

EVALUACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN DEL CARBÓN COMO
FUENTE PARA LA PRODUCCIÓN DE CO₂ PARA USO EN RECOBRO
MEJORADO (EOR) EN CAMPOS DE PETRÓLEO COLOMBIANOS

ADRIANA ROCIO PALENCIA SALGAR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA

2021

EVALUACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN DEL CARBÓN COMO
FUENTE PARA LA PRODUCCIÓN DE CO₂ PARA USO EN RECOBRO
MEJORADO (EOR) EN CAMPOS DE PETRÓLEO COLOMBIANOS

ADRIANA ROCIO PALENCIA SALGAR

Trabajo de grado para optar título de Magister en Ingeniería Química

DIRECTOR:

GUSTAVO EMILIO RAMÍREZ CABALLERO
Doctor en Ciencia e Ingeniería de los Materiales

CODIRECTOR

EDGAR FERNANDO CASTILLO MONROY
Doctor en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

A Dios,

A mi hija Isabela, que tengas una vida plena, llena de amor.

A mi madre Amparo Salgar, por tanto, amor y dedicación. Madre mi fuerza en la vida, a quien le debo todo.

A mi padre Alfonso Palencia (QEPD), por insistirme y ser la consciencia dentro de mí para culminar la maestría, te deseo toda la luz en el cielo papi.

A mi abuela y cómplice Pitina (Virginia Hernández)

A mi hermana Andrea por su compañía y su apoyo.

A mi compañero de vida, Nelson Navarrete por su compañía y complicidad en el camino.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, su luz, su grandeza que permitieron mi perseverancia para culminar este logro.

Al profesor PhD Farid Chejne Janna, profesor titular de Ingeniería Química de la Universidad Nacional sede Medellín, por su apoyo, confianza y asesoría para el desarrollo del presente trabajo.

A la Universidad Nacional sede Medellín, Carlos Valdés y todos los colaboradores de la Planta Piloto de Carbón Activado de la Facultad de Minas, por su colaboración en la fase de investigación del presente trabajo.

A los ingenieros PhD Edgar Fernando Castillo Monroy (funcionario del Instituto Colombiano del Petróleo) y Gustavo Emilio Ramírez Caballero profesor titular de la Universidad Industrial de Santander por su apoyo y confianza.

A la escuela de Ingeniería Química de la Universidad Industrial de Santander, a sus profesores y a Ayleen Acuña por toda su colaboración

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS.....	22
1.1 OBJETIVO GENERAL	22
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	22
2. FUNDAMENTO TEÓRICO	23
2.1 CARACTERÍSTICAS DEL CO ₂	23
2.2 GASIFICACIÓN	25
2.2.1 Proceso de gasificación.	25
2.2.2 Reacciones en el proceso de gasificación.	27
2.3 TECNOLOGÍAS Y REACTORES DE GASIFICACIÓN	29
2.3.1 Gasificadores de lecho fluidizado	31
2.4 CARBÓN.....	31
2.4.1 Calidades del Carbón en Boca de Mina.....	33
2.4.2 Producción y Reservas Carbón en Colombia.	35
2.4.3 Zonas Carboníferas de Colombia.	36
2.5 CAPTURA De CO ₂	37
2.6 COMPRESIÓN Y TRANSPORTE.....	39
2.7 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR).....	41
2.7.1 Demanda de CO ₂	44
2.7.2 Presión Mínima de Miscibilidad.....	46
2.7.3 Criterios de un Yacimiento Candidato para Recuperación Mejorada con CO ₂	47
2.7.4 Estructura de la industria CO ₂ -EOR.....	49
2.7.5 Estado del Recobro Mejorada con CO ₂ en Colombia.	51
3. PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	54

3.1 EQUIPO GASIFICADOR Y DEFINICIÓN DE VARIABLES EXPERIMENTALES	55
3.1.1 Granulometría del Carbón y Análisis de Carbón.....	56
3.1.2 Velocidad de Fluidización.	58
3.1.3 Calibración Alimentación Carbón.....	59
3.2 RESULTADOS EXPERIMENTALES	60
3.2.1 Balance de Materia por Componente.	65
3.2.2 Relación CO ₂ obtenido en la gasificación y carbón gasificado	69
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	70
3.3.1 Composición del gas en función de la temperatura	70
3.3.2 Composición del gas en función del agente gasificante	71
3.3.3 Estequiometría de la reacción Shift obtenida experimentalmente	72
4. MODELO ECONÓMICO	75
4.1 PREMISAS DEL MODELO ECONÓMICO.....	77
4.1.1 Cantidad de Carbón y CO ₂ necesaria para la Recuperación de Petróleo	78
4.1.2 Selección del Campo de Petróleo Colombiano para EOR CO ₂	79
4.1.4 Costos de transporte de Carbón	83
4.1.5 Costos de Energía Proceso de Gasificación Captura y compresión	85
4.1.6 Costos de Energía Inyección de CO ₂	86
4.2 CAPEX EQUIPOS PRINCIPALES	87
4.2.1 Costos Gasificador.....	90
4.2.2 Costos Torre de Absorción	91
4.2.3 Costos Tubería.	92
4.3 RESULTADOS MODELO	92
5. CONCLUSIONES	97
6. RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	100

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Distribución de partículas muestra de carbón en peso y porcentaje.	57
Tabla 2. Análisis próximo y último muestra de carbón (%peso).....	58
Tabla 3. Composición del gas relación vapor/carbón 1:1 réplica 1	61
Tabla 4. Composición del gas relación vapor/carbón 1:1 réplica 2	61
Tabla 5. Composición del gas relación vapor/carbón 1:1 réplica 3	61
Tabla 6. Composición del gas relación vapor/carbón 2:1 réplica 1	62
Tabla 7. Composición del gas relación vapor/carbón 2:1 réplica 2	62
Tabla 8. Composición del gas relación vapor/carbón 2:1 réplica 3	63
Tabla 9. Composición del gas relación vapor/carbón 3:1 réplica 1	63
Tabla 10. Composición gas relación vapor/carbón 3:1 réplica 2.....	64
Tabla 11. Composición del gas promedio (fracción volumétrica).....	64
Tabla 12. Cantidad de N ₂ , experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.	66
Tabla 13. Composición del gas, experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.	66
Tabla 14. Masa por componentes en un mol de gas experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.	67
Tabla 15. Fracción másica experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.	67
Tabla 16. Masa total del gas experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2. ...	68
Tabla 17. Masa por componentes experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.	68
Tabla 18. Cantidad de gas obtenido por componente en peso.....	69
Tabla 19 Relación carbón gasificado/CO ₂	70
Tabla 20 Número de moles Experimento AG/carbón 1/1 réplica 2	73
Tabla 21. Número de moles resultados experimentos.....	73
Tabla 22. Premisas para determinar potencial de crudo recuperado para campo Nutria con EOR-CO ₂	76

Tabla 23. Escenarios modelo económico EOR-CO ₂	76
Tabla 24. Premisas OPEX	77
Tabla 25. Cantidad de Carbón necesaria para gasificar CO ₂ de acuerdo con el experimento	78
Tabla 26. Energía para inyección de CO ₂ por escenarios.	86
Tabla 27. Paramétricos CAPEX.....	89
Tabla 28. Costo base gasificador y por escenario.	90
Tabla 29. Costo planta de amina por escenario.....	91
Tabla 30. Costo tubería de transporte de CO ₂ por escenario.	92
Tabla 31. Resultados modelo económico CO ₂ conversión experimento, sin bonos de carbono.....	93
Tabla 32. Resultados modelo económico CO ₂ con sensibilidad de la fracción convertida en CO ₂ , sin bonos de carbono.....	94
Tabla 33. Resultados modelo económico conversión experimento con bonos de carbono.....	94
Tabla 34. Resultados modelo económico con sensibilidad de la fracción convertida en CO ₂ , con bonos de carbono.....	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Fases del Dióxido de Carbono.....	24
Figura 2. Clasificación y uso de los carbones.....	32
Figura 3. Producción de carbón en Colombia y reservas medias de carbón en Colombia.....	36
Figura 4. Zonas Carboníferas en Colombia Infraestructura y Transporte	37
Figura 5. Clasificación de los sistemas de captura de CO ₂	38
Figura 6. Diagrama general para la inyección de CO ₂	40
Figura 7. Costos del transporte de CO ₂ para los gasoductos costa adentro, los oleoductos costa afuera y el transporte marítimo (IPCC;2005)	41
Figura 8. Clasificación de los procesos de recuperación de hidrocarburos	44
Figura 9. Perfiles para inyección de CO ₂ y producción de petróleo para EOR-CO ₂	45
Figura 10. Criterio de estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad	47
Figura 11. Rango de gravedad específica del petróleo en las que son más efectivos los métodos de EOR.....	49
Figura 12. Producción de crudo por región (EUA) proyectos EOR-CO ₂	50
Figura 13. Operadores de EOR-CO ₂ y productores de CO ₂ por región más importantes.	51
Figura 14. Esquema gasificador de lecho fluidizado.....	56
Figura 15. Distribución del tamaño de partícula muestra de carbón	57
Figura 16. Velocidad de fluidización	58
Figura 17. Calibración tornillo alimentador de carbón.....	60
Figura 18. Composición del gas en función de la temperatura AG/carbón 1/1, 2/1	70
Figura 19 Composición del gas en función de la temperatura AG/carbón 3/1	71
Figura 20. Composición del gas en función de la relación AG/Carbón	71

Figura 21. Localización Lisama y área carbonífera de San Luis.....	82
Figura 22. Simulación Aspen HYSYS® energía necesaria para inyección de CO2 escenarios 1, 2 y 3.....	86
Figura 23. CO ₂ inyectado y reciclado Vs carbón gasificado durante la vida del proyecto Escenario 1.	88
Figura 24. CO ₂ inyectado y reciclado Vs carbón gasificado durante la vida del proyecto Escenario 2	88
Figura 25. CO ₂ inyectado y reciclado Vs carbón gasificado durante la vida del proyecto Escenario 3	89

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Características de los diferentes modelos de gasificador	29
Cuadro 2. Usos del gas de la gasificación del carbón	30
Cuadro 3. Rutas de separación de CO ₂ y métodos	39
Cuadro 4. Factor de recuperación de petróleo.....	43
Cuadro 5 Criterio para detectar yacimientos idóneos para EOR-CO ₂	48
Cuadro 6. Factores experimentales	54
Cuadro 7. Calibración tornillo alimentador de carbón.	59
Cuadro 8. Zona Carbonífera Santander.....	82
Cuadro 9. Costos de transporte en tractocamión.....	83
Cuadro 10. Costos de transporte año 2011 de San Luis a Nutria.....	85
Cuadro 11 Actualización de costos de transporte de San Luis a Nutria	85

LISTA DE ANEXOS

“Los Anexos están adjuntos y puede visualizarlos en base de datos de la Biblioteca UIS”

Anexo A. Resultados experimentales y balance de materia del gas.

Anexo B. Simulación Aspen HYSYS ® OPEX energía transporte e inyección de CO₂ escenario 1

Anexo C. Simulación Aspen HYSYS ® OPEX energía transporte e inyección de CO₂. Escenario 2

Anexo D. Simulación Aspen HYSYS ® OPEX energía transporte e inyección de CO₂ escenario 3.

Anexo E. Modelo económico CO₂ conversión experimental sin bonos de carbono

Anexo F. Modelo económico CO₂ con sensibilidad de la fracción convertida en CO₂, sin bonos de carbono

Anexo G. Modelo económico CO₂ conversión experimental con bonos de carbono.

Anexo H. Modelo económico CO₂ con sensibilidad de la fracción convertida en CO₂, con bonos de carbono.

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
Dp	caída de presión	Pa	$\frac{\vec{F} \cdot \vec{n}}{A}$
dp	diámetro de partícula	m	
Dr	diámetro del gasificador	m	
E	energía	J	
X	fracción volumétrica		
Y _a	fracción másica de a		
h	altura	m	
L	longitud	m	
m	masa	kg	DF
m _a	masa de un componente	kg	
m _t	masa total de la mezcla	kg	
			$\frac{m_i}{n_i}$
M	masa molar	kg/kmol	$\frac{\vec{F} \cdot \vec{n}}{A}$
P	presión	Pa	
PC	poder calorífico	J/kg	
T	temperatura	°C	DF

Subíndice

Subíndice	Término
c	Relativo al punto crítico
t	Tonelada
T	Total

Abreviaturas

Abreviatura Término

OOIP	aceite original en sitio (original oil in place)
AG	agente gasificante
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANM	Agencia Nacional de Minería
ASP	alcali, surfactante, Polímero
S	azufre
St	azufre total
BOPD	barriles de petróleo por día
bbl	barriles
C	carbono
CF	carbono fijo
Cz	cenizas
DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos
EUA	Estados Unidos de América
OPEX	gastos operacionales
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
IPC	índice de precio al consumidor
I.C. P	Instituto Colombiano del Petróleo.
	Integrated gasification combined cycle (ciclo combinado de
IGCC	gasificación integrada)
CAPEX	inversión de capital
NETL	Laboratorio Nacional de Tecnología Energética
Mv	material volátil
MMCOP	miles de millones de pesos colombianos
Mbbl	millones de barriles
M€	millones de Euros

Mt	millones de toneladas
COP	pesos colombianos
PC	poder calorífico
%v/v	porcentaje volumen a volumen
PMM	presión mínima de miscibilidad
R	reacción
EOR	Enhanced Oil Recovery, (recobro mejorado de petróleo)
R/P	reservas probadas
TRM	tasa representativa
VPN	valor presente neto

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN DEL CARBÓN COMO FUENTE PARA LA PRODUCCIÓN DE CO₂ PARA USO EN RECOBRO MEJORADO (EOR) EN CAMPOS DE PETRÓLEO COLOMBIANOS*

AUTOR: ADRIANA ROCIO PALENCIA SALGAR**

PALABRAS CLAVE: GASIFICACIÓN, CO₂, CARBÓN, RECOBRO MEJORADO

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de grado consta de dos fases que permitieron dar respuesta a la pregunta, ¿es posible de encontrar una fuente confiable y factible de CO₂ para uso en Recobro Mejorado en Campos de Petróleo colombianos, mediante la gasificación de carbón? La primera es la experimental, donde se desarrolló la gasificación de carbón colombiano, en un gasificador de lecho fluidizado a escala piloto, con una presión de operación de 15,34 psi, y un rango de temperatura entre 700 a 806°C; se efectuó una variación de la relación de agente gasificante (vapor) y carbón gasificado.

La corriente de gas que se obtuvo durante la gasificación fue caracterizada por medio de cromatografía, lo cual permitió establecer la relación de agente gasificante/carbón gasificado con mayor contenido de CO₂. La masa de CO₂ se determinó calculando las fracciones másicas de cada componente del gas, y realizando un balance global de Nitrógeno.

En la segunda fase se desarrolló el modelo económico de acuerdo con la metodología de gestión de proyectos de inversión FEL (Front End Loading) recomendada por el IPA (Independent Project Analysis), donde se utilizó como premisa la fracción de CO₂ que se obtuvo en la gasificación de carbón.

En el modelo económico fueron considerados tres escenarios de potencial de crudo recuperado y tres precios del barril de petróleo, donde se realizaron varias sensibilidades. Adicionalmente se valoró el efecto del beneficio que se puede obtener por bonos de carbono.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingenierías Físico Químicas Director: Gustavo Emilio Ramírez Caballero, Doctor en Ciencia e Ingeniería de los Materiales. Codirector: Edgar Fernando Castillo Monroy, Doctor en Ingeniería Química.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF COAL'S GASIFICATION PROCESS AS A SOURCE FOR CO₂ PRODUCTION USED IN ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) IN COLOMBIAN OIL FIELDS *

AUTHOR: ADRIANA ROCIO PALENCIA SALGAR**

KEY WORDS: GASIFICATION, CO₂, COAL, ENHANCED OIL RECOVERY

DESCRIPTION:

Is it possible to find practical and reliable CO₂ sources for enhanced oil recovery through the gasification of coal in Colombian oil fields?

I have written this paper and separated it into two phases, as a way to answer that question.

Starting with an experimental phase, where I have developed the gasification of Colombian oil in a pilot-scale fluidized bed gasifier, with an operating pressure of 15.34 psi, and a temperature range between 700 to 806 ° C; I made a variation of the gasifying agent (steam) and gasified coal ratio.

The obtained gas stream during the gasification was characterized using chromatography, which allowed me to establish the gasifying agent / gasified carbon ratio with the highest CO₂ content. The mass of CO₂ was determined by calculating each component of the gas' mass fractions and carrying out a global nitrogen balance.

In the second phase, I developed an economic model according to the investment project management methodology FEL (Front End Loading) recommended by the IPA (Independent Project Analysis), where I used the fraction of CO₂ obtained in coal gasification, as a premise.

In the economic model, I considered three scenarios of potential recovered crude oil, and three prices of an oil barrel, where I have applied various sensitivities. Additionally, I have valued the impact of the benefit that can be obtained from carbon credits.

* Degree work

** Faculty of physical Chemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director: Gustavo Emilio Ramírez Caballero. Co-director: Edgar Fernando Castillo Monroy

INTRODUCCIÓN

La recuperación rentable de hidrocarburos que se encuentran almacenados en los yacimientos es una variable importante en la industria petrolera, como lo aseguran Morelli, ex presidente de la ANH¹, Espinosa², Manosalva³ y CAMPETROL⁴ es una de las mejores formas de incorporar reservas y barriles de hidrocarburos es mediante el recobro mejorado, “cada punto porcentual adicional que aumenta el factor de recobro se agrega cerca de 500 millones de barriles de petróleo a las reservas”.⁵

Frente a la necesidad de incorporar reservas en Colombia, el Recobro Mejorado es una alternativa innovadora. En Colombia se han desarrollado alrededor de 24 proyectos comerciales de recobro secundario, y de recobro mejorado o terciario actualmente solo hay pilotos^{6, 7, 8}.

¹ Portafolio. Recobro mejorado, la apuesta para aumentar reservas petroleras. 4 de octubre de 2018. [Fecha de consulta: 15 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/recobro-mejorado-la-apuesta-para-aumentar-reservas-petroleras-521952>

² Valora Analitik. 13 de noviembre de 2019. [Fecha de consulta: 5 de enero 2020]. Disponible en: <https://www.valoraanalitik.com/2019/11/13/campetrol-pide-a-petroleras-elevar-niveles-de-recobro-para-mejorar-reservas-de-colombia/>

³ Colombia Energía. 2019. Edición 15. [Fecha de consulta 22 de mayo de 2020] Disponible en: https://www.colombiaenergia.com.co/wp-content/uploads/2019/11/colombia_energia_edicion_15.pdf

⁴ MONTERROSA BLANCO, Heidy. En el primer semestre, 164.000 barriles de Ecopetrol fueron producto de esta técnica. En: *La República* [en línea]. 3 de octubre de 2018. [Fecha de consulta: 15 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/punto-adicional-de-factor-de-recobro-agregaria-500-millones-de-barriles-2777665>.

⁵ Ibid.

⁶ CASTRO, Rubén. et al., “SPE-139199-MS Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia,” 2010

⁷ Colombia Energía. 2019. Edición 15. Op., p. 8.

⁸ Portafolio. Solo doce proyectos petroleros desarrollan recobro mejorado. 3 de octubre de 2018 [Fecha de consulta: 15 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/solo-doce-proyectos-petroleros-desarrollan-el-recobro-mejorado-521940>

El 3% de la producción de petróleo del mundo se debe al desarrollo de nuevas tecnologías de Recobro Mejorado⁹. La tecnología de Recobro Mejorado mediante la inyección con CO₂ es empleada actualmente en diferentes campos de la Industria del petróleo con éxito¹⁰. El Dióxido de Carbono tiene propiedades físicas y químicas que hacen que el Recobro Mejorado (Enhanced Oil Recovery, EOR) sea viable en las situaciones en las que se logre el mérito económico de esta operación. Básicamente, se parte del hecho que el CO₂ a altas presiones es altamente soluble en el crudo causando un hinchamiento del fluido permitiendo un desplazamiento de este en los yacimientos.

