2013].

Sitios Web

Global CCS Institute. (2009). Australia. [Página web en línea]. Disponible: www.globalccsinstitute.com. [Consultada desde 2010].

Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC. Switzerland. [Página web en línea]. Disponible: www.ipcc.ch/. [Consultada desde 2010].

Ciudad de la Energía (CIUDEN – 2010). España. [Página web en Línea]. Disponible: www.ciuden.es/index.php/en/. [Consultada desde 2011].

National Energy Technology Laboratory (NETL). U.S. [Página web en línea]. Disponible: www.netl.doe.gov/ [Consultada desde 2012].

Instituto Nacional de Estadística e Informática – INEI. (2012). *Perú: Anuario de Estadísticas Ambientales 2012.* [Página web en línea].

Disponible:

www.inei.gob.pe/biblioineipub/bancopub/Est/Lib1037/index.html.

[Consultada en Octubre 2012].