La alternativa de recobro mejorado con CO₂ es una respuesta a la necesidad de aumentar las reservas, sin embargo, el éxito en la implementación depende fuertemente de contar con un suministro confiable, seguro y económico del CO₂, en cantidades y calidades suficientes que satisfagan las necesidades de gas para llevar a cabo el proceso de desplazamiento de los crudos^{11, 12}. El hecho que el éxito de la implementación del recobro mejorado con CO₂ depende de tener un suministro económico del Dióxido de Carbono, se refiere a que en la actualidad las tecnologías de CCS (Carbon Capture Storage) que proponen capturar CO₂ del medio ambiente no son comerciales; hoy en día existen alrededor de 14 plantas de CCS en América, (una se encuentra en Brasil y las demás en Norte América) las cuales no capturan

⁹ C. C. and A. C. F. C. D. Melzer, L. Stephen, "Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery," no. February, p. 18, 2012

¹⁰ ZHANG, X. et al., "Thermodynamic and economic analysis of biomass partial gasification process," Appl. Therm. Eng., vol. 129, pp. 410–420, 2018

¹¹ IPCC. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. In Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change; Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H.C., Loos, M., Meyer, L.A., Eds.; Cambridge University Press: Cambridge, UK; New York, NY, USA, 2005. [Google Scholar]

¹² PIERI, TRYFONAS.; NIKITAS, Alexandros.; Castillo-Castillo, Arturo.; ANGELIS-DIMAKIS, Athanasios. Holistic Assessment of Carbon Capture and Utilization Value Chains. En: Environments [en línea]. 2018, 5, 108. [consultado: 13 de enero de 2020]. <https://doi.org/10.3390/environments5100108>

CO₂ del medio ambiente, sino que lo realizan a partir de facilidades de producción de Etanol, fertilizantes, H₂ y energía eléctrica entre otros^{13,14,15}. La gestión de CO₂ implica tres pasos: captura, incluyendo separación y compresión, transporte; y almacenamiento. Entre los tres pasos la captura de CO₂ es la que más energía consume, representa entre el 70% y el 80% del costo total en los tres pasos generales de la gestión del carbono^{16,17}; adicionalmente otro costo relevante en el proceso de recobro mejorado de CO₂ es el transporte de este, por eso es clave que, la fuente de CO₂ este cerca del usuario de este producto.^{18,19}. La distancia de transporte, la pureza y el volumen del CO₂ requerido son criterios principales para definir la viabilidad de un proyecto de EOR-CO₂.^{20,21}.

¹³GLOBAL CCS INSTITUTE. [sitio web] 2021. [Fecha de consulta: 7 de febrero 2021]. Disponible en: <https://www.globalccsinstitute.com/about/>

¹⁴ KOERTH, Maggie. Why Carbon Capture Hasn't Saved Us From Climate Change Yet. [en línea]. [Fecha de consulta: 1 de diciembre de 2020]. Disponible en: <https://fivethirtyeight.com/features/why-carbon-capture-hasnt-saved-us-from-climate-change-yet/>

¹⁵ Hasan, M.F.; First, E.L.; Boukouvala, F.; Floudas, C.A. A multi-scale framework for CO₂ capture, utilization, and sequestration: CCUS and CCU. *Comput. Chem. Eng.* 2015, 81, 2–21. <http://boukouvala.chbe.gatech.edu/publications/a-multi-scale-framework-for-co2-capture-utilization-and-sequestration-ccus-and-ccu/>

¹⁶ MYRÉEN, L.; RÖNNLUND, I. and WESTERLUND, T. "Integration of Super Critical Water Gasification (SCWG) in Pulp and Paper Production – A Feasibility Study of Integration Options," 2007

¹⁷ GRAY, D. and TOMLINSON, G. "Current and Future IGCC Technologies: Bituminous Coal to Power © M," no. 001000045, 2004

¹⁸ IPCC. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. In Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change; Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H.C., Loos, M., Meyer, L.A., Eds.; Cambridge University Press: Cambridge, UK; New York, NY, USA, 2005. [Google Scholar]

¹⁹ PIERI, TRYFONAS.; NIKITAS, Alexandros.; Castillo-Castillo, Arturo.; ANGELIS-DIMAKIS, Athanasios. Holistic Assessment of Carbon Capture and Utilization Value Chains. *En: Environments* [en línea]. 2018, 5, 108. [consultado: 13 de enero de 2020]. <https://doi.org/10.3390/environments5100108>

²⁰ M.M. Faruque Hasan, Eric L. First, Fani Boukouvala, Christodoulos A. Floudas, A multi-scale framework for CO₂ capture, utilization, and sequestration: CCUS and CCU, *Computers & Chemical Engineering*, Volume 81, 2015, Pages 2-21, ISSN 0098-1354. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2015.04.034>.

²¹ Tcvetkov, P.; Cherepovitsyn, A.; Fedoseev, S. The Changing Role of CO₂ in the Transition to a Circular Economy: Review of Carbon Sequestration Projects. *Sustainability* 2019, 11, 5834. <https://doi.org/10.3390/su11205834>

La motivación de este proyecto está enfocada en evidenciar que la generación de CO₂ a partir de la gasificación de carbón colombiano puede ser una tecnología que permita lograr una fuente disponible y económicamente sustentable para el desarrollo de recobro mejorado en Colombia, es decir que, por medio de esta tecnología encontremos la cantidad, y calidad de CO₂ a distancias de transporte cercanas al yacimiento quien es el usuario final de este producto y que de esta forma, la gasificación de carbón se convierta en una alternativa sustentable, para proyectos de inyección de CO₂, para Recobro Mejorado en el país, en donde existan yacimientos potenciales para recobro con CO₂ y no cuenten con fuentes cercanas, volúmenes y calidades necesarias de este.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el proceso de gasificación del carbón para la obtención de CO₂ y su uso como una alternativa para el proceso de recobro mejorado (EOR) en campos de petróleo colombianos

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar los experimentos de gasificación de carbón partiendo de parámetros fijos de operación como temperatura, tipo de carbón, distribución y tamaño de partícula, y parámetros variables definiendo la relación kg carbón/kg de agente gasificante.
- Caracterizar mediante diferentes ensayos analíticos la composición y fraccionamiento de los gases generados en el proceso de gasificación con el objeto de conocer la pureza del CO₂ producido en esta operación.
- Evaluar de manera preliminar tomando como base los resultados operacionales del gasificador piloto, la demanda económica que permita encontrar un punto de equilibrio.
- Determinar los volúmenes, calidades y condiciones termodinámicas necesarias del gas para llevar a cabo una producción marginal de crudo por medio de la información disponible de los yacimientos aptos para la operación de EOR con CO₂.
- Escalar la producción potencial de CO₂ en la misma zona de influencia de los pozos aptos tomando como materia prima la disponibilidad de carbones en la misma zona, tomando como base los resultados experimentales obtenidos en laboratorio.
- Determinar el modelo económico preliminar del sistema de generación de CO₂, del sistema de purificación, transporte y distribución de este.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 CARACTERÍSTICAS DEL CO₂

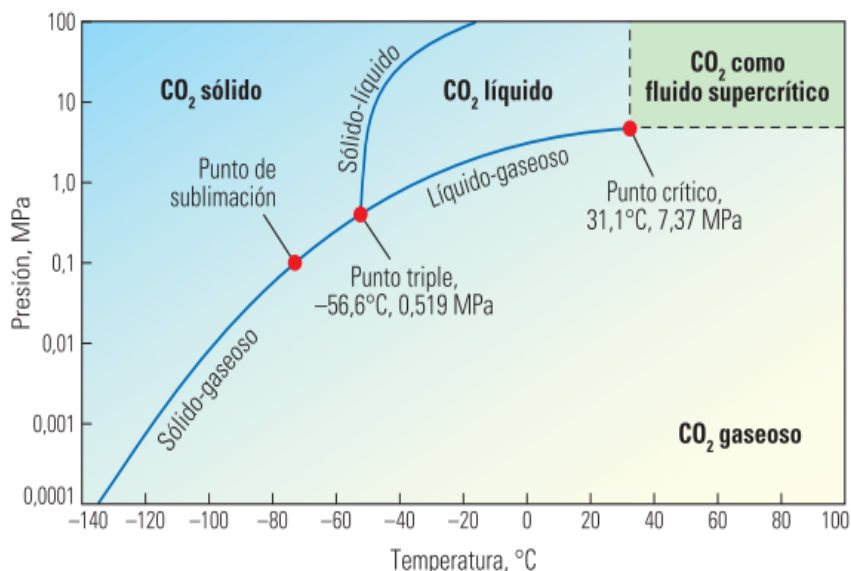
El carbono, uno de los dos constituyentes del dióxido de carbono, es un elemento esencial en la Tierra. La masa de carbono presente en la Tierra es de $5,37 \times 10^{16}$ kg ($11,83 \times 10^{16}$ lbm) y se distribuye entre varios depósitos: la atmósfera terrestre; las plantas; los animales; el suelo; los minerales; el océano somero y profundo. Las plantas y los océanos absorben aproximadamente un 55% de este CO₂ antropogénico, pero el resto queda suspendido en el aire.

El dióxido de carbono es una molécula que consta de dos átomos de oxígeno unidos covalentemente a un solo átomo de carbono, posee un peso molecular de aproximadamente 44 g/mol. Dependiendo de la presión y la temperatura, el CO₂ puede existir como sólido, líquido o gas como se puede observar en la figura 1. A temperaturas y presiones equivalentes o superiores al punto crítico, el CO₂ es un fluido supercrítico, que posee ciertas características de los gases y otras de los líquidos. Como fluido supercrítico, el CO₂ desarrolla miscibilidad, que es la capacidad para mezclarse en forma homogénea con el petróleo crudo y mejora la recuperación del petróleo.^{22,23}.

²²GODEC, M.L. "Global technology roadmap for ccs in industry - Sectoral Assessment CO₂Enhanced Oil Recovery," p. 47, 2011.

²³ GODEC, M.L. "Global technology roadmap for ccs in industry - Sectoral Assessment CO₂Enhanced Oil Recovery," p. 47, 2011

Figura 1. Fases del Dióxido de Carbono.



Fuente: JINLONG, J.; SHUXUN, S.; LIWEN, C. and SHIQI, L. "Characteristics of CO₂/supercritical CO₂adsorption-induced swelling to anthracite: An experimental study," Fuel, vol. 216, no. September 2017, pp. 639–647, 2018

El rol del CO₂ en el cambio climático es significativo, pero el compuesto desempeña una función diferente en la industria del petróleo y el gas. El dióxido de carbono podría captarse y almacenarse en yacimientos que se encuentren agotados, esto ayudaría a detener la acumulación atmosférica. En cuanto a los métodos de recuperación mejorada de petróleo, el CO₂ posibilita el incremento del rendimiento de los campos petróleo después de los procesos de recuperación primaria e inundación con agua y gas.^{24, 25}

²⁴ GODEC.; RIESTENBERG. and CYPHERS. Op cit.,p. 7399–7414.

²⁵ CHEN.; YANG. and CHYU. Op. cit., p. 532–539.

2.2 GASIFICACIÓN

La gasificación de carbón es una tecnología bastante desarrollada, donde el carbón se convierte para producir un gas combustible o un gas de síntesis, este gas se usa para la generación de potencia, energía térmica y para producir diferentes químicos como el amoníaco²⁶.

La gasificación es una combustión incompleta de carbón o de otro combustible; los objetivos principales son convertir en gas toda la materia prima excepto la fracción de cenizas que esta contenga, así como producir gases conserven el calor de combustión. Este último objetivo es lo que diferencia de cierta forma a la gasificación de la combustión, ya que a pesar de que la combustión convierte el alimento en gas, este no puede quemarse para producir energía. Los gases producto de la gasificación se pueden quemar tanto para producir energía como para convertirse en otros productos²⁷.

Las reacciones que ocurren en la gasificación se pueden describir como la consecución de varios fenómenos: secado, descomposición térmica o pirolisis, combustión parcial, y gasificación de los productos finales.^{28, 29}.

2.2.1 Proceso de gasificación. El proceso de gasificación es la suma de tratamientos químicos y térmicos de combustible fósil o no fósil; la composición del

²⁶ A. Williams, M. Pourkashanian, M. Jones and N. Skorupska. Combustion and gasification of coal Ed. Taylor & Francis. New York. 1999.

²⁷ BELL DAVID, TOWLER BRIAN, FAN MAOHONG. Coal Gasification and its Application. 1 ed. Londres. William Andrew editors, 2011. ISBN: 978-0-8155-2049-8

²⁸ ARTEAGA-PÉREZ, L.E. and CASAS-LEDÓN, Y. "Gasificación de biomasa para la producción sostenible de energía. Revisión de las tecnologías y barreras para su aplicación," no. 5641, pp. 138–145, 2015

²⁹ BASU, PRABIR. Combustion and Gasification in Fluidized Beds. Taylor & Francis Group editors, 2006.

gas depende de la composición del combustible, del medio gasificante, presión de operación, temperatura, contenido de humedad del combustible y la forma en la que los reactantes entran en contacto dentro del gasificador. El agente gasificante es aquel que va a permitir que el material que se está gasificando, reaccione de manera que se convierta en un compuesto gaseoso. Los agentes de gasificación más comunes son el aire, el vapor de agua, o una mezcla de estos ^{30, 31, 32}.

En los gasificadores ocurren diferentes procesos fisicoquímicos los cuales suceden a diferentes temperaturas, el secado a temperaturas mayores de 150°C, pirólisis o devolatilización a temperaturas entre 150 y 700°C, combustión entre 700 y 1500°C y reducción entre 800 y 1100°C.

Los procesos que ocurren normalmente en un gasificador son secado, pirólisis, combustión y reducción. El secado, pirólisis y reducción absorben el calor que provee la combustión exotérmica.

En el proceso de secado se evapora la humedad del combustible, en el proceso de pirólisis se separa el vapor de agua, líquidos orgánicos y gases no condensables del combustible, la combustión oxida por medio de una reacción exotérmica los constituyentes del combustible, y la gasificación reduce por medio de una reacción endotérmica los gases combustibles ³³.

En contraste con las reacciones de combustión que tiene lugar con exceso de O₂, la gasificación consiste en una combustión incompleta con deficiencia de O₂, apareciendo el CO y el H₂ como gases combustibles procedentes de esta

³⁰ Ibid., p 59-69.

³¹ ARTEAGA-PÉREZ, and CASAS-LEDÓN, Op. cit., p. 138–145

³² Ozer, M., Basha, O. M., Stiegel, G., & Morsi, B. Effect of coal nature on the gasification process. *Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies 2017* (pp. 257-304) doi:10.1016/B978-0-08-100167-7.00007-X

³³ BASU. Op. cit., p 59-69

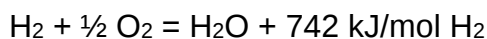
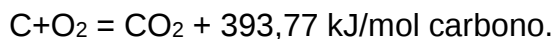
combustión. Solo una fracción del C presente en el carbón se oxida por completo para formar el CO₂. El calor que se desprende por la combustión parcial facilita la mayor parte de la energía necesaria para romper los enlaces químicos en el carbón y la elevación de la temperatura de todos los productos involucrados hasta su temperatura de reacción.

2.2.2 Reacciones en el proceso de gasificación. A continuación, se resumen brevemente las reacciones que ocurren en el proceso de gasificación.

- Pirólisis. Ocurren procesos fisicoquímicos complejos la reacción de pirólisis es la siguiente:

Carbón + calor $\longrightarrow$ gases + tar + char El poder calorífico del gas producto de la pirólisis es bajo, se encuentra alrededor de 3,5 a 9 MJ/m³. En la pirólisis se producen tres productos, el primero son gases livianos como H₂, CO, CO₂, H₂O y CH₄, el segundo producto es el tar, el cual es un líquido viscoso y corrosivo compuesto por moléculas pesadas orgánicas e inorgánicas. El tercer producto es el Char el cual es un residuo sólido que principalmente contiene carbono^{34, 35}.

- Combustión. Se refiere a la oxidación o combustión del char, en el proceso de combustión ocurren las reacciones químicas que proveen la energía necesaria para las reacciones endotérmicas de la gasificación. Las reacciones que ocurren en la combustión son las siguientes³⁶:



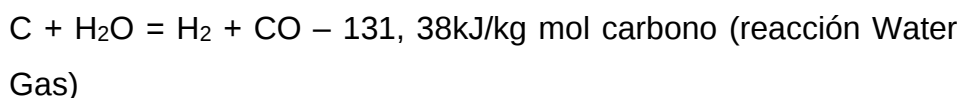
³⁴ Ibid., p. 69-72

³⁵ BELL.; TOWLER.; FAN. Op.cit.

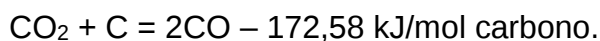
³⁶ BASU. Op. cit., p 69-72

- Gasificación. En este proceso ocurren las reacciones endotérmicas mencionadas anteriormente en el desarrollo del capítulo y son las que se soportan en la energía producida en las reacciones exotérmicas que ocurren durante la combustión. A continuación, se explican las cuatro reacciones principales de la gasificación^{37, 3839}

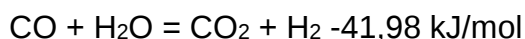
a. Reacción Water Gas. Es una gasificación parcial del carbono por medio de vapor, el cual puede provenir de diferentes fuentes como vapor de agua asociado, con el aire de entrada, vapor producido a partir de evaporación de agua y pirólisis de combustible sólido. El vapor reacciona con el carbono caliente de acuerdo con la reacción Water-Gas que presento a continuación⁴⁰:



b. Reacción de Boudart. Esta reacción se presenta cuando el Dióxido de Carbono reacciona con el char para producir CO



c. Reacción Shift (Water Gas Shift). Produce un incremento de la relación Hidrógeno, Monóxido de Carbono en el gas.



d. Reacción de Metanización. Se puede acelerar por medio de catalizadores y a presiones entre 6 y 8 bar. Esta reacción es

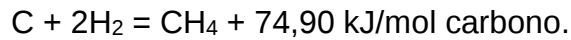
³⁷ Ibid., p. 69-72

³⁸ Williams.; Pourkashanian.; Jones Skorupska. Op. cit.

³⁹ Ozer, M., Basha, O. M., Stiegel, G., & Morsi, B. Effect of coal nature on the gasification process. *Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies 2017* (pp. 257-304) doi:10.1016/B978-0-08-100167-7.00007-X

⁴⁰ BASU. Op. cit., p 69-72

preferida en aplicaciones de IGCC debido a que el Metano tiene alto poder calorífico.



En un gasificador las reacciones, Water Gas, Boudart, Shift y Metanización se llevan a cabo simultáneamente.

Cuando el agente gasificante es vapor, el incremento de este tiende a aumentar la producción de Hidrógeno y a disminuir la producción de CO. A través de la reacción shift, los productos de la oxidación completa son CO₂ y H₂O⁴¹.

2.3 TECNOLOGÍAS Y REACTORES DE GASIFICACIÓN

Los gasificadores se agrupan en tres tipos: gasificadores de lecho fijo, lecho fluidizado y de arrastre, en el cuadro 1 se presentan algunas de las características de estos tres tipos de gasificadores.^{42, 43, 44, 45}

Cuadro 1. Características de los diferentes modelos de gasificador

	Lechos Fijos		Lechos Fluidizados		Lecho Arrastre
	Co corriente	Contracorriente	Denso	Circulante	
T(°C)	700-1200	700-900	<900	<900	<1500
Tar	Bajo	Muy alto	Intermedio	Intermedio	Ausente
Control	Fácil	Muy fácil	Intermedio	Intermedio	Muy complejo

⁴¹ Ibid., p. 69-72

⁴² ARTEAGA-PÉREZ, and CASAS-LEDÓN., Op. cit. p. 138–145,

⁴³ BASU., Op. cit. p. 74-76

⁴⁴ XU, X. "Gasification characteristics of an activated carbon in supercritical water," vol. 35, no. 6, pp. 819–824, 1997

⁴⁵ MYRÉEN, L.; RÖNNLUND, I. and WESTERLUND, T. "Integration of SuperCritical Water Gasification (SCWG) in Pulp and Paper Production – A Feasibility Study of Integration Options," 2007

	Lechos Fijos		Lechos Fluidizados		Lecho Arrastre
	Co corriente	Contracorriente	Denso	Circulante	
Escala	< 5 MWt	< 20 MWt	10<MWt<100	20<MWt<?	> 100 MWt
Alimentación	Muy crítica	Crítica	Menos crítica	Menos crítica	Partículas muy finas

Fuente: MARIO, C. and MARIN, C. “ Aplicación del níquel como catalizador en la gasificación de carbón ,” 2007

Los procesos convencionales de gasificación presentan algunos inconvenientes como altas temperaturas de operación (>1000°C), las cuales influyen en el tipo de material del reactor y dificultan las labores de control de proceso, además requieren tiempos de operación largos (>2 horas) para lograr conversiones cercanas o mayores al 90%. Generalmente, en los sistemas de gasificación convencionales no se da una conversión completa del carbón a syngas y se presenta la contaminación de los gases con productos sulfurosos u otros compuestos producidos por elementos presentes en el carbón. En el cuadro 2 se muestran los usos del gas en la gasificación del carbón.

Cuadro 2. Usos del gas de la gasificación del carbón

Agente gasificante	Tipo de gas	Componentes	Usos
Aire + Vapor (Baja presión)	Gas de bajo poder calorífico (<7.5 MJ/Nm ³)	H ₂ , CO, CO ₂ , N ₂	Combustible Industrial
Aire + Vapor (Alta presión)	Gas de poder calorífico medio (9-13 MJ/Nm ³)	H ₂ , CO, CH ₄ , CO ₂ N ₂	Generación de Potencia
O ₂ + Vapor (Baja presión)	Gas de síntesis de poder calorífico medio (9-13 MJ/Nm ³)	H ₂ , CO, CO ₂	Síntesis de NH ₃ , CH ₃ OH alcoholes OXO, gasolina, reducción de minerales

Agente gasificante	Tipo de gas	Componentes	Usos
O ₂ + Vapor (Alta presión)	Gas de mediano poder calorífico (9-13 MJ/Nm ³)	H ₂ , CO, CH ₄ , CO ₂ N ₂	Generación de potencia, Sustituto de Gas Natural

Fuente: MARIO, C. and MARIN, C. “ Aplicación del níquel como catalizador en la gasificación de carbón ,” 2007

Los reactores con mejor desempeño generalmente son de lecho fijo o lecho fluidizado.

2.3.1 Gasificadores de lecho fluidizado. Los gasificadores de lecho fluidizado, presentan un excelente mezclado entre las fases y una distribución uniforme de temperaturas. El lecho está conformado por un material granular que puede ser inerte (arena de sílice) o un material con propiedades catalíticas.

En un gasificador de lecho fluidizado, el agente gasificante y el combustible se mezclan en un lecho caliente, las zonas de secado, pirólisis, oxidación y reducción no se distinguen y la temperatura es uniforme a través del lecho, no requieren una alimentación específica (pueden combustibles con contenido no uniforme) Los gasificadores de lecho fluidizado tienen las siguientes ventajas sobre otros tipos de gasificadores: tienen mayor rendimiento que los gasificadores de lecho fijo, tienen mejor transferencia de calor y de masa, producen menos char. A pesar de sus ventajas, los gasificadores de lecho fluidizado tienen baja eficiencia de conversión de carbono debido a las temperaturas bajas del lecho (800-1000°C)

2.4 CARBÓN

Es un mineral, una sustancia natural homogénea, de origen inorgánico, con composición química definida y, en general, con estructura cristalina, por lo que se

excluyen de esta definición las sustancias generadas por la transformación de materia orgánica en ambientes reductores como carbón, petróleo y resinas fósiles.

El carbón está compuesto principalmente por carbono, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y azufre, se origina en transformaciones físicas y químicas de grandes acumulaciones vegetales depositadas en ambientes palustres (pantanos), lagunares o deltaicos.

Una de las clasificaciones más aceptadas para el carbón corresponde a la American Society for Testing and Materials (ASTMD-388-777), la cual se presenta en la figura 2, y se divide en cuatro clases según las propiedades referidas a la composición de los vegetales y las condiciones de presión y temperatura (grado de metamorfismo) a que fueron sometidos durante su formación.^{46,47}.

Figura 2. Clasificación y uso de los carbones

Tipo de carbón	Carbón fijado	Materia volátil	Ceniza	Humedad	CJ/ton	Mercados de consumo final
Antracita	85% +	1% - 5%	5% - 10%	3% - 10%	26 - 30	Calefacción doméstica y comercial
Bituminoso	60% - 80%	16% - 37%	5% - 10%	2% - 15%	24 - 35	Usos metalúrgicos e industriales, generación de energía
Sub-bituminoso	35% - 55%	39% - 43%	3% - 14%	10% - 35%	20 - 28	Generación de energía, vapor industrial
Lignita	25% - 35%	40% - 50%	10% - 15%	35% - 60%	44.105	Generación de energía

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME. Carbón térmico. Caracterización y análisis de mercado internacional de minerales en el corto, mediano, y largo plazo con vigencia al año 2035. 4 de diciembre de 2018. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Datos/mercado-inter/Producto2_Carbon_Termico_FINAL_12Dic2018.pdf

⁴⁶ CANDIL, N.A.N.; MORENO, J.R.; CASTAÑEDA, J.F.F.; VILLAZÓN, R.A. and GALVIS, J.J.M. La Cadena del Carbón. 2012.

⁴⁷ UPME, "El Carbón Colombiano. Fuente de Energía para el mundo," Unidad Planeación Min. Energética, p. 26, 53, 2005

La reactividad del carbón decrece con el aumento en su rango, las propiedades físicas del carbón como tamaño de partícula y porosidad también tiene efectos significativos en la cinética de la gasificación del carbón. Para carbones de rango medio la reactividad en la gasificación se incrementa con un incremento en el volumen del poro y área, pero para carbones con rango alto ($C > 85\%$), la reactividad no se afecta por estos cambios en los poros.^{48, 49}

2.4.1 Calidades del Carbón en Boca de Mina. Generalmente se utilizan dos tipos de análisis para el carbón: el análisis próximo y el análisis último. Para el manejo, interpretación y utilización de los carbones es necesario relacionar el análisis de un carbón a un estado o base determinada, libre de sustancias incombustibles. Con estos análisis se evalúan las características físicas y químicas de los carbones.⁵⁰

La calidad de los carbones está referida a las propiedades físicas y químicas, son las que finalmente determinarán el uso final del material y enlistadas a continuación:

- Humedad. El alto contenido de humedad de la alimentación reduce la temperatura dentro del gasificador, ya que la evaporación y la reacción química del vapor con el carbón son endotérmicas⁵¹.
- Cenizas (Cz). residuo no combustible de origen orgánico e inorgánico. el contenido de ceniza en el combustible no tiene tanta influencia directa en la composición del gas obtenido en la gasificación. Para el caso de gasificadores de lecho fluidizado, las cenizas son removidas como un sólido.⁵²

⁴⁸ BASU, Op. cit., p. 74-76

⁴⁹ OZER, Op. cit., p. 257-304

⁵⁰ WANG, F.; ZENG, X.; WANG, Y.; YU, J. and XU, G. "Characterization of coal char gasification with steam in a micro-fluidized bed reaction analyzer," vol. 141, pp. 2–8, 2016

⁵¹ Ibid., p. 74-76

⁵² Ibid., p. 74-76

- Materias volátiles (Mv). La reactividad de un combustible sólido y la conversión en el gasificador dependen del contenido de materia volátil que tenga. Los combustibles con más alto contenido en material volátil son más reactivos por lo tanto pueden ser convertidos más fácilmente en gas produciendo menos char.⁵³
- Carbono fijo (CF). Es una medida de material combustible sólido y permite clasificar los carbones y definir los procesos de combustión y carbonización.
- Azufre total (St). Parámetro en la definición de gases tóxicos de los procesos de gasificación y licuefacción.
- Poder calorífico (PC). Representa la energía de combustión del carbono e hidrógeno y del azufre. Es el parámetro más importante en la definición de los contratos de compraventa de carbones térmicos y en la clasificación de los carbones por rango, se expresa en BTU/lb, Cal/ gr, etc.^{54, 55, 56, 57}

Los carbones de mayor rango o calidad no necesariamente resultan ser los más reactivos para aplicaciones energéticas, ya que a mayor proporción de carbono fijo, la liberación de material volátil tiende a ser más lenta, disminuyendo su capacidad de uso y transformación en procesos termoquímicos, es decir, que los carbones con bajo rango son más reactivos y son los más óptimos para procesos como la gasificación debido a que se liberan los volátiles a menores temperaturas y mayores

⁵³ Ibid., p. 74-76

⁵⁴ UPME, Op. Cit.

⁵⁵ I. CENTRO DE INVESTIGACIÓN INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN EN CARBÓN, "Carbón, Diamante Colombiano," p. 25, 2010

⁵⁶ G.R. Documento and C. No, "TOMO I Elaborado por : Giancarlo Renzoni Elaborado Por : Giancarlo Renzoni," no. 166, 2006

⁵⁷ Ibid.

velocidades de reacción, tal efecto incrementa la capacidad de transformación de los combustibles sólidos en procesos termoquímicos.^{58, 59, 60, 61}

2.4.2 Producción y Reservas Carbón en Colombia. La producción de carbón en los últimos treinta años ha tenido un crecimiento constante, en especial a partir del año 2000, en la figura 3 se muestra el comportamiento de producción de carbón en Colombia desde el año 2011 al primer trimestre de 2019, así como Las reservas de carbón en Colombia, en esta figura se puede observar el porcentaje de reservas por departamento.

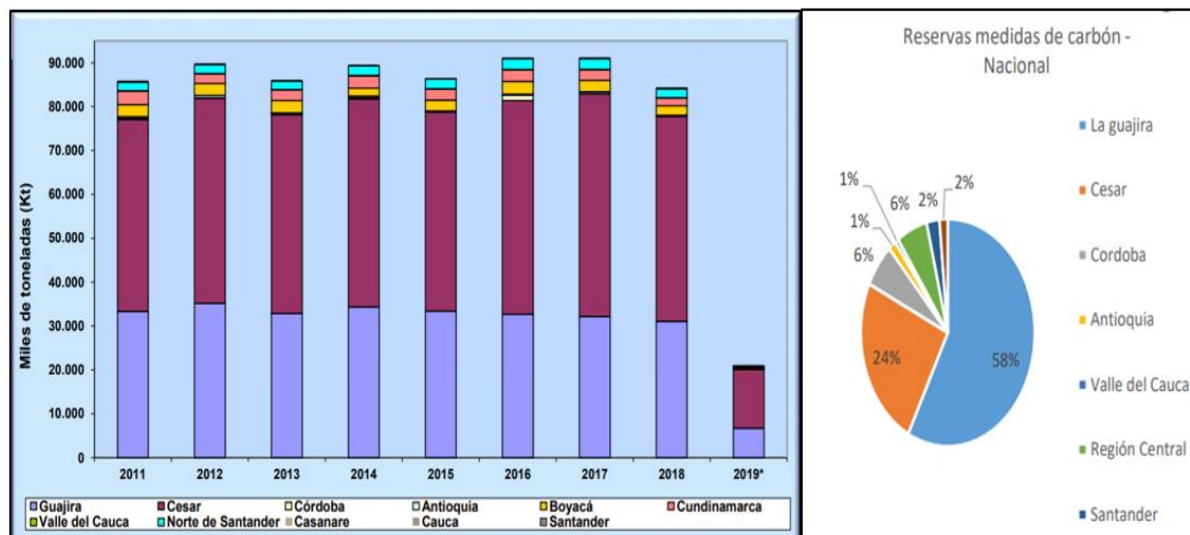
⁵⁸ BARRERA, R.; PÉREZ, J.; SALAZAR, C.; Carbones Colombianos: Clasificación y Caracterización Termoquímica para Aplicaciones Energéticas, Rev Ion, Col 27 N°2, Bucaramanga, diciembre 2014

⁵⁹ SMOLIŃSKI, A.; Coal char reactivity as a fuel selection criterion for coal-based hydrogenrich gas production in the process of steam gasification. Energy Conversion and Management. 2011; 52:37-45

⁶⁰ GRAY, D. and TOMLINSON, G. "Current and Future IGCC Technologies : Bituminous Coal to Power © M," no. 001000045, 2004

⁶¹ LESTER, E.; CLOKE, M. The characterization of coals and their respective chars formed at 1300°C in a drop tube furnace. Fuel. 1999; 78:1645-58

Figura 3. Producción de carbón en Colombia y reservas medias de carbón en Colombia



Fuente: SIMCO. Estadística de producción. Disponible en: <http://www.simco.gov.co/simco/Estadísticas/Producción/tabid/121/Default.aspx>. UPME, "Subsector minería," Boletín estadístico de minas y energía 2016 - 2018, 2018. Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/Boletin-estadistico-de-ME.aspx>

* Primer trimestre. Se realizaron ajustes a la producción año 2012 a 2017 por parte de la ANM.

**El total de las reservas medidas de carbón es 6.071,1 Mt

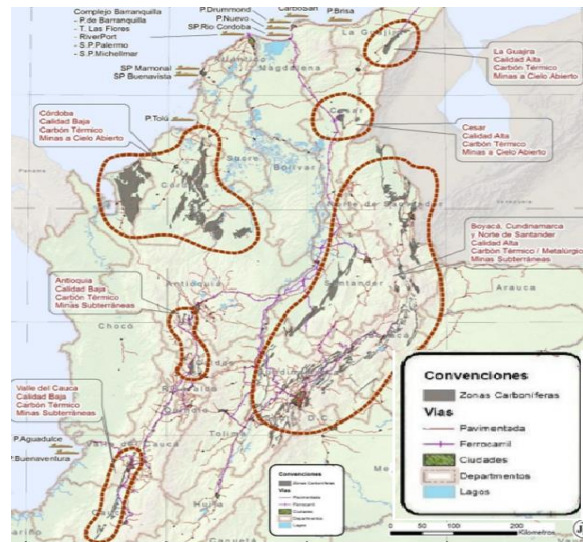
2.4.3 Zonas Carboníferas de Colombia. En Colombia se identifican varias zonas como áreas potenciales de carbón, entre ellas, La Guajira, Cesar, Córdoba-Norte de Antioquia, Antioquia-Antiguo Caldas, Valle del Cauca-Cauca, Cundinamarca, Boyacá, Santander, y Norte de Santander.⁶²

De acuerdo con los estudios de caracterización adelantados en las zonas carboníferas del país (INGEOMINAS, 2004), en la cordillera Oriental se encuentran los mejores carbones bituminosos para uso térmico y metalúrgico, junto con carbones antracíticos, tanto para el consumo interno como de exportación; en la cordillera Occidental, se hallan carbones bituminosos y sub bituminosos en Córdoba, norte de Antioquia, Valle del Cauca y Cauca. En la cordillera Central

⁶² UPME, Op. Cit.

existen carbones bituminosos en las zonas carboníferas de Antioquia y Antigua Caldas y, menos conocidos, en Huila y Tolima. En la figura 4 se presenta la localización de las zonas carboníferas en Colombia.

Figura 4. Zonas Carboníferas en Colombia Infraestructura y Transporte



Fuente: UPME. Carbón Térmico. Balance 2012 – 2016. 2016. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Datos/mercado-nal/MNAL_carbontermico.pdf.

2.5 CAPTURA De CO₂

La captura de CO₂ es uno de los procesos más importantes después de gasificar el carbón, debido que es el paso donde finalmente se separa el CO₂ para transportarlo a los pozos petroleros para efectuar seguidamente el EOR. En una planta de gasificación o de energía con producción de CO₂ para EOR basada en combustibles fósiles, la gestión de CO₂ implica tres pasos: captura, incluyendo separación y compresión, transporte; y secuestro. Entre los tres pasos la captura de CO₂ es la que más energía consume⁶³. El consumo de energía representa entre el 70% y el

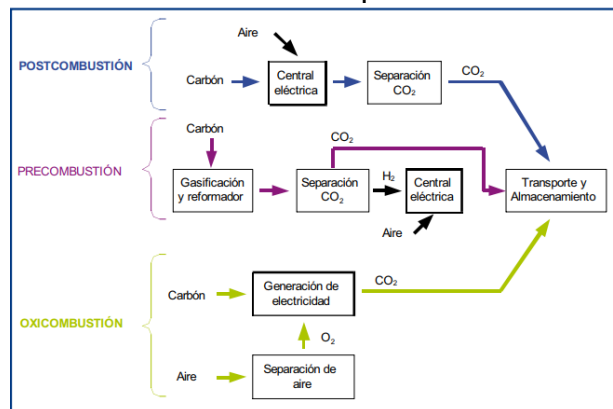
⁶³ FAN, L. "Chemical Looping Systems for Fossil Energy Conversion," 2010.

80% del costo total en los tres pasos generales de la gestión del carbono, es decir, la captura, el transporte y el secuestro de carbono.^{64, 65, 66, 67.}

El proceso de captura de CO₂ puede realizarse mediante separación física o química, usando un líquido absorbente, y luego realizando una regeneración del absorbente para de esta forma liberar el CO₂ absorbido. De acuerdo con el proceso de gasificación se tienen diferentes rutas de captura del CO₂ generado.^{68, 69, 70.}

De forma general los sistemas de captura de CO₂ se pueden clasificar en tres grandes grupos, tal como se muestra en la figura 5 y en el cuadro 3.

Figura 5. Clasificación de los sistemas de captura de CO₂



Fuente: Delf Stolten, Viktor Scherer, Efficient Carbon Capture for Coal Powe Plants, ISBN 978-3-527-33002-7 Tecnologías de captura y almacenamiento.” BALLESTEROS, C.; DOPAZO C, SABUGAL S, GARCÍA F, MARTÍNZ, p 25. M. Ansarizadeh, K. Dodds, L. J. Pekot, and S. Whittaker

⁶⁴ Ibid.

⁶⁵ GRAY, D. and TOMLINSON, G. “Current and Future IGCC Technologies : Bituminous Coal to Power © M,” no. 001000045, 2004

⁶⁶ HENDRIKS, C. Carbon dioxide removal from coal-fired power plants. 1994

⁶⁷ WANG, R.; PENG, F.; SONG, K.; FENG, G. and GUO, Z. “Molecular dynamics study of interfacial properties in CO₂ enhanced oil recovery,” Fluid Phase Equilib., vol. 467, pp. 25–32, 2018

⁶⁸ HENDRIKS, C. Carbon dioxide removal from coal-fired power plants. 1994

⁶⁹ SMOOT, L.D. and SMITH, P.J. Coal combustion and gasification. 1985

⁷⁰ LOA, M.; PROTOCOLO, E.; CAPTURE, C.; INTERGUBERNAMENTAL, E.P. and CLIM, C. “Captura y Secuestro de Carbono (CCS) una inyección arriesgada,” pp. 1–4, 2004

Cuadro 3. Rutas de separación de CO₂ y métodos

Ruta	Gas a separar	Método
Post-combustión	CO ₂ Vs N ₂	Absorción con carbonatos (procesos looping) adsorción con membranas sólidas
Oxicombustión	O ₂ Vs N ₂	Separación criogénica con aire, membranas (chemical looping combustion)
Pre-combustión	CO ₂ Vs H ₂	Absorción con carbonatos, membranas (chemical looping combustion)
	H ₂ Vs CO ₂	Adsorción con membranas sólidas

Fuente: STOLTEN, D. and (VIKTOR) SCHERER, V. *Process engineering for CCS power plants*. Wiley-VCH, 2011.

2.6 COMPRESIÓN Y TRANSPORTE

El CO₂ capturado es comprimido para que de esta forma se transporte a los diferentes pozos donde se inyecta, para lograr esto se deben definir las condiciones de temperatura y presión del CO₂ en la succión y descarga de este. La presión de descarga en la compresión del CO₂ depende de las condiciones requeridas para su transporte.

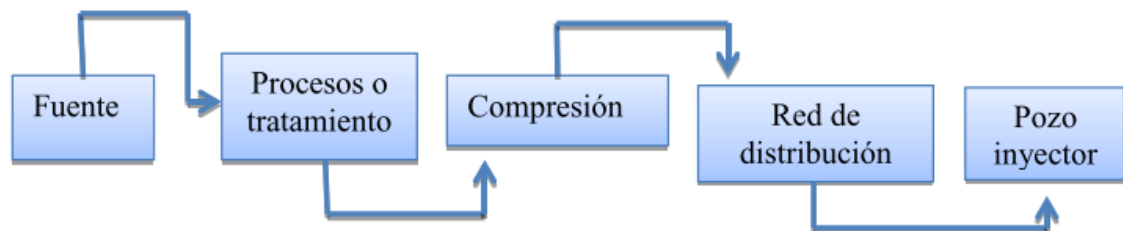
Para el transporte en tubería la presión del CO₂ se debe mantener por encima de la presión crítica de 1.108 psia (75 bar) (74.01 atm) para asegurar que se encuentre en estado líquido. El CO₂ se comprime a condiciones de temperatura y presión que garanticen el estado líquido del mismo, por encima de la presión crítica, donde las condiciones de presión más empleadas hoy en día se encuentran en el rango de 100-170 bar (98.62- 167.78 atm).

Para la compresión de CO₂ también se debe tener en cuenta los requerimientos de pureza de la corriente de CO₂ para su transporte, en el caso de EOR no son tan

estrictos como para el empleo en la industria de alimentos, para EOR se debe asegurar una pureza mínima de 95% en la corriente de CO₂.⁷¹

En la figura 6, se presenta de manera esquemática el proceso a seguir desde la fuente de CO₂, como el tratamiento, la compresión, distribución y finalmente la inyección en pozo.^{72, 73, 74, 75, 76}

Figura 6. Diagrama general para la inyección de CO₂



Fuente: PETROLERO, I. “ Inyección de CO₂ Como Método de Recuperación Mejorada ,” 2013

Disponer del CO₂ en estado supercrítico es la opción más viable, ya demostrada para el transporte del fluido en tuberías. Cuando un compuesto o elemento está en dicho estado, este tiene la densidad de un líquido y la viscosidad de un gas.

En la figura 7 mostrada a continuación se observan los costos de transporte de CO₂

⁷¹ STOLTEN, D. and (VIKTOR) SCHERER, V. Process engineering for CCS power plants. Wiley-VCH, 2011

⁷² PETROLERO, I. “ Inyección De Co 2 Como Método De Recuperación Mejorada ,” 2013

⁷³ LARIBI, S.; DUBOIS, L.; DE WEIRELD, G. and THOMAS, D. “Optimization of the Sour Compression Unit (SCU) process for CO₂Purification Applied to Flue Gases Coming from Oxy-combustion Cement Industries,” Energy Procedia, vol. 114, no. November 2016, pp. 458–470, 2017

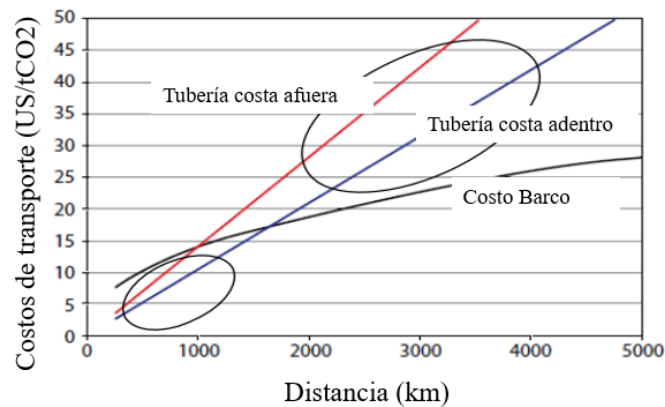
⁷⁴ LASALA, S.; CHIESA, P.; PRIVAT, R. and JAUBERT, J.N. “Sizing and operating units for the purification and compression of CO₂-based streams: The impact of thermodynamic model accuracy,” J. Supercrit. Fluids, vol. 140, no. January, pp. 336–347, 2018

⁷⁵ BENNACEUR, K. et al., “Captación y almacenamiento de CO 2 : Una solución al alcance de la mano,” Oilf. Rev., vol. 16, pp. 48–65, 2004

⁷⁶ DINCA, C.; SLAVU, N.; CORMOȘ, C.C. and BADEA, A. “CO₂capture from syngas generated by a biomass gasification power plant with chemical absorption process,” Energy, vol. 149, pp. 925–936, 2018.

para los gasoductos costa adentro, los oleoductos costa afuera y el transporte marítimo de acuerdo con la longitud de la tubería.

Figura 7. Costos del transporte de CO₂ para los gasoductos costa adentro, los oleoductos costa afuera y el transporte marítimo (IPCC;2005)



Fuente: MARTYNOV, S. and MAHGEREFTEH, H. CO₂ Transportation for CCS [diapositivas]. Slideshare. Reino Unido. enero de 2012, 37 diapositivas [Consultado: 15 de febrero de 2019]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/UKCCSRC/04-martynov-ukccswinterschool2012co2transportation10jan12>.

2.7 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

La recuperación de hidrocarburos que se encuentran almacenados en el yacimiento es de vital importancia para la industria petrolera, por esta razón siempre se han buscado diferentes formas de obtener mayor cantidad de crudo. Para esto se han desarrollado diferentes mecanismos para la recuperación mejorada de crudo.

Los campos petrolíferos pueden desarrollarse en tres fases distintas. La recuperación primaria generalmente utiliza solo la presión del yacimiento para facilitar la producción. Normalmente, solo el 30% del aceite es posible extraerse por los métodos convencionales de extracción de petróleo, es decir recuperación primaria.

Normalmente el EOR surge como una respuesta a la necesidad de aumentar la producción de crudo, la cual ha tenido una declinación en el tiempo y donde el yacimiento ha finalizado las etapas de recobro primario y secundario.^{77,78,79,80} . A continuación, se describen las fases de recuperación de petróleo.

Primaria. Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el yacimiento. En esta etapa se puede considerar extracción de petróleo por presión natural del yacimiento y el uso de tecnologías tales como el uso de sistemas artificiales.

Secundaria. Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea por medio de la inyección de agua o de gas natural, ambos procesos actúan como un mantenimiento de presión y mejoran el factor de recobro.

Mejorada. Es la etapa, en la que para continuar explotando el yacimiento se requiere implantar tecnologías que modificaran las propiedades tanto de la roca como de los fluidos almacenado en el yacimiento.

La vida productiva de un yacimiento puede ser dividida en tres etapas como se muestra en el cuadro 4.

⁷⁷ GODEC, M.L. "Global technology roadmap for ccs in industry - Sectoral Assessment CO₂Enhanced Oil Recovery," p. 47, 2011

⁷⁸ MEYER, P. "Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR)Injection Well Technology Supporting," Am. Pet. Inst., p. 63, 2005

⁷⁹ KUUSKRAA, V.A. and INTERNATIONAL, A.R. "Storing Co 2 With ' Next Generation ,'" Production, pp. 1–29, 2008

⁸⁰ M. I. T. E. Initiative, E. Geology, and T. A. Symposium, "Advanced Resources International, Inc. JAF2010_112.DOC July 14, 2010 1," Processing, no. April, pp. 1–24, 2010

Cuadro 4. Factor de recuperación de petróleo

Esquema de Producción	% Factor de Recuperación
Primaria	25
Secundaria	15
Terciaria	10-15
Volumen remanente	45

Fuente: MEYER, P. "Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO 2 EOR)Injection Well Technology Supporting," *Am. Pet. Inst.*, p. 63, 2005; "Eor 101."; FERGUSON, R.C.; NICHOLS, C.; VAN LEEUWEN, T. and KUUSKRAA, V.A. "Storing CO2 with enhanced oil recovery," *Energy Procedia*, vol. 1, no. 1, pp. 1989–1996, 2009

En términos generales, uno de los grandes retos que tiene la ingeniera petrolera es la de incrementar la vida productiva de un yacimiento y aumentar sus reservas.⁸¹,⁸²,⁸³,⁸⁴ 35% del petróleo original en sitio (OOIP) se produce después de las etapas de producción primaria y secundaria. Esto quiere decir que el 65% del petróleo remanente después de la recuperación producción secundaria se encuentra atrapado dentro de los poros por diferentes fuerzas.

Cabe señalar que en Colombia el uso de tecnologías de recuperación terciaria, específicamente EOR con CO₂ no están muy desarrolladas. Actualmente en Colombia tiene un factor de recobro del 19% y un 1% de EOR. En el mundo actualmente el porcentaje de recuperación mejorada es del 3%.⁸⁵,⁸⁶,⁸⁷.

En la figura 8 se muestra un esquema que resume los tipos de recuperación de petróleo, así como ejemplos de recuperación de petróleo de acuerdo con el tipo de proceso.

⁸¹ GODEC, Op. Cit.

⁸² MEYER, Op. Cit.

⁸³ KUUSKRAA, and INTERNATIONAL, Op. Cit.

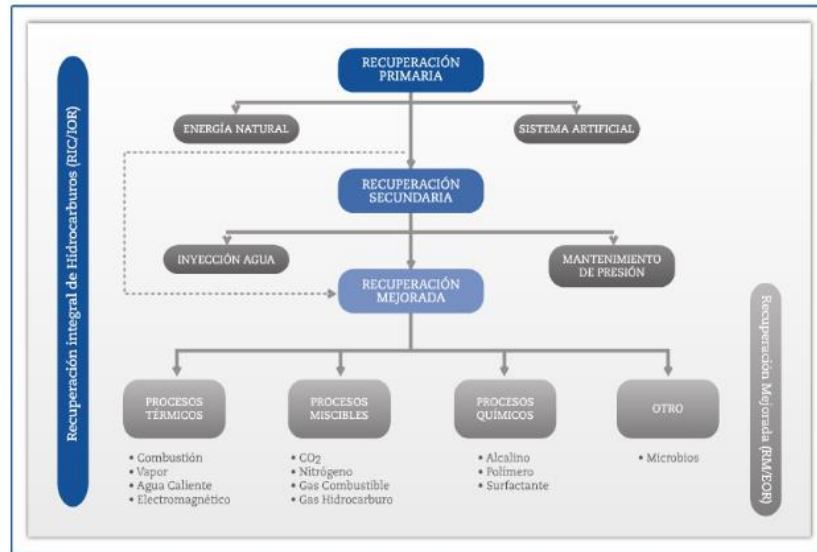
⁸⁴ M. I. T. E. Initiative, E. Geology, and T. A. Op. Cit.

⁸⁵ CASTRO, Rubén, et al. Op. cit.

⁸⁶ Portafolio. Recobro mejorado. Op. Cit.

⁸⁷ Colombia Energía. 2019. Edición 15. Op. Cit.

Figura 8. Clasificación de los procesos de recuperación de hidrocarburos



Fuente: LAKE, L.W.; SCHMIDT, R.L. and VENUTO, P.B. "A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s.," Oilf. Rev., vol. 17, no. January, pp. 62–67, 1992

2.7.1 Demanda de CO₂. A nivel de proyecto individual, un ciclo de vida de proyecto "típico" para un proyecto de CO₂-EOR es difícil de describir porque pocos han recorrido todo el ciclo. Los proyectos CO₂-EOR iniciados en 1983 siguen comprando CO₂. Las proyecciones originales para muchos de los campos más grandes tendrían ahora estos campos en reciclaje total; la mayoría todavía compra CO₂.

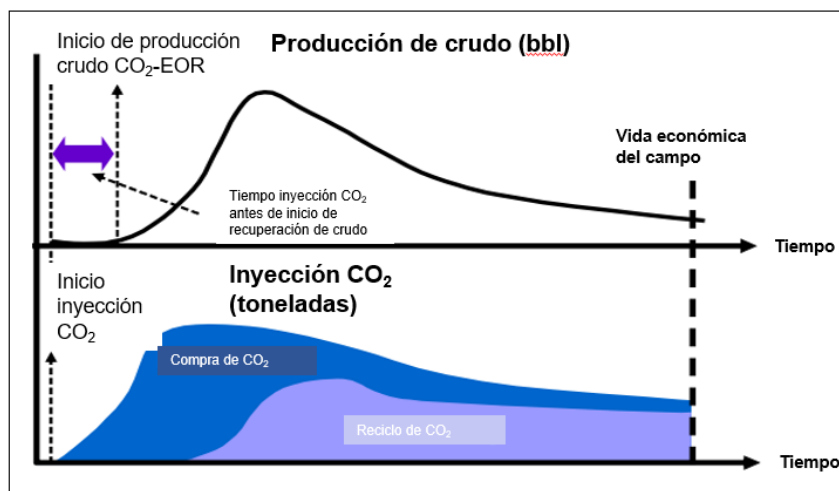
Los precios más altos del petróleo han justificado la expansión de los proyectos en áreas más marginales de los campos actualmente bajo CO₂-EOR; se están desplegando tecnologías mejoradas para "exprimir" más petróleo de estos campos; y los proyectos están siendo iniciados por compañías petroleras independientes de tamaño pequeño e intermedio.

El momento del desarrollo de los proyectos de CO₂-EOR depende en gran medida de la disponibilidad de CO₂. El desarrollo del proyecto también suele depender en gran medida de la disponibilidad de capital de inversión, servicios de campo, como perforadoras y equipos de trabajo, y materiales y trabajadores de la construcción para el desarrollo de instalaciones de procesamiento, reciclaje, compresión y

distribución de CO₂. No obstante, la experiencia indica que el volumen de CO₂ necesario para un proyecto de CO₂-EOR cambia a lo largo de la vida de un campo. Inicialmente, el depósito es inyectado con cantidades significativas de CO₂, aunque puede tomar tiempo antes de que se vea el efecto del CO₂ inyectado en la producción de petróleo. Una regla empírica es que puede llevar entre 18 y 24 meses desde la inyección inicial de CO₂ hasta que comience la producción.

Después de un período de inyección de CO₂, el aceite producido contendrá CO₂. El CO₂ en este aceite se separa y luego se vuelve a inyectar de nuevo en el campo petrolero. El resultado es que la necesidad del campo de comprar CO₂ fresco se reduce gradualmente a medida que más y más CO₂ inyectado se produce realmente con el propio aceite, y luego el CO₂ se recicla y reinyecta. (Ver figura 9)^{88, 89, 90, 91}.

Figura 9. Perfiles para inyección de CO₂ y producción de petróleo para EOR-CO₂



Fuente: GODEC, M.L. "Global technology roadmap for ccs in industry - Sectoral Assessment CO₂ Enhanced Oil Recovery," p. 47, 2011

⁸⁸ MCEWEN, M. and EDITOR, O. "EOR , carbon capture technologies could form excellent partnerships," pp. 11–12, 2006

⁸⁹ GODEC, Op. Cit.

⁹⁰ FERGUSON, R.C.; NICHOLS, C.; VAN LEEUWEN, T. and KUUSKRAA, V.A. "Storing CO₂ with enhanced oil recovery," Energy Procedia, vol. 1, no. 1, pp. 1989–1996, 2009

⁹¹ CARTER, L.D. "Enhanced Oil Recovery & CCS," pp. 1–8, 2011

2.7.2 Presión Mínima de Miscibilidad. Los procesos de inyección de CO₂, se clasifican en miscibles o no miscibles, la forma de alcanzar la miscibilidad está en función de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

La PMM es un parámetro de diseño vital para un proyecto de inundación miscible, es por ello necesario el investigar los efectos de diversos factores en la PMM, y, en consecuencia, su impacto final en el proyecto. La PMM se define como la presión más baja a la cual el 95% del aceite en contacto se recupera a una temperatura dada.

Los principales factores que afectan la PMM son: la temperatura del yacimiento, la composición del yacimiento y la pureza del gas inyectado. La temperatura del yacimiento tiene un gran impacto en la PMM, conforme se incrementa la temperatura la PMM se incrementa y viceversa⁹².

En la figura 10 se presenta una forma simple de poder estimar la PMM con tan solo la densidad y la temperatura del yacimiento, esto es solo una aproximación la cual solo busca darnos la idea de dicha presión.⁹³

⁹² TABER, J.J.; MARTIN, F.D. y SERIGHT, R.S.: "EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects," SPE Res. Eng. (Agosto, 1997) 189-196.

⁹³ HOLM, L.; JOSENDAL, V., "Study Shows Best Use of CO₂ as EOR Agent", Oil and Gas Journal (Oct. 22, 1984) 131 – 34.

Figura 10. Criterio de estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad

Presión de Miscibilidad vs Densidad °API	
Densidad, °API	Presión de Miscibilidad, psi
<27	4,000
27 a 30	3,000
>30	1,200
Corrección por Temperatura del Yacimiento	
Temperatura, °F	Presión adicional requerida, psi
<120	Ninguna
120 a 150	+200
150 a 200	+350
200 a 250	+500

Fuente: HOLM, L., JOSENDAL, V., "Study Shows Best Use of CO₂ as EOR Agent", Oil and Gas Journal Oct. 22, 1984. 131 – 34.

2.7.3 Criterios de un Yacimiento Candidato para Recuperación Mejorada con CO₂. Una regla general es que, si un yacimiento se sometió alguna vez a inyección de agua resultando exitoso, también lo será con inyección de CO₂. Sin embargo, se deben realizar simulaciones para yacimientos, hacer pruebas en laboratorios y pilotos de inyección para poder determinar si un campo es apto para recuperación mejorada con CO₂.

Algunas simulaciones para yacimientos petroleros carbonatados estiman que al realizar un proceso de inyección de agua podría alcanzar una recuperación de entre el 30 y el 45% del volumen original de aceite, con una saturación de aceite residual relativamente alta. Un proyecto exitoso de EOR con CO₂ podría agregar entre un cinco y un 15 % del volumen original de aceite a la recuperación final.

Los criterios de selección utilizados para identificar los yacimientos favorables son: la gravedad del petróleo; la profundidad, presión y temperatura del yacimiento y la viscosidad del aceite. Varios analistas desarrollaron rangos para estos criterios de

selección, que los operadores pueden usar para mejorar la evaluación técnica y económica del yacimiento. En el cuadro 5 se pueden observar estos rangos.

Cuadro 5 Criterio para detectar yacimientos idóneos para EOR-CO₂

Profundidad CO ₂ miscible (ft)	> 2.500
Profundidad CO ₂ no miscible (ft)	<2.500
Temperatura (°C)	< 250 (no crítico)
Presión miscible, (psia)	> 1.200 a 1.500
Gravedad del aceite (CO ₂ miscible)	25-45 °API
Gravedad del aceite (CO ₂ no miscible)	<25°API

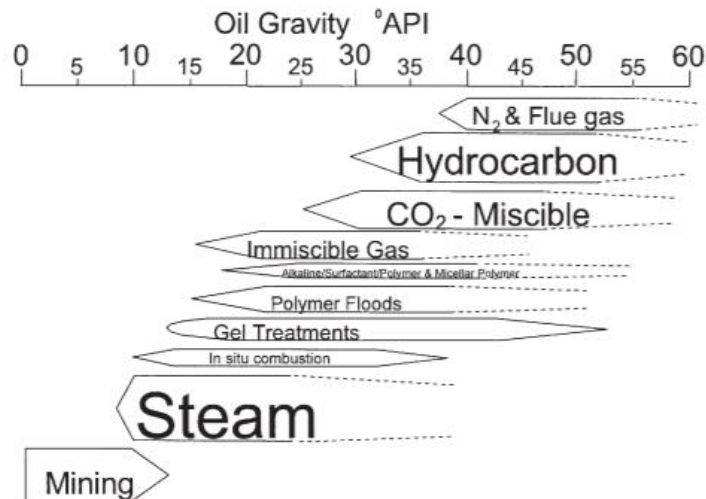
Fuente: SANTAMARÍA GUZMÁN, Christian. Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico. Disponible en: [https://petroquimex.com/PDF/JulAgo18/EOR-Con-CO₂.pdf](https://petroquimex.com/PDF/JulAgo18/EOR-Con-CO2.pdf)

A continuación, en la figura 11, se presentan los métodos EOR actuales, los cuales incluyen: los 3 métodos de inyección de gas (nitrógeno, hidrocarburo, CO₂), los 3 de inyección mejorada de agua (micelar, polímero más alcalino, polímeros surfactantes) y los 3 métodos termal- mecánicos (combustión, vapor y minería superficial). Una manera conveniente de mostrar estos métodos es clasificarlos por gravedad del petróleo.

Para el caso de EOR-CO₂ los campos potenciales para estos proyectos de CO₂ miscible son campos con gravedad API mayor a 27 grados API.⁹⁴

⁹⁴ TABER, MARTIN, SERIGHT, Op. Cit.

Figura 11. Rango de gravedad específica del petróleo en las que son más efectivos los métodos de EOR



Fuente: TABER, J.J. MARTIN, F.D.; SERIGHT, R.S EOR screening criterio revisited part 1: introduction to screening criterio and enhanced recovery field projects, SPE Reservoir Engineering, agosto 1997.

2.7.4 Estructura de la industria CO₂-EOR. El desarrollo de grandes fuentes de CO₂ de alta calidad y bajo costo en la década de los 90 y un cambio en la inversión general de las principales compañías petroleras permitió que se iniciara la masificación del EOR-CO₂, lo cual permitió que en el mundo grandes productores independientes dominen la lista de operadores de CO₂.⁹⁵

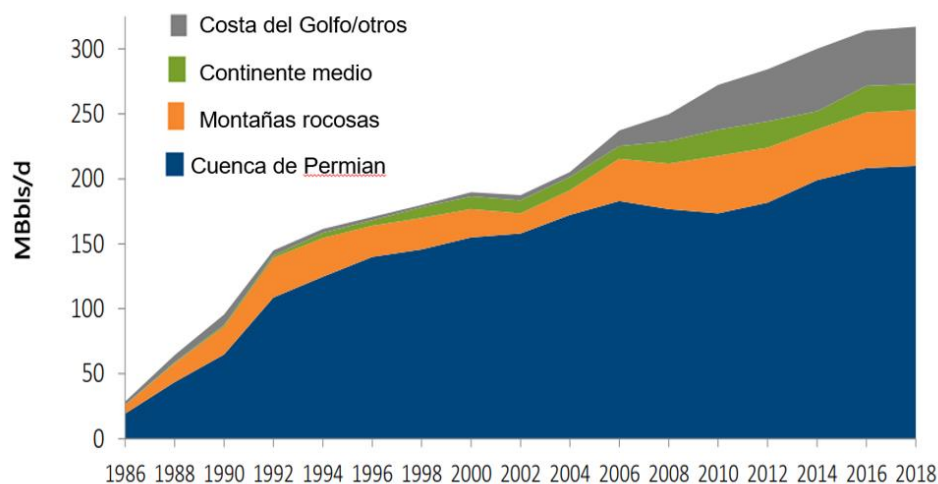
La ventaja de EOR-CO₂ es que generalmente tiene menores riesgos que los proyectos de exploración, grandes reservas asociadas con su aplicación se pueden reservar inicialmente, aumentando el valor de la empresa, y la producción del EOR-

⁹⁵ STOLTEN, D. and VIKTOR SCHERER, V. *Process engineering for CCS power plants*. Wiley-VCH, 2011

CO₂, puede proporcionar un flujo de caja sostenido de la empresa para períodos prolongados de tiempo.^{96, 97, 98, 99, 100}

En la figura 12 se muestra la producción de crudo relacionada con proyectos de EOR-CO₂ en Estados Unidos, donde se puede ver el aumento de los proyectos a lo largo del tiempo. Adicionalmente en la figura 13 se relacionan los operadores de EOR-CO₂ y productores de CO₂ por región más importantes de Norte América.

Figura 12. Producción de crudo por región (EUA) proyectos EOR-CO₂



Fuente: DENBURY. Cumbre anual de energía, 2020. Disponible en: https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc_presentations/2020/03-2020-Credit-Suisse-Presentation-Final.pdf

⁹⁶ GODEC, Op. Cit.

⁹⁷ FERGUSON, NICHOLS, VAN LEEUWEN, and KUUSKRAA, Op. Cit.

⁹⁸ CARTER, L.D. "Enhanced Oil Recovery & CCS," pp. 1–8, 2011

⁹⁹ WEI, N.; LI, X.; DAHOWSKI, R.T.; DAVIDSON, C.L.; LIU, S. and ZHA, Y. "Economic Evaluation on CO₂-EOR of Onshore Oil Fields in China," Int. J. Greenh. Gas Control, vol. 37, pp. 170–181, 2015

¹⁰⁰ JENVEY, N. "Technological challenges for CO₂ - EOR CO₂ EOR:– A Mature Technology (onshore) Forecast of CCS costs & Carbon Price," Group, 2009

Figura 13. Operadores de EOR-CO₂ y productores de CO₂ por región más importantes.

Región	Compañía	Región	Compañía
Costa del Golfo	Denbury Resources	Costa del Golfo	Jackson Dome, MS (Denbury Resources)
	Hilcorp		Air Products (Denbury Resources)
Cuenca Pérmica	Occidental		Nutrien (Denbury Resources)
	Kinder Morgan	Cuenca Pérmica	Petra Nova (Hilcorp)
Montañas Rocosas	Denbury Resources		Bravo Dome, (Kinder Morgan, Occidental)
	Cevon		McElmo Dome, (ExxonMobil, Occidental)
	FDL	Montañas Rocosas	LaBarge, (ExxonMobil; Denbury Resources)
	Chevron		Lost Cabin, (ConocoPhillips)
Canadá	Whitecap	Canadá	Dakota Gasification (Whitecap, Apache)
	Apache		

Fuente: DENBURY. Cumbre anual de energía, 2020. Disponible en: https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc_presentations/2020/03-2020-Credit-Suisse-Presentation-Final.pdf

2.7.5 Estado del Recobro Mejorado con CO₂ en Colombia. Las técnicas EOR se han presentado como una de las opciones reales para obtener la mayor recuperación posible en campos petroleros. En Colombia la ejecución de proyectos EOR no ha seguido la dinámica mundial, es así que cuando los precios del petróleo aumentan, también lo hace la cantidad de proyectos ejecutados en campo. Las aplicaciones de campo se reducen a la inyección de vapor cíclico en algunos campos de petróleo pesado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Otras iniciativas de EOR han llegado a la etapa piloto, como la inyección cíclica de CO₂ en dos pozos del Campo Galán entre 1989 y 1992 y en un pozo del Campo Llanito en 2008; aplicaciones que pueden considerarse técnicamente exitosas pero que no se extendieron debido a la disponibilidad de gas.

La aplicación de polímeros para controlar la canalización del agua y los surfactantes para disminuir la tensión interfacial se llevaron a cabo en el campo Casabe, pero se redujeron a algunos pozos y el monitoreo no fue suficiente para establecer los

resultados. Sin embargo en estudios realizados hacia el año 2013 publicados por ACIPET (asociación colombiana de ingenieros de petróleo) en donde evaluaron los posibles agentes para aplicar EOR en este campo mediante la herramienta EOR (Enhanced Oil Recovery Decision Tool) que desarrolló Schlumberger¹⁰¹ lograron concluir que la inyección de CO₂ no era una alternativa eficiente para desplazamiento de crudo; las opciones más viables encontradas son inyección de polímeros y ASP (Alcali, surfactant, Polymer por sus siglas en inglés).¹⁰² Tanto en diseño como en etapas experimentales ha habido en el I.C.P. (Instituto Colombia del Petróleo), un importante desarrollo desde hace más de veinte años hoy cuenta con laboratorios EOR donde se puede evaluar casi todas las tecnologías, además de realizar modelos numéricos de los procesos.

El factor promedio en Colombia de recuperación de petróleo es de aproximadamente del 19%, de este, alrededor del 99% de los campos petroleros aún están en producción primaria (cerca del 88% proviene de la producción primaria, el 11% proviene de la producción secundaria y menos del 1% proviene de la producción terciaria (conocida como EOR) y muchos de estos tienen una gran caída de la energía del yacimiento¹⁰³.

En Colombia existen algunos campos petroleros que por sus características están o fueron sometidos a inyección de agua, gas o vapor. Si se compara con otros países el uso de métodos de EOR en Colombia no es común, su desarrollo se limita a estudios experimentales y programas piloto.

¹⁰¹ ACOSTA, T. Op. cit

¹⁰² Ibid.

¹⁰³ Portafolio. 4 de octubre de 2018. [Fecha de consulta: 15 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/recobro-mejorado-la-apuesta-para-aumentar-reservas-petroleras-521952>

La inyección de CO₂, es un proceso que en Colombia solo se ha aplicado a escala de laboratorio ^{104,105,106}; por esto, todavía hay algunos ítems que deben desarrollarse más a fondo. Se han realizado muchos estudios experimentales para la inyección de CO₂, en diferentes campos Casabe, Lisama, Yarigui-Cantagallo y Llanito, todos ellos con resultados prometedores excepto Casabe.¹⁰⁷

Además de los resultados de laboratorio se desarrolló un modelo de simulación numérica de la inyección **miscible** de CO₂, para el Campo Nutria con resultados positivos.¹⁰⁸

¹⁰⁴ BOHÓRQUEZ, Kevin. Ecopetrol invierte US\$300 millones para aumentar recobro de petróleo. En: *La República* [en línea]. 17 de septiembre de 2017. [Fecha de consulta 8 de enero de 2020]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/ecopetrol-invierte-us300-millones-en-estudios-para-aumentar-recobro-de-petroleo-2909425>

¹⁰⁵ Portafolio. Recobro mejorado. Op. cit.

¹⁰⁶ Colombia Energía. 2019. Edición 15. Op. cit

¹⁰⁷ ACOSTA, T. Op. cit

¹⁰⁸ CASTRO, Rubén. et al. Op. cit.

3. PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS EXPERIMENTALES.

Para el desarrollo del procedimiento experimental se definieron los factores constantes, los factores perturbadores y el número de réplicas de los experimentos, los cuales se presentan a continuación en el cuadro 6.

Cuadro 6. Factores experimentales

Factores experimentales					
Perturbadores	Diseño	Constantes			
Velocidad de fluidización	Relación AG/carbón (kg vapor/kg carbón)	granulometría del carbón	Tipo de carbón	Temperatura operación (°C)	Presión operación (psi)
Medible	1/1, 2/1, 3/1	Distribución fija	Bituminoso	707,6-806,3	15,34

Se establecieron tres réplicas por experimento, excepto para la relación 3/1 donde solo se efectuaron 2.

Para el desarrollo del experimento se calibró la alimentación de carbón, se fijó el régimen de lecho fluidizado y se caracterizó la muestra de carbón.

La temperatura del gasificador fue monitoreada mediante tres termopares instalados a lo largo del reactor, de esta forma se tomaron las temperaturas a lo largo de gasificador, temperatura superior, media e inferior, las cuales no variaron más de 10°C entre sí.

En el desarrollo del presente capítulo se describe el procedimiento fue realizado al inicio del proceso de gasificación, como la definición de régimen de fluidización, la definición del tamaño de partícula, la calibración de alimentación de carbón y una esquematización del equipo gasificador.

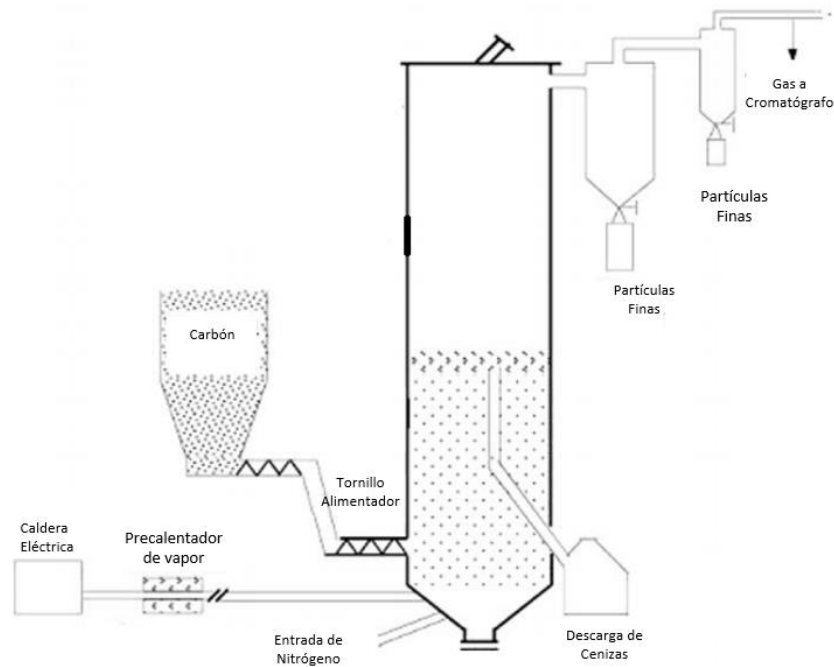
3.1 EQUIPO GASIFICADOR Y DEFINICIÓN DE VARIABLES EXPERIMENTALES

El gasificador tiene un diámetro interno de 10 cm, la altura del lecho h es de 30 cm, y es calentado por medio de resistencias eléctricas hasta obtener un rango de temperatura de 707 a 806°C, la temperatura promedio del lecho se mantuvo entre 710°C y 806°C. En la figura 14, se presenta un diagrama esquemático del gasificador de lecho fluidizado.

La alimentación de carbón se realizó por medio de un tornillo alimentador, el cual fue calibrado en el experimento, el detalle de la calibración se presenta más adelante en el presente capítulo, el agente gasificante que empleado fue vapor de agua.

La composición de los gases producidos fue caracterizada usando un cromatógrafo Micro GC, modelo 3000 (Agilent). Este modelo tiene un TCD (detector de conductividad térmica), un tamiz de columna molecular (5A de 10m x 0,32 mm), con Ar como gas portador y una columna plot U (8 mx 0,32 mm) con He como gas portador, y dos sensores infrarrojos para CO y CO₂ haciendo previamente una limpieza de gases, esto es, retirando material particulado, alquitranes y humedad.

Figura 14. Esquema gasificador de lecho fluidizado



Fuente: VÉLEZ, Jhon. et al. Co-gasification of colombian coal and biomass in fluidized bed: An experimental study. *Electronic Journal of Fuel*, 2009, vol 88. [consultado 5 de enero 2019]. Disponible en www.elsevier.com/locate/fuel. Autor

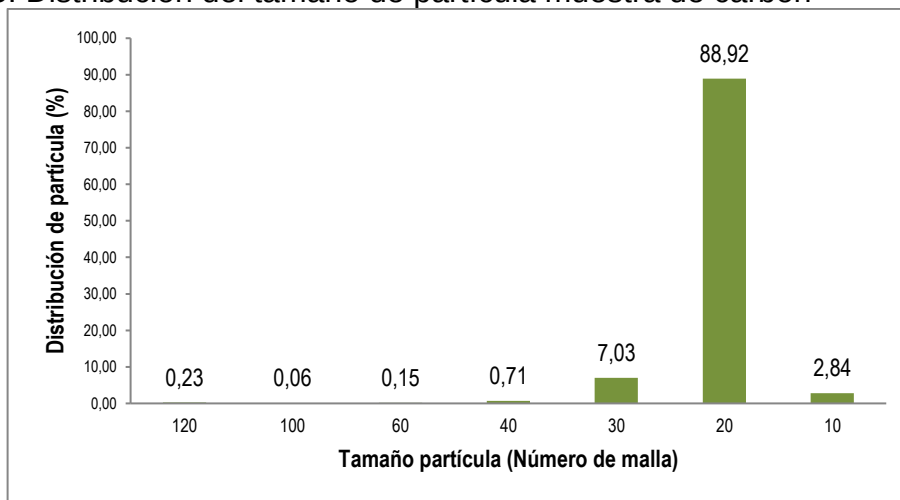
3.1.1 Granulometría del Carbón y Análisis de Carbón. En este experimento se caracterizó la distribución del tamaño de partículas de la muestra de carbón, donde el carbón fue pesado utilizando una balanza analítica (Mettler Toledo, XP205, modelo con precisión $\pm 0,01$ mg) a continuación en la tabla 1 y figura 15 se presenta la distribución de la muestra, obtenida en el laboratorio de carbones de la Universidad Nacional, sede Medellín al pasar la muestra de carbón por diferentes números de malla los cuales corresponden a un tamaño específico. Las muestras

pasadas por cada malla fueron pesadas para determinar la distribución de tamaño partículas de la muestra.¹⁰⁹

Tabla 1. Distribución de partículas muestra de carbón en peso y porcentaje.

Número de malla	Peso mallas+muestra (g)	Peso muestra (g)	Tamaño (µm)
Colector	270,3	2,2	-
100	323,9	0,6	149
60	347,5	1,5	250
40	354,2	6,9	420
30	450,1	68,7	595
20	1.230,9	868,7	841
10	438,6	27,7	2.000
Total	3.415,5	976,3	-

Figura 15. Distribución del tamaño de partícula muestra de carbón



En la tabla 2 se presenta el análisis último y próximo de la muestra de carbón seleccionada, proveniente de Amagá Antioquia.

¹⁰⁹ CARBOTECNIA. Granulometría. 13 agosto, 2020. Disponible en: <https://www.carbotecnica.info/aprendizaje/filtracion-de-agua-liquidos/granulometria-o-numero-de-malla/>

Tabla 2. Análisis próximo y último muestra de carbón (%peso).

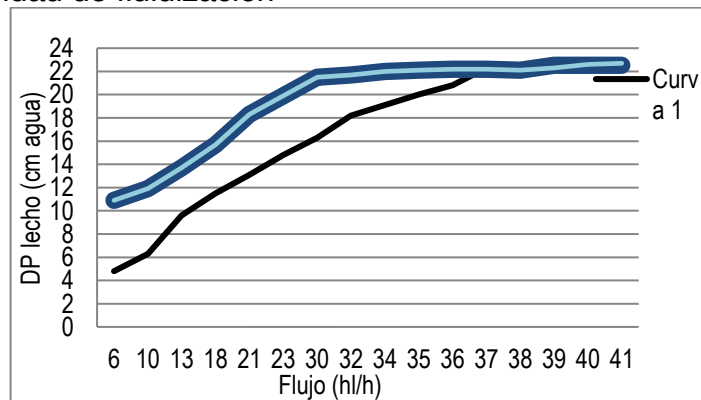
Análisis último muestra de carbón %peso					
C	H	N	O	S	Cz
58,9	4,69	1,21	20,45	0,46	14,31

Análisis próximo muestra de carbón %peso					
Humedad	Cz	Mv	CF	S total	PC (BTU/Lb)
13,16	11,96	36,69	38,18	0,55	9.682

3.1.2 Velocidad de Fluidización. Se realizaron diferentes corridas en el gasificador para ponerlo a punto y encontrar la velocidad que garantizara régimen de flujo fluidizado a las condiciones de operación del experimento.

En la figura 16, se muestran los resultados obtenidos en el gasificador al realizar las corridas para encontrar el régimen fluidizado.

Figura 16. Velocidad de fluidización



Fuente: "elaboración propia"

Se alcanzó régimen de fluidización para las curvas 2 y 3 desde los 20 hl/h hasta 43 hl/h de nitrógeno, para la curva 1 a los 3 hl/h a 43 hl/h.

La figura 16 funciona como herramienta para obtener un indicio sobre la calidad de la fluidización, para caídas de presión fluctuantes se sugiere que el lecho está operando en flujo tapón y para caídas pronunciadas de presión indican un lecho parcialmente fluidizado.

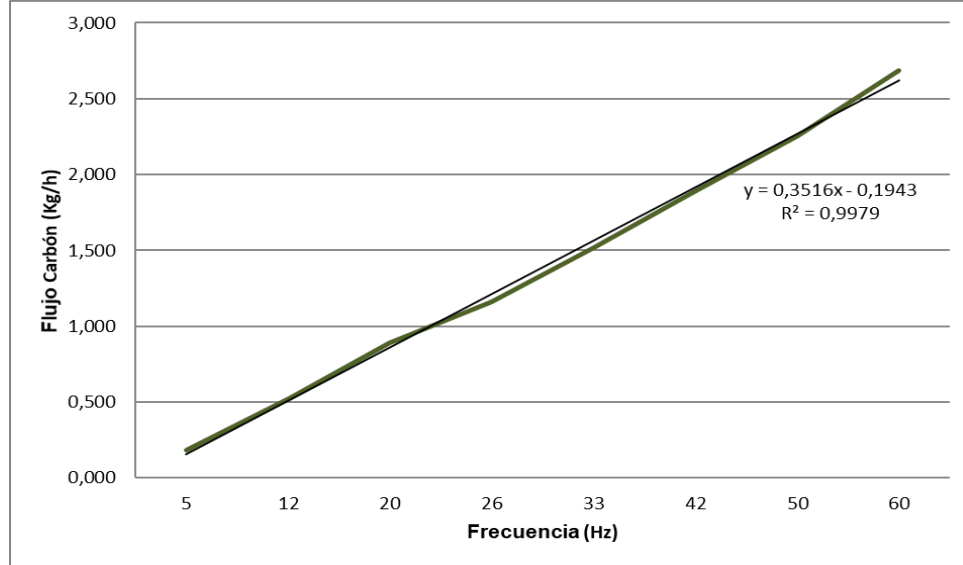
La caída de presión del lecho es un indicativo de la calidad de la fluidización del lecho.

3.1.3 Calibración Alimentación Carbón. Se realizó la calibración del tornillo alimentador de carbón al gasificador, antes de cada medición el carbón fue pesado utilizando la balanza analítica mencionada anteriormente. En el cuadro 7 y figura 17 se presenta la calibración del tornillo alimentador.

Cuadro 7. Calibración tornillo alimentador de carbón.

Frecuencia (Hz)	Tiempo (min)	Masa (g)	Flujo Carbón (Kg/h)	Flujo Carbón (promedio) (Kg/h)
5	119	270,9	0,137	0,18
	58	216,7	0,224	
12	59	513,8	0,523	0,523
	59	514,5	0,523	
20	59	869,9	0,885	0,891
	59	882,5	0,897	
26	30	570,8	1,142	1,163
	46	907,5	1,184	
33	29	733,1	1,517	1,517
	29	733,7	1,518	
42	29	912,3	1,888	1,89
	29	914,3	1,892	
50	19	713,2	2,252	2,256
	19	715,6	2,26	
60	21	922,8	2,637	2,683
	20	909,5	2,729	

Figura 17. Calibración tornillo alimentador de carbón.



Por medio de la calibración del tornillo alimentador realizada se ajustó la alimentación que requerida en cada experiencia.

3.2 RESULTADOS EXPERIMENTALES

Se desarrollaron tres experimentos con tres réplicas cada uno, excepto el correspondiente a la relación vapor/carbón 3:1 el cual contó con dos réplicas. la temperatura promedio en el gasificador se mantuvo dentro del rango establecido 710 y 806°C, intentando alcanzar la condición más elevada, sin embargo, no fue posible mantener la temperatura promedio en el valor superior del rango durante toda la experimentación. El gasificador tuvo un tiempo inicial de calentamiento de 4 horas, se mantuvo en lecho fluidizado.

En las tablas 3 a la 10 se muestran los resultados obtenidos en cada experiencia.

Tabla 3. Composición del gas relación vapor/carbón 1:1 réplica 1

Relación Vapor/Carbón 1:1 réplica 1										
Tiempo (min)	0	5	10	20	25	30	35	40	45	50
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9
X _{CH4}	-	0,0016	0,0014	0,0015	0,0015	0,0015	0,0013	0,0011	0,001	0,0011
X _{CO2}	-	0,0025	0,0049	0,0061	0,0061	0,0061	0,0085	0,0055	0,0053	0,0058
X _{O2}	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
X _{N2}	-	0,7714	0,7861	0,7575	0,7538	0,7495	0,7182	0,7674	0,7749	0,7564
X _{CO}	-	0,0198	0,0152	0,0206	0,0223	0,0244	0,0211	0,0175	0,0176	0,0199
X _{H2}	-	0,2047	0,1924	0,2143	0,2163	0,2184	0,251	0,2085	0,2012	0,2167
T prom lecho (°C)	800,3	708,7	700	703,3	706,3	708	710,3	712,7	714	705
DP lecho (cmH ₂ O)	31,3	24	25	26	25	19	24	22	21,5	20

Tabla 4. Composición del gas relación vapor/carbón 1:1 réplica 2

Relación Vapor/Carbón 1:1 réplica 2											
Tiempo (min)	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9	Muestra 10
X _{CH4}	-	0,0139	0,0112	0,0131	0,0132	0,0139	0,0091	0,0117	0,0133	0,0139	0,0118
X _{CO2}	-	0,0183	0,0178	0,0206	0,0227	0,0217	0,0178	0,0293	0,0223	0,0209	0,0211
X _{O2}	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
X _{N2}	-	0,5472	0,5793	0,5593	0,5444	0,5582	0,5643	0,5583	0,5603	0,5605	0,5749
X _{CO}	-	0,123	0,0962	0,106	0,115	0,1049	0,1093	0,1009	0,0987	0,1041	0,1
X _{H2}	-	0,2976	0,2955	0,301	0,3047	0,3013	0,2994	0,2997	0,3055	0,3006	0,2923
T prom lecho (°C)	806,7	801,3	805	809	812,3	849	805,3	806,7	804,3	805,7	807
DP lecho (cmH ₂ O)	18	20	22	22,5	19	19	19	22,5	22	21	20

Tabla 5. Composición del gas relación vapor/carbón 1:1 réplica 3

Relación Vapor/Carbón 1:1 réplica 3					
Tiempo (min)	0	5	20	30	45
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4
X _{CH4}	-	0,0128	0,0131	0,0125	0,0063
X _{CO2}	-	0,021	0,0191	0,018	0,0114
X _{O2}	-	0	0	0	0

Relación Vapor/Carbón 1:1 réplica 3					
Tiempo (min)	0	5	20	30	45
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4
X _{N2}	-	0,5677	0,5527	0,5633	0,6827
X _{CO}	-	0,102	0,115	0,1096	0,0557
X _{H2}	-	0,2964	0,3001	0,2965	0,2439
T prom lecho (°C)	799	800	801,2	800,7	800
DP lecho (cmH ₂ O)	19	20,1	22,5	22	21

Tabla 6. Composición del gas relación vapor/carbón 2:1 réplica 1

Relación Vapor/Carbón 2:1 réplica 1											
Tiempo (min)	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9	Muestra 10
X _{CH4}	-	0,0009	0,0007	0,0008	0,0009	0,0008	0,0007	0,0008	0,0008	0,0007	0,0007
X _{CO2}	-	0,0057	0,0053	0,0053	0,0058	0,003	0,0049	0,0052	0,0055	0,0051	0,005
X _{O2}	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
X _{N2}	-	0,7855	0,8128	0,8068	0,785	0,7933	0,8017	0,7914	0,7953	0,8034	0,7943
X _{CO}	-	0,0183	0,0108	0,0133	0,016	0,0164	0,0138	0,0147	0,0146	0,0131	0,0146
X _{H2}	-	0,1896	0,1704	0,1737	0,1923	0,1865	0,1788	0,1879	0,1838	0,1777	0,1854
T prom lecho (°C)	708	714,3	696,3	703	711,3	710,7	711	709,3	710,3	709	710,3
DP lecho (cmH ₂ O)	19	21	20	22	22,5	17,5	23,5	22,5	22	21,5	19,5

Tabla 7. Composición del gas relación vapor/carbón 2:1 réplica 2

Relación Vapor/Carbón 2:1 réplica 2						
Tiempo (min)	0	5	10	15	20	30
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
X _{CH4}	-	0,0105	0,0095	0,0088	0,0000	0,0000
X _{CO2}	-	0,0486	0,0492	0,0508	0,0534	0,0296
X _{O2}	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
X _{N2}	-	0,7701	0,7839	0,7907	0,8697	0,9391
X _{CO}	-	0,1383	0,1263	0,1193	0,0487	0,0099

Relación Vapor/Carbón 2:1 réplica 2						
Tiempo (min)	0	5	10	15	20	30
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
X _{H2}	-	0,0325	0,0310	0,0303	0,0282	0,0213
T prom lecho (°C)	721,3	722,0	724,0	723,7	717,3	725,0
DP lecho (cmH ₂ O)	23	23,5	22,8	22,5	26	23

Tabla 8. Composición del gas relación vapor/carbón 2:1 réplica 3

Relación Vapor/Carbón 2:1 réplica 3							
Tiempo (min)	0	5	10	15	20	30	45
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6
X _{CH4}	-	0,002	0,001	0,0039	0,0005	0,0011	0,002
X _{CO2}	-	0,023	0,0196	0,016	0,0175	0,015	0,02
X _{O2}	-	0	0	0	0	0	0
X _{N2}	-	0,7599	0,7625	0,7801	0,7761	0,7799	0,77
X _{CO}	-	0,0159	0,017	0,0158	0,0152	0,015	0,016
X _{H2}	-	0,1992	0,1999	0,1843	0,1907	0,189	0,192
T prom lecho (°C)	700	716	718	702	700	707	707
DP lecho (cmH ₂ O)	19	21	20	22	22,5	17,5	23,5

Tabla 9. Composición del gas relación vapor/carbón 3:1 réplica 1

Relación Vapor/Carbón 3:1 réplica 1								
Tiempo (min)	0	5	10	15	20	35	40	45
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7
X _{CH4}	-	0,0004	0,0003	0,0007	0,0005	0,0003	0,0002	0,0002
X _{CO2}	-	0,0001	0,0016	0,0042	0,0101	0,0081	0,0065	0,0061
X _{O2}	-	0	0	0	0	0	0	0
X _{N2}	-	0,978	0,976	0,9736	0,9696	0,9723	0,9831	0,9812
X _{CO}	-	0,0089	0,0092	0,0097	0,009	0,0084	0,0044	0,0051
X _{H2}	-	0,0126	0,0129	0,0118	0,0108	0,011	0,0057	0,0073
T prom lecho (°C)	695,7	705	708,7	710,7	715,3	717	714,3	703,7

Relación Vapor/Carbón 3:1 réplica 1								
Tiempo (min)	0	5	10	15	20	35	40	45
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7
DP lecho(cmH ₂ O)	18	18	19	16	13	13	22	25,5

Tabla 10. Composición gas relación vapor/carbón 3:1 réplica 2

Relación Vapor/Carbón 3:1 réplica 2						
Tiempo (min)	0	5	10	15	25	45
Fracción vol	-	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
X _{CH4}	-	0,0178	0,0008	0,001	0,0149	0,0006
X _{CO2}	-	0,011	0,0016	0,0111	0,0097	0,0043
X _{O2}	-	0	0	0	0	0
X _{N2}	-	0,7499	0,8395	0,7822	0,7775	0,8645
X _{CO}	-	0,0228	0,0077	0,0076	0,0209	0,0066
X _{H2}	-	0,1986	0,1505	0,1981	0,177	0,124
T prom lecho (°C)	710	708	708,4	712	712	715
DP lecho (cmH ₂ O)	18	22	21	23	22	22

A continuación, en la tabla 11, se muestra la composición del gas promedio obtenido en cada experiencia; la cual es el resumen de los resultados mostrados en las tablas 3 a la 10 que.

Tabla 11. Composición del gas promedio (fracción volumétrica)

Parámetros	Relación Vapor/Carbón 1:1			Relación Vapor/Carbón 2:1			Relación Vapor/Carbón 3:1	
	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2
Carbón (kg)	2	2	2	1	1	1	1	1
Vapor (hl/h)	15	15	15	15	15	15	15	15
N2 (hl/h)	43	31	31	43	31	31	43	31
*T prom lecho (°C)	716	806,3	798	708,48	722,4	735,7	707,69	717,4
T vapor (°C)	351	351	349	351	351	349	351	351
X _{CH4} *	0,0013	0,0125	0,011	0,0008	0,0073	0,0017	0,0006	0,007

Parámetros	Relación Vapor/Carbón 1:1			Relación Vapor/Carbón 2:1			Relación Vapor/Carbón 3:1	
	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2
X _{CO2} *	0,0056	0,0212	0,017	0,0051	0,0217	0,0185	0,003	0,0075
X _{O2} *	0	0	0	0	0	0	0	0

Parámetros	Relación Vapor/Carbón 1:1			Relación Vapor/Carbón 2:1			Relación Vapor/Carbón 3:1	
	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2
X _{N2} *	0,7595	0,5607	0,592	0,797	0,6158	0,7714	0,8599	0,8027
X _{CO} *	0,0198	0,1058	0,096	0,0146	0,0599	0,0158	0,0066	0,0131
X _{H2} *	0,2137	0,2998	0,284	0,1826	0,2954	0,1925	0,1299	0,1696
X _{TOTAL}	1	1	1	1	1	1	1	1
H ₂ /CO	10,77	2,83	2,97	12,54	4,94	12,17	19,56	12,94

Fuente: "elaboración propia"

*fracción volumétrica promedio por cada réplica

3.2.1 Balance de Materia por Componente. Se desarrolló el balance de materia a partir del volumen de nitrógeno y las fracciones volumétricas conocidas para cada muestra de cada experimento, a continuación, se explica el procedimiento efectuado para el experimento relación vapor/carbón 1:1 réplica 2, el cual fue el mismo para todas las experiencias de la gasificación. El balance de materia completo para todos los experimentos se encuentra en el anexo A.

- Cálculo de la masa del Nitrógeno. la ecuación 1¹¹⁰ para calcular la masa del Nitrógeno.

$PV = mRT$ Ecuación 1

- m: masa (kg)
- R: constante del gas (kPa.m³/kg.K)
- T: temperatura (K)

¹¹⁰ WYLEN, Van. Fundamentos de Termodinámica. Limusa,1999. p.68

- P: presión (kPa)

En la tabla 12 se presenta el flujo y cantidad de Nitrógeno que utilizado en el experimento vapor/carbón 1/1, réplica 2.

Tabla 12. Cantidad de N₂, experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.

Muestra	Tiempo (min)	Flujo volumétrico N ₂ (hl/h)	Flujo volumétrico N ₂ (m ³ /h)	Volumen N ₂ (m ³ /muestra)	Masa N ₂ (kg)
1	5	31	3,1	0,26	1,82
2	10	31	3,1	0,26	1,82
3	20	31	3,1	0,52	3,65
4	25	31	3,1	0,26	1,82
5	30	31	3,1	0,26	1,82
6	35	31	3,1	0,26	1,82
7	40	31	3,1	0,26	1,82
8	45	31	3,1	0,26	1,82
9	50	31	3,1	0,26	1,82
Total					18,23

- Fracción molar. Se midió la fracción volumétrica para cada experimento mediante cromatografía, la cual fue igualada a la fracción molar, considerando que para el caso de los gases estas dos fracciones son iguales. En la siguiente tabla (tabla 13) se presenta las fracciones molares para cada componente, para cada una de las muestras evaluadas en el experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.

Tabla 13. Composición del gas, experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.

Muestra	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tiempo (min)	5	10	20	25	30	35	40	45	50
Componente	Fracción molar	Fracción molar	Fracción molar	Fracción molar	Fracción molar	Fracción molar	Fracción molar	Fracción molar	Fracción molar
CH ₄	0,0139	0,0112	0,0132	0,0139	0,0091	0,0117	0,0133	0,0139	0,0118
CO ₂	0,0183	0,0178	0,0227	0,0217	0,0178	0,0293	0,0223	0,0209	0,0211
O ₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
N ₂	0,5472	0,5793	0,5444	0,5582	0,5643	0,5583	0,5603	0,5605	0,5749
CO	0,1230	0,0962	0,1150	0,1049	0,1093	0,1009	0,0987	0,1041	0,1000
H ₂	0,2976	0,2955	0,3047	0,3013	0,2994	0,2997	0,3055	0,3006	0,2923

- Fracción másica. Para encontrar la fracción másica de cada muestra se determinó la masa en un mol de gas de cada componente, la cual es igual al producto entre el peso molecular y la fracción molar, la tabla 14 muestra la masa en un mol de gas para cada componente.

Tabla 14. Masa por componentes en un mol de gas experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.

Muestra	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tiempo (min)	5	10	20	25	30	35	40	45	50
Componente	Masa 1 mol de gas (kg/mol)	Masa 1 mol de gas (kg/mol)	Masa 1 mol de gas (kg/mol)	Masa 1 mol de gas (kg/mol)	Masa 1 mol de gas (kg/mol)	Masa 1 mol de gas (kg/mol)	Masa 1 mol de gas (kg/mol)	Masa 1 mol de gas (kg/mol)	Masa 1 mol de gas (kg/mol)
CH ₄	0,2226	0,1788	0,2091	0,2114	0,2223	0,1455	0,1870	0,2126	0,2220
CO ₂	0,8041	0,7827	0,9046	0,9984	0,9558	0,7837	1,2913	0,9790	0,9210
O ₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
N ₂	15,3214	16,2211	15,6616	15,2419	15,6294	15,8016	15,6338	15,6871	15,6946
CO	3,6913	2,8858	3,1794	3,4505	3,1466	3,2798	3,0261	2,9598	3,1231
H ₂	0,5951	0,5910	0,6021	0,6095	0,6026	0,5988	0,5995	0,6111	0,6011
Total	20,6347	20,6595	20,5569	20,5116	20,5567	20,6095	20,7376	20,4497	20,5619

Con la masa en un mol de gas se calculó la fracción másica, de acuerdo con la ecuación 2.¹¹¹ Los resultados se presentan a continuación en la tabla 15.

$$m_a = Y_a m_t \quad \text{Ecuación 2}$$

Tabla 15. Fracción másica experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.

Muestra	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tiempo (min)	5	10	20	25	30	35	40	45	50
Componente	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica
CH ₄	0,0108	0,0087	0,0102	0,0103	0,0108	0,0071	0,009	0,0104	0,0108
CO ₂	0,039	0,0379	0,044	0,0487	0,0465	0,038	0,0623	0,0479	0,0448
O ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N ₂	0,7425	0,7852	0,7619	0,7431	0,7603	0,7667	0,7539	0,7671	0,7633

¹¹¹ HIMMELBLAU, David. Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química. Prentice Hall, 1997.p.26,

Muestra	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tiempo (min)	5	10	20	25	30	35	40	45	50
Componente	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica	Fracción másica
CO	0,1789	0,1397	0,1547	0,1682	0,1531	0,1591	0,1459	0,1447	0,1519
H ₂	0,0288	0,0286	0,0293	0,0297	0,0293	0,0291	0,0289	0,0299	0,0292

- Masa total del gas. En la tabla 16 se presenta la masa total del gas para cada muestra, la cual se determinó por medio de la ecuación 2 y de la masa de Nitrógeno calculada.

Tabla 16. Masa total del gas experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.

Muestra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
Tiempo (min)	5	10	20	25	30	35	40	45	50	
Masa N ₂ (kg)	1,82	1,82	3,65	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	18,23
Masa total gas (kg)	2,46	2,32	4,79	2,45	2,40	2,38	2,42	2,38	2,39	23,98

- Balance de masa por componente. La masa por componente del gas para cada muestra se calculó utilizando la ecuación 2 y la masa total del gas presentadas en la tabla anterior (tabla 16). A continuación, en la tabla 17 se pueden observar los resultados obtenidos para cada componente.

Tabla 17. Masa por componentes experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.

Muestra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
Tiempo (min)	5	10	20	25	30	35	40	45	50	
Componente	Masa (kg)	Masa (kg)	Masa (kg)	Masa (kg)	Masa (kg)	Masa (kg)	Masa (kg)	Masa (kg)	Masa (kg)	Masa (kg)
CH ₄	0,0265	0,0201	0,0487	0,0253	0,0259	0,0168	0,0218	0,0247	0,0258	0,2356
CO ₂	0,0957	0,0880	0,2106	0,1194	0,1115	0,0904	0,1506	0,1138	0,1070	1,0870
O ₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
N ₂	1,8232	1,8232	3,6465	1,8232	1,8232	1,8232	1,8232	1,8232	1,8232	18,2324
CO	0,4393	0,3244	0,7403	0,4127	0,3671	0,3784	0,3529	0,3440	0,3628	3,7219
H ₂	0,0708	0,0664	0,1402	0,0729	0,0703	0,0691	0,0699	0,0710	0,0698	0,7005
Total	2,4555	2,3221	4,7862	2,4536	2,3980	2,3780	2,4185	2,3768	2,3887	23,9774

En la tabla 18 se presentan los resultados del balance de materia para todas las réplicas de los experimentos (el detalle del balance se encuentra en el anexo A y se desarrolló como se muestra en este numeral 3.2.1).

Tabla 18. Cantidad de gas obtenido por componente en peso.

Parámetros	Relación Vapor/Carbón 1:1			Relación Vapor/Carbón 2:1			Relación Vapor/Carbón 3:1	
	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2
Carbón (kg)	2	2	2	1	1	1	1	1
Vapor (hl/h)	15	15	15	15	15	15	15	15
N ₂ (hl/h)	43	31	31	43	31	31	43	31
*T prom lecho (°C)	716	806,3	798	708,5	722,4	735,7	707,7	717,4
T vapor (°C)	351	351	349	351	351	349	351	351
CH ₄ (kg)	0,03	0,24	0,17	0,01	0,13	0,05	0,01	0,13
CO ₂ (kg)	0,3	1,09	0,73	0,25	1,03	0,5	0,13	0,14
O ₂ (kg)	0	0	0	0	0	0	0	0
N ₂ (kg)	25,29	18,23	16,41	25,47	18,23	21,11	22,33	16,94
CO (kg)	0,71	3,72	2,81	0,5	2	0,43	0,18	0,25
H ₂ (kg)	0,51	0,7	0,56	0,42	0,63	5,25	0,24	3,25

3.2.2 Relación CO₂ obtenido en la gasificación y carbón gasificado. La relación entre la masa del carbón gasificado y la masa del CO₂ obtenidas durante la gasificación fue la premisa inicial de entrada para desarrollar el modelo económico. La relación seleccionada fue la que representó mayor cantidad de CO₂ obtenido a partir de un kilogramo de carbón, es decir relación mayor obtenida en los experimentos.

El cálculo de la relación carbón gasificado y la masa de CO₂ obtenido, se realizó mediante la ecuación 3.

$$\text{Relación CO}_2/\text{Carbón} = \frac{\text{Carbón gasificado (kg)}}{\text{CO}_2 \text{ obtenido en la gasificación (kg)}} \quad \text{Ecuación 3}$$

En la tabla 19 se presenta la relación carbón gasificado y CO₂ para todos los experimentos. La mejor relación fue la del experimento relación vapor/carbón 1:1, réplica 2.

Tabla 19 Relación carbón gasificado/CO₂

Parámetros	Relación Vapor/Carbón 1:1			Relación Vapor/Carbón 2:1			Relación Vapor/Carbón 3:1	
	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2
Carbón (kg)	2	2	2	1	1	1	1	1
T prom lecho (°C)	716,0	806,3	798,0	708,5	722,4	735,7	707,7	717,4
CO ₂ (kg)	0,30	1,09	0,73	0,25	1,03	0,50	0,13	0,14
CO ₂ (kg)/Carbón (kg)	0,15	0,54	0,36	0,25	0,52	0,25	0,13	0,14

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.3.1 Composición del gas en función de la temperatura. En las figuras 18 y 19 se muestra la variación de la composición del gas en función del cambio en la temperatura en los experimentos, donde se puede observar que para los grupos de experimentos donde se mantuvo una misma relación de agente gasificante, el aumento de temperatura se relaciona con aumento en la composición de los productos obtenidos.

Figura 18. Composición del gas en función de la temperatura AG/carbón 1/1, 2/1

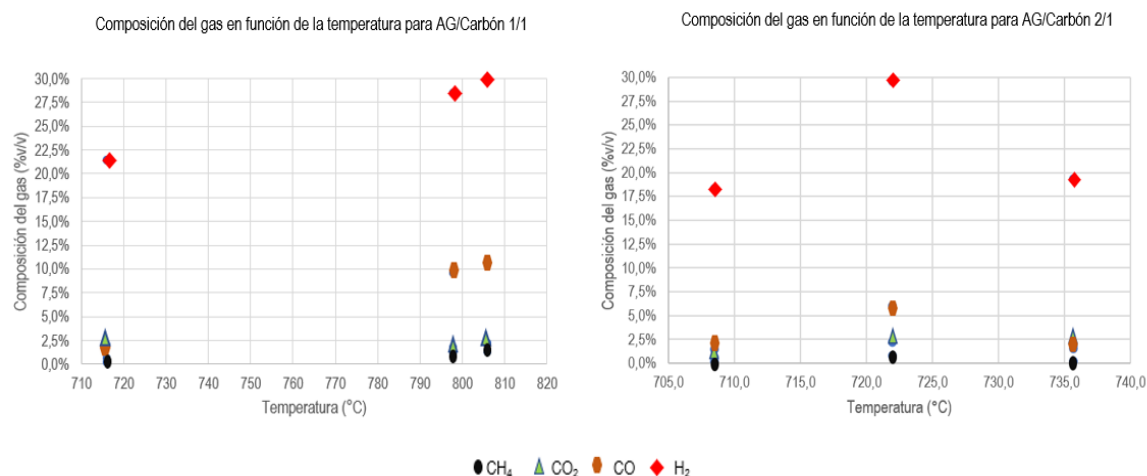
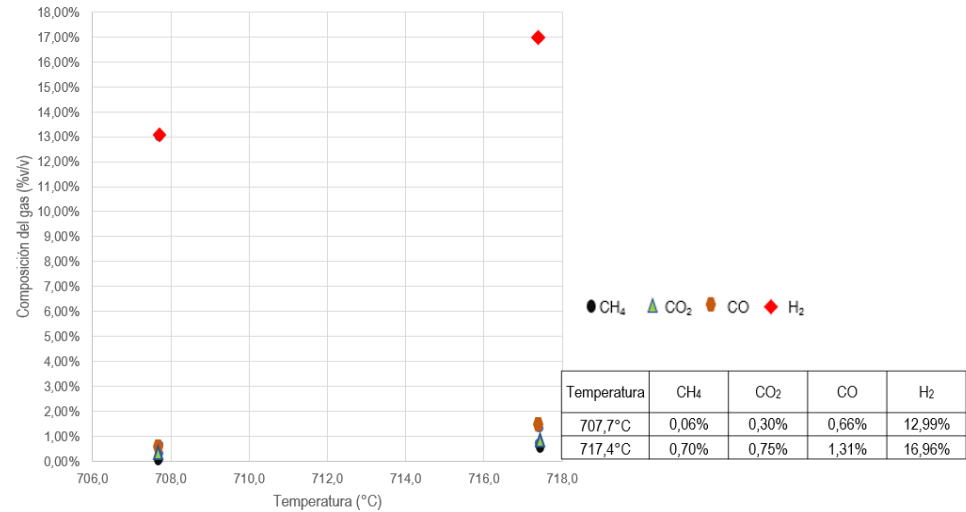
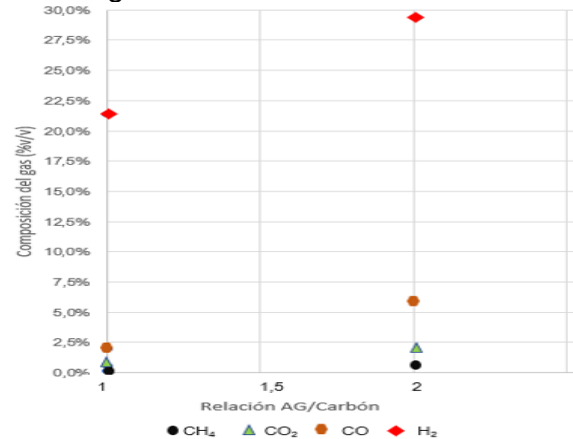


Figura 19 Composición del gas en función de la temperatura AG/carbón 3/1



3.3.2 Composición del gas en función del agente gasificante. El cambio en la relación de agente gasificante en relación con la composición de productos se ve favorecido con el aumento de este, tal como se muestra en la figura 20; lo cual permite entender que un aumento de vapor en los experimentos favorece la reacción shift (ver numeral 2.2.2)

Figura 20. Composición del gas en función de la relación AG/Carbón



Para los experimentos realizados para Vapor/Carbón 1:1, 2:1 y 3:1 se puede concluir que la relación CO₂/Carbón y la formación de productos presenta un mejor desempeño al incrementar la temperatura, sin embargo, este incremento va

relacionado de forma estrecha con la cantidad de vapor, el cual favorece la reacción shift.

La cantidad de agente gasificante para el experimento 1:1 con temperatura de 806°C es comparable con los resultados del experimento 2:1 con temperatura de 722,4 donde se obtuvieron relaciones de CO₂/carbón de 0,54 y 0,52 respectivamente (ver tabla 18), así como cantidad de productos similar (ver figura 20).

El mejor experimento en función de conversión de Carbón a CO₂ fue el que se realizó para la mayor temperatura, 806,3°C, experimento relación Vapor/ Carbón 1:1, réplica 2. La relación CO₂/Carbón fue la mayor 0,54.

3.3.3 Estequiometría de la reacción Shift obtenida experimentalmente. En este numeral se va a realizar una comparación de la estequiometría de la reacción shift esperada (ver numeral 2.2.2) con la estequiometria obtenida en los experimentos.

Para representar la estequiometría de los resultados y obtener el número de moles obtenidos en la experimentación, se utilizó la ecuación 4, donde se tomó la masa calculada para cada componente (como se mostró en el numeral 3.2.1) y el peso molecular de cada componente.

$$\text{Número de moles} = \frac{\text{peso molecular de componente del gas}}{\text{Masa de componente del gas}} \quad \text{Ecuación 4}$$

En la tabla 20, se muestra el número de moles por componente del gas para el experimento relación AG /carbón 1/1 réplica 2.

Tabla 20 Número de moles Experimento AG/carbón 1/1 réplica 2

Componentes	*Fracción molar del gas	Masa del gas (kg)	peso molecular del gas (kg/mol)	moles del gas
CH ₄	0,0125	0,2356	16	0,0147
CO ₂	0,0212	1,087	44	0,0247
O ₂	0	0	-	-
N ₂	0,5607	18,2324	28	0,6512
CO	0,1058	3,7219	30	0,1241
H ₂	0,2998	0,7005	2	0,3503
Total	1	23,9774	120	1,1649
Relación H ₂ /CO	2,83	-	-	-

En la tabla 21 se presenta la estequiometría obtenida en los experimentos.

Tabla 21. Número de moles resultados experimentos

Parámetros	Relación Vapor/Carbón 1:1			Relación Vapor/Carbón 2:1			Relación Vapor/Carbón 3:1	
	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2	Réplica 3	Réplica 1	Réplica 2
*T prom lecho (°C)	716,0	806,3	798,0	708,5	722,4	735,7	707,7	717,4
moles CH ₄	0,002	0,014	0,011	0,001	0,008	0,002	0,00	0,01
moles CO ₂	0,009	0,024	0,020	0,008	0,023	0,018	0,01	0,01
moles O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00
moles N ₂	0,883	0,636	0,573	0,889	0,636	0,737	0,78	0,59
moles CO	0,037	0,122	0,112	0,030	0,082	0,029	0,02	0,03
moles H ₂	0,355	0,419	0,549	0,313	0,553	0,289	0,24	0,22
moles totales	1,285	1,216	1,264	1,242	1,302	1,075	1,02	0,86

La relación H₂/CO obtenida en la fase experimental no se acerca a la unidad como en la reacción de desplazamiento shift (ver 2.2.2), adicionalmente el CO₂ obtenido fue menor a un mol, esto me permite concluir que la reacción no fue completa^{112 113}.

¹¹² IEA, Syngas production from coal, IEA, 2010. https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P05-Coal-gasification-GS-gct-AD_gs.pdf

¹¹³ VALDÉS, Carlos; CHEJNE, Farid. Co-gasification of sub-bituminous coal with palm kernel shell in fluidized bed coupled to a ceramic industry process. Applied Thermal Engineering, vol. 107, pp.1201-1209, 2016.

Para ayudar a completar la reacción Shift se podría adicionar más vapor de H_2O para promover la reacción y convertir de esta forma el poco CO en H_2 y en CO_2 ; la relación de vapor de agua con el combustible es muy estrecha en las reacciones de gasificación y por ende los resultados que se obtienen, la composición de sus productos, tal como lo muestro en el numeral 3.3.2, sin embargo la función que ejerce la temperatura también tiene una relación estrecha como se mencionó anteriormente en el presente capítulo.

4. MODELO ECONÓMICO

El desarrollo del modelo económico pretende dar respuesta a la viabilidad económica del recobro mejorado en un campo de petróleo colombiano a partir de la gasificación de carbón colombiano, partiendo del resultado óptimo de los experimentos; donde el mejor resultado obtenido de la gasificación fue 1,092 kg CO₂ a partir de 2 kg de carbón gasificado para una relación CO₂/carbón de 0,54

El modelo económico fue desarrollado para tres escenarios (ver tabla 23), donde se varía el potencial de recobro de crudo por EOR-CO₂, partiendo de las premisas presentadas a continuación en la tabla 22. La conceptualización del modelo se realizó determinando el CAPEX con un nivel de costos clase V, tomando factores de capacidad, modelos paramétricos o analogías, de acuerdo con la metodología de gestión de proyectos de inversión FEL (Front End Loading) recomendada por el IPA (Independent Project Analysis)¹¹⁴. Para la estimación de CAPEX se definieron las capacidades de los equipos principales basados en la cantidad unitaria de CO₂ necesaria para producir 1 bbl de crudo adicional, (0,26 tCO₂, para recuperar 1 bbl de petróleo en el proceso de EOR-CO₂)¹¹⁵, y en el mejor resultado que obtuve en los experimentos de gasificación de carbón. Los cálculos del CAPEX incluyen los costos de perforación de un pozo inyector.

El OPEX se determinó utilizando valores paramétricos y simulaciones en Aspen HYSYS® versión V.10.

¹¹⁴ BIGGERI, Maitena; DUSEK, Ana Soledad. Desarrollo de estimados de costos de un proyecto. 2018. Disponible en: <http://www.petrotecnica.com.ar/518/DesarrolloCostos.pdf>

¹¹⁵ ROBERT, C.; FERGUSON, R. C.; NICHOLS, C.; VAN LEEUWEN, T. and KUUSKRAA, V.A. "Storing CO₂ with enhanced oil recovery," *Energy Procedia*, vol. 1, no. 1, pp. 1989–1996, 2009.

Tabla 22. Premisas para determinar potencial de crudo recuperado para campo Nutria con EOR-CO₂

OOIP (Mbbbl). ¹¹⁶	Petroleo recuperado (recobro primario y secundario) Mbbbl. ¹¹⁷	Petroleo recuperado (EOR) Mbbbl.	Petroleo recuperado (EOR) BOPY.	Petroleo recuperado (EOR) BOPD.
33	11,55	4,95. ¹¹⁸	198.000. ¹¹⁹ ,*	550.
-	-	218,9. ¹²⁰	8.756.000.*	24.322.

*Tiempo del proyecto 25 años

De acuerdo con el potencial de recobro presentado en la tabla anterior (ver tabla 22) se definieron tres escenarios sensibilizados a diferentes precios de crudo en el mercado como se muestra a continuación en la tabla 23.

Tabla 23. Escenarios modelo económico EOR-CO₂

Escenario	Potencial de recobro Mbbbl	Crudo a recuperar BODP. +	Precio crudo en el mercado USD/bbl. **
1-A		4,5	500
1-B		4,5	500
1-C		4,5	500
2-A		18	2.000
2-B		18	2.000
2-C		18	2.000
3-A		225	25.000
3-B		225	25.000
3-C		225	25.000

* De acuerdo con la tabla 31.

** Valores basados en comportamiento de precio del crudo.¹²¹

¹¹⁶ VELANDIA, Op. Cit.

¹¹⁷ MEYER, P. "Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR) Injection Well Technology Supporting," Am. Pet. Inst., p. 63, 2005; "Eor 101."; FERGUSON, R.C.; NICHOLS, C.; VAN LEEUWEN, T. and KUUSKRAA, V.A. "Storing CO₂ with enhanced oil recovery," Energy Procedia, vol. 1, no. 1, pp. 1989–1996, 2009

¹¹⁸ Ibid

¹¹⁹ Ibid

¹²⁰ YAÑEZ, Edgar; RAMÍREZ, Andrea; NÚÑEZ, Vanessa; CASTILLO, Edgar y otros "Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry", 2019. Para un campo colombiano con 26°API presión de inyección 13Mpa, el potencial de recobro es 218,9 Mbbbl.

¹²¹ REVISTA DINERO. ¿Cómo pinta el panorama del petróleo para 2021? Febrero 12 de 2020. Disponible en: <https://www.dinero.com/pais/articulo/precios-del-petroleo-en-2021/307935>

Los modelos económicos desarrollados son producto de la sensibilidad realizada a los escenarios presentados en la tabla 23, los cuales se muestran a continuación.

1. Modelo económico de acuerdo con resultados de obtención de CO₂ de carbón gasificado en laboratorio sin considerar bonos de carbono.
2. Modelo económico que contiene la sensibilidad de la fracción convertida en CO₂ del carbón gasificado, sin considerar bonos de carbono.
3. Modelo económico de acuerdo con resultados de obtención de CO₂ de carbón gasificado en laboratorio, considerando bonos de carbono.
4. Modelo económico de acuerdo que contiene la sensibilidad de la fracción convertida en CO₂ del carbón gasificado, considerando bonos de carbono

Los resultados finales de cada modelo serán el VPN de cada escenario; un VPN>0 considera que la alternativa evaluada es financieramente viable.¹²²

4.1 PREMISAS DEL MODELO ECONÓMICO

Las premisas iniciales y costos paramétricos del modelo económico se resumen a continuación en la tabla 24 y se desarrollan en el transcurso del capítulo:

Tabla 24. Premisas OPEX

Descripción	Valor	Unidades
Distancia San Luis a Campo Nutria	72	km
Costos transporte de carbón	14.013	COP/t
tCO ₂ /bbl recuperado ¹²³	0,26	tCO ₂ /bbl
Cantidad CO ₂ reciclado ¹²⁴ .	0,5	%/100
TRM dólar ¹²⁵	3.800	

¹²² LELAND, T.; BLANK, Anthony J. Tarquin, Ingeniería Económica, 4 edición, año 2000. p 152-154

¹²³ FERGUSON, NICHOLS, VAN LEEUWEN, and KUUSKRAA, Op. Cit.

¹²⁴ NICHOLAS, AZZOLINA, et.al, Op. Cit

¹²⁵ REVISTA PORTAFOLIO. Dólar regresó a las ganancias y cerró con leve alza. Noviembre 10 de 2020. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/dolar-trm-hoy-precio-del-dolar-en-colombia-hoy-martes-10-de-noviembre-de-2020-546495>

Descripción	Valor	Unidades
TRM EURO ¹²⁶	4.200	
Precio carbón ¹²⁷	33	USD/tCO ₂
Costo Kwh ¹²⁸	200	COP/Kwh
Días año de operación	360	días
Energía gasificación captura y compresión ¹²⁹	1,05	MWh/tCO ₂
Energía transporte CO ₂ distancia 100 km a 1000 km ¹³⁰	3,0	Kwh/tCO ₂
Consumo amina ¹³¹ / costo amina ¹³²	1,43/ 1,1	kg/tCO ₂ . USD/kg

4.1.1 Cantidad de Carbón y CO₂ necesaria para la Recuperación de Petróleo.

A continuación, en la tabla 25 se presenta la cantidad necesaria de carbón para obtener 0,26t de CO₂ al gasificar el carbón a las condiciones del experimento.

Tabla 25. Cantidad de Carbón necesaria para gasificar CO₂ de acuerdo con el experimento

Carbón	CO ₂
2 kg	1,09* kg
1 t	0,54 t
0,48 t	0,26 t**

Fuente: ROBERT, C.; FERGUSON, R. C.; NICHOLS, C.; VAN LEEUWEN, T. and KUUSKRAA, V.A. "Storing CO₂ with enhanced oil recovery," *Energy Procedia*, vol. 1, no. 1, pp. 1989–1996, 2009.

*Se requieren 2kg de carbón para obtener 1,09kg de CO₂ de acuerdo con el experimento

**Se requieren 0,26 t de CO₂ para recuperar 1 bbl de crudo. Modificado por el autor

El momento inicial de recuperación de petróleo a partir de la primera inyección de CO₂, Según Michael L. Godec (2011) se encuentra entre 18 y 24 meses. Para el

¹²⁶ LA REPÚBLICA. Mercado cambiario – Euro. Disponible en: <https://www.larepublica.co/indicadores-economicos/mercado-cambiario/euro>

¹²⁷ LA REPÚBLICA. Precio del carbón ha estado por debajo de US\$33 y eso no se veía desde 2004. Disponible en: <https://www.larepublica.co/empresas/precio-del-carbon-ha-estado-por-debajo-de-us33-y-eso-no-se-veia-desde-2004-3018225>

¹²⁸ XM. Precio de bolsa y escasez. Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>

¹²⁹ NICHOLAS, AZZOLINA, et.al, Op. Cit

¹³⁰ FERGUSON, NICHOLS, VAN LEEUWEN, and KUUSKRAA, Op. Cit.

¹³¹ STOLTEN, D. and VIKTOR, Scherer, V. Process engineering for CCS power plants. Wiley-VCH, 2011

¹³² ALIBABA. monoethanolamine-price. Disponible en: <https://spanish.alibaba.com/g/monoethanolamine-price.html>

desarrollo del modelo económico se tomó el peor caso, 24 meses como tiempo inicial de recuperación de petróleo.

La cantidad de CO₂ que se puede reciclar es una de las variables importantes a tener en cuenta dentro del modelo, de acuerdo con Nicholas A. Azzolina, et al.¹³³ durante el proceso de EOR-CO₂ aproximadamente el 50% del CO₂ inyectado es producido con el petróleo. Para efectos de la construcción del modelo económico se consideró que se recicla el 50% del CO₂ inyectado a partir del tercer año.

4.1.2 Selección del Campo de Petróleo Colombiano para EOR CO₂. El campo de petróleo seleccionado para el presente estudio fue el campo Nutria ubicado en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, el cual de acuerdo con Castro et al,¹³⁴ obtuvo resultados promisorios en pruebas de laboratorio para EOR-CO₂ y resultados positivos frente a la simulación numérica para inyección miscible de CO₂.

Para seleccionar el campo Nutria se utilizó como base la metodología screening y los desarrollos de simulaciones numéricas, pruebas de laboratorio y pilotos efectuados por Ecopetrol S.A y Schlumberger^{135, 136} Los cuales determinaron que los campos exitosos para EOR-CO₂ en Colombia son los campos Galán, Llanito, Lisama, Nutria, Yariguí-Cantagallo y Casabe, este último a pesar de ser considerado en el screening fue descartado del modelo de simulación numérica.

¹³³ NICHOLAS, A.; AZZOLINA, et.al, "How Green is my oil? A detailed look at greenhouse gas accounting for CO₂- enhanced oil recovery (CO₂-EOR) sites", International Journal of Greenhouse Gas Control, vol 51, pp 369-379, 2016

¹³⁴ CASTRO, Rubén, et al. Op. cit.

¹³⁵ Ibid.

¹³⁶ ACOSTA, T.; GHENEIM, T. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio), ACIPET (Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos), Bogotá D.C, 2017

Teniendo en cuenta los estudios elaborados por Ecopetrol S.A y Schlumberger y limitando el estudio económico a inyección de CO₂ miscible se descartaron los campos Galán, Llanito, y Yariguí-Cantagallo debido a que la gravedad API de estos campos es inferior a 21°. ¹³⁷ Galán 19°API y Llanito 19,8°API¹³⁸ y la inyección de CO₂ miscible se debe desarrollar en crudos con API mayor a 25°. ¹³⁹

De esta forma en el filtro de selección quedan los campos Lisama y Nutria. El campo seleccionado fue el Campo Nutria, ya que de acuerdo con R Castro et, al. ¹⁴⁰, este es el campo que dedujo resultados positivos frente a las simulaciones numéricas desarrolladas para EOR-CO₂ miscible. Para el caso del campo Lisama no es claro que los estudios que reflejaron éxito para EOR-CO₂ fueran realizados para CO₂ miscible o inmisible.

De acuerdo con lo anterior el Campo Nutria cumple con los parámetros para ser seleccionado como campo potencial de EOR-CO₂, este campo es caracterizado por ser un yacimiento liviano con una densidad de 32° API, aceite original en sitio estimado de 33Mbbl, con producción acumulada de agosto de 2006 de 5,70 Mbbl.

El campo nutria se encuentra localizado en el área de Lisama, ubicada en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

¹³⁷ RINCÓN, Kevin; ÁLVAREZ, Wilman. Estudio de Viabilidad Técnica y Financiera para la Selección e Implementación de la Tecnología de Separación de Agua en Fondo en Pozos Candidatos de un Campo de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (Ecopetrol S.A)., Bucaramanga, 2013, Universidad Industrial de Santander pág. 69

¹³⁸ RODRÍGUEZ, Danissa; MÉNDEZ, Fabian. Evaluación económica del Piloto de Inyección Cíclica de CO₂ Campo Llanito de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (Ecopetrol S.A), Universidad Industrial de Santander, 2009, pág. 76, 77

¹³⁹ SANTAMARÍA GUZMÁN. Op. Cit.

¹⁴⁰ CASTRO, Rubpen, et al. Op. Cit.

4.1.3 Selección del Área Carbonífera. San Luis fue el área carbonífera que seleccionada, la cual dispone de reservas medidas de 55,17 Mt de carbón.¹⁴¹ ,se encuentra localizada en el departamento de Santander a 65 km al sureste de Barrancabermeja, sobre el borde oriental del Valle Medio del río Magdalena, en jurisdicción del municipio del Carmen. El área tiene una extensión de 25,4 km². Se encuentra a 48 km del río Magdalena, y a 33 km de la Troncal de La Paz.¹⁴²

Los criterios que utilizados para la selección del área carbonífera fueron la calidad del carbón, el cual debe ser de bajo rango (sub bituminoso y bituminoso altos en volátiles) debido a que son los más aptos para procesos como la gasificación.^{143, 144, 145, 146}.

En el cuadro 8 se presenta el área carbonífera de Santander con los tipos de carbón y cantidad de reservas y en la figura 21 a continuación se muestra la localización de Lisama.

¹⁴¹ Ibid.

¹⁴² UPME, "El Carbón Colombiano. Fuente de Energía para el mundo," Unidad Planeación Min. Energética, p. 26, 53, 2005

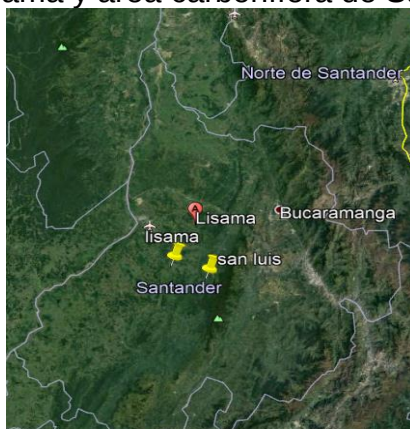
¹⁴³ BARRERA, R.; PÉREZ, J.; SALAZAR, C. Carbones Colombianos: Clasificación y Caracterización Termoquímica para Aplicaciones Energéticas, Rev Ion, Col 27 N°2, Bucaramanga, diciembre 2014.

¹⁴⁴ SMOLIŃSKI, A. Coal char reactivity as a fuel selection criterion for coal-based hydrogenrich gas production in the process of steam gasification. Energy Conversion and Management. 2011; 52:37-45

¹⁴⁵ GRAY, D. and TOMLINSON, G. "Current and Future IGCC Technologies : Bituminous Coal to Power © M," no. 001000045, 2004

¹⁴⁶ LESTER, E.; CLOKE, M. The characterization of coals and their respective chars formed at 1300°C in a drop tube furnace. Fuel. 1999; 78:1645-58

Figura 21. Localización Lisama y área carbonífera de San Luis.



Fuente GOOGLE EARTH PRO. Image Landsat/Copernicus, US Dept of Stat Geografer, Data SIO NOAA US. Navy, NGA GEBCO

Cuadro 8. Zona Carbonífera Santander

Área carbonífera	Tipo de carbón	Reservas (toneladas)	Distancia (área carbonífera-campo petróleo Nutria) Km.
Vanegas - San Vicente de Chucurí - Río Cascajales	No ha sido evaluada	No ha sido evaluada	-
<u>San Luis</u>	Bituminosos altos en volátiles A Bituminosos medios volátil	75.902.200	72
Río Opón – Landázuri	Antracíticos Bituminosos	No hay información	54
Cimitarra Sur	Bituminosos	No hay información	115
San Miguel – Capitanejo	Alto rango semiantracitas Bituminosos bajo en volátil Bituminosos altos en volátiles A Sub bituminosos	19.433.783	301
Miranda	Bituminosos bajo volátil	7.955.687	253
Molagavita	Bituminosos altos en volátiles A	7.955.687	246,4

Área carbonífera	Tipo de carbón	Reservas (toneladas)	Distancia (área carbonífera-campo petróleo Nutria) Km.
Páramo del Almorzadero	Antracíticos Semiantracíticos Bituminosos bajos a medios volátiles	* 142.621.382	260

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA "El carbón colombiano, Recursos, Reservas y Calidad", Bogotá, 2004. No sé si se deban poner todas esas páginas p 52, 72, 84, 93, 101, 121,126, 141, 142, 143, 147, 155, 160, 162, 169, 217, 241, 244, 256, 259, 262, 268, 298, 2004]. y distancias tomadas de [Google Earth]. Modificada por el autor.

*Carbón antracítico.

4.1.4 Costos de transporte de Carbón. En el cuadro 9 se presentan los costos de transporte terrestre en tracto camión por tonelada para un trayecto determinado para el año 2011, de acuerdo con la página del ministerio de transporte.¹⁴⁷ Adicionalmente se realiza el cálculo de costo de transporte por tonelada por kilómetro de acuerdo con la distancia de cada trayecto y se determina el costo promedio por tonelada por kilómetro.

Cuadro 9. Costos de transporte en tractocamión

Destino viaje (origen Bucaramanga)	Costo (COP/t)	Distancia (km)	Costo/km de una tonelada (COP/km)
Armenia	82.806	1.088	76
Barranquilla	74.922	397	189
Bogotá	51.116	424	120
Buenaventura	119.981	809	148
Cali	107.956	763	142
Cartagena	80.131	645	124
Cúcuta	31.781	195	163
Duitama	54.128	234	231
Ibagué	67.141	511	131
Ipiales-Nariño	186.270	1.229	152

¹⁴⁷ MINISTERIO DE TRANSPORTE. 2011. Disponible en: www.mintransporte.gov.co

Destino viaje (origen Bucaramanga)	Costo (COP/t)	Distancia (km)	Costo/km de una tonelada (COP/km)
Manizales	72.117	510	141
Medellín	64.160	392	164
Neiva	101.148	673	150
Pasto	172.016	1.142	151
Pereira	78.651	556	141
Popayán	119.814	892	134
Santa Marta	65.328	539	121
Tumaco	203.266	1.423	143
Villavicencio	75.775	657	115
Yopal	78.217	486	161
Promedio			145

Fuente: MINISTERIO DE TRANSPORTE. 2011. Disponible en: www.mintransporte.gov.co.
Modificada por el autor.

El costo de transporte por tonelada debe contemplar las horas adicionales de espera, carga y descarga como se muestra a continuación. Los cálculos se realizan mediante las ecuaciones 5 y 6.¹⁴⁸

Costo por tonelada = Costo de traslado por tonelada
+ (Horas de espera, carga y descarga) x 811COP. Ecuación 5
Costo del viaje = Costo por tonelada x 34. Ecuación 6

Un viaje en tractocamión representa 34t.

Tomando en cuenta la información anterior se presenta a continuación, el costo por viaje en tractocamión de San Luis a Nutria incluyendo tiempo de espera para el año 2011, estos precios se actualizan de acuerdo con el IPC.

¹⁴⁸ MINISTERIO DE TRANSPORTE. Óp. Cit.

A continuación, en los cuadros 10 y 11 se muestran los costos de transporte para el año 2011 y la actualización de estos precios respectivamente.

Cuadro 10. Costos de transporte año 2011 de San Luis a Nutria

Costo traslado de una tonelada (COP/km)	Distancia viaje San Luis a Nutria (km)	Costo traslado a Nutria por tonelada (COP/t)	Costo por hora tiempo de espera carga y descarga (COP/h)	Tiempo de espera carga y descarga (h)	Costo viaje (COP/t)	Costo viaje con tiempo de espera (COP/t)
145	70,8	10,26	826	1	348.844	349.670

Fuente MINISTERIO DE TRANSPORTE. 2011. Disponible en: www.mintransporte.gov.co.
Modificada por el autor.

Cuadro 11 Actualización de costos de transporte de San Luis a Nutria

Año	IPC	Costo transporte San Luis- Nutria (por viaje 34 t)
2011		349.670
2012	2,44%	358.201
2013	1,94%	365.151
2014	3,66%	378.515
2015	6,77%	404.141
2016	5,75%	427.379
2017	4,09%	444.858
2018	3,18%	459.005
2019	3,80%	476.447

Fuente: DINERO. IPC. Disponible en: <https://www.dinero.com/noticias/ipc/138>

4.1.5 Costos de Energía Proceso de Gasificación Captura y compresión. Para el cálculo de los costos de energía del proceso de gasificación se tomó como base los costos de Nicholas A. Azzolina, et al.,¹⁴⁹ donde evalúa un caso base de generación de CO₂, y estima la cantidad de CO₂ producido y la energía necesaria para su producción, captura y compresión para transporte la cual es 1,053 Mwh/tCO₂.

¹⁴⁹ NICHOLAS, AZZOLINA, et.al, Op. Cit.

4.1.6 Costos de Energía Inyección de CO₂. Para la evaluación de cantidad de energía necesaria para inyectar CO₂ se realizó una simulación en Aspen HYSYS®, versión V.10 teniendo en cuenta las condiciones de temperatura y presión del CO₂, obtenidas en la estación de compresión para el transporte. Las simulaciones desarrolladas se encuentran en los anexos B, C y D.

- Características de CO₂ fase densa: 1.015 psia y 30°C.
- Características de CO₂ para inyección: 1.200 psia.

A continuación, en la figura 22 y en la tabla 26, se muestran los resultados de la simulación en Aspen HYSYS® para los tres escenarios evaluados.

Figura 22. Simulación Aspen HYSYS® energía necesaria para inyección de CO₂ escenarios 1, 2 y 3.

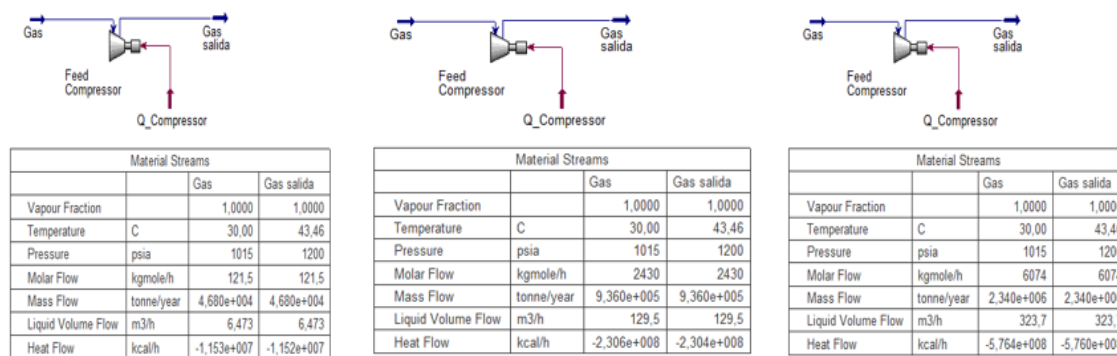


Tabla 26. Energía para inyección de CO₂ por escenarios.

Escenario	Cantidad de CO ₂ a inyectar (tCO ₂ /año)	Energía total (kW)
Escenario 1	46.800	10,24
Escenario 2	936.000	205
Escenario 3	2.340.000	512

4.2 CAPEX EQUIPOS PRINCIPALES

A continuación, se presentan algunas consideraciones en la estimación del CAPEX. las consideraciones del CAPEX se resumen en la tabla 27.

- Capacidad del gasificador: se consideró que la capacidad necesaria del gasificador es la requerida en los primeros dos años del proyecto de Recobro, donde aún no he iniciado el reciclaje de CO_2 (esta es una forma de castigar el proyecto). La cantidad de carbón de los primeros dos años del proyecto es superior a la de los años siguientes donde se recicla el 50% del CO_2 inyectado y solo se requiere gasificar la mitad de la cantidad de carbón de los dos primeros años (ver figuras 23. 24 y 25).
- Tubería para transporte e inyección de CO_2 : la distancia considerada de la planta de gasificación a los pozos es de 10km, sin embargo, para efectos del modelo se consideró tubería de longitud de 75 km.
- Para la estimación del CAPEX solo se tuvo en cuenta los equipos principales, como el gasificador, planta de amina y tubería y los costos de perforación de pozos inyectoros.

Figura 23. CO₂ inyectado y reciclado Vs carbón gasificado durante la vida del proyecto Escenario 1.

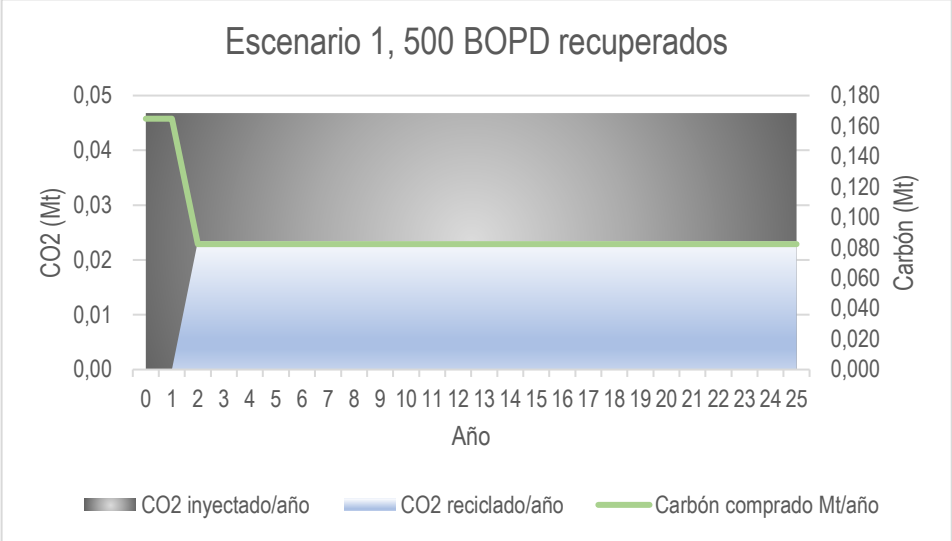


Figura 24. CO₂ inyectado y reciclado Vs carbón gasificado durante la vida del proyecto Escenario 2

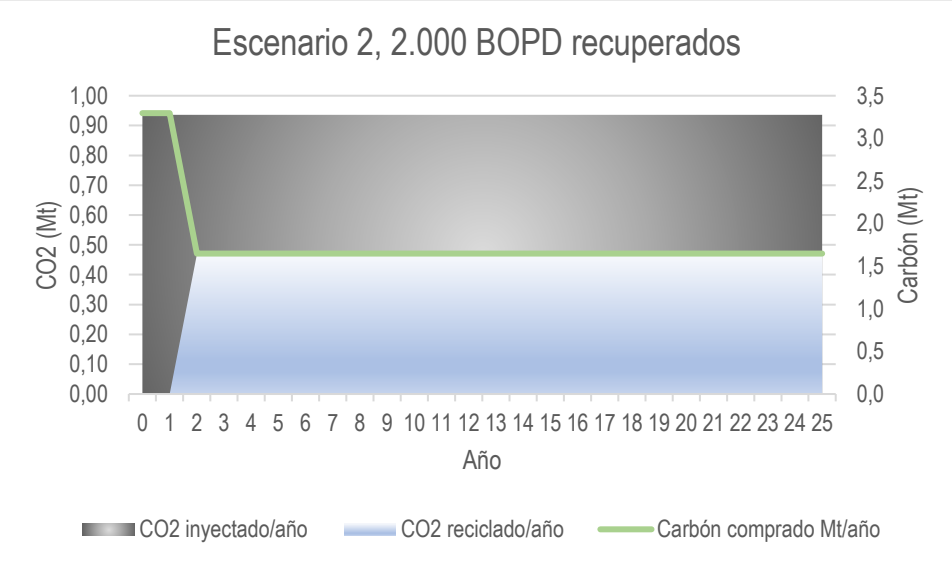


Figura 25. CO₂ inyectado y reciclado Vs carbón gasificado durante la vida del proyecto Escenario 3

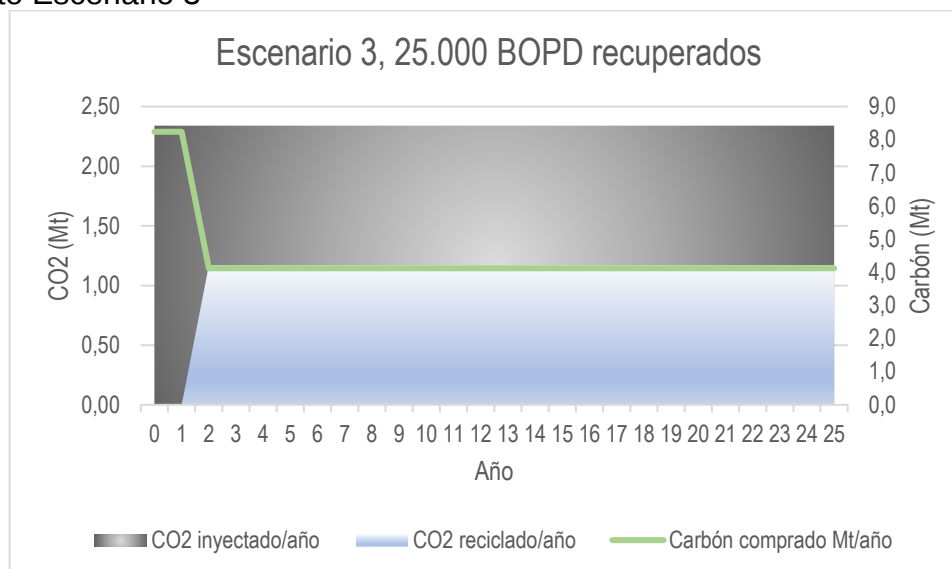


Tabla 27. Paramétricos CAPEX

Descripción	Valor	Unidades	Año
Planta amina ¹⁵⁰	37	USD/tCO ₂	
Planta amina ¹⁵¹	40,3	USD/tCO ₂	2019
Tubería ¹⁵²	15,7/0,22MtCO ₂	M€	2017
Tubería ¹⁵³	16,2/0,22MtCO ₂	M€	2019
Perforación de un pozo ¹⁵⁴	3,5	MUSD	2019
Ingeniería facilidades*	7% CAPEX facilidades	-	-

*Experiencia autor.

¹⁵⁰ GÁMEZ, Nancy; COBO, Martha. Purificación de dióxido de carbono emitido en plantas de tratamiento de gas Ciencia en Desarrollo, Vol. 9 No. 2 ISSN 0121 - 7488, 2018

¹⁵¹ CHEMENG ONLINE. Chemical Engineering Plant Cost Index. Disponible en <https://es.scribd.com/document/352561651/CEPCI-June-2017-Issue>, <https://www.chemengonline.com/2019-chemical-engineering-plant-cost-index-annual-average/>

¹⁵² NETL, DOE, Disponible en: https://www.netl.doe.gov/projects/files/FENETLCO2TransportCostModel2018ModelOverview_050818.pdf

¹⁵³ STATISTA. Inflación zona Euro. Disponible en <https://es.statista.com/estadisticas/495607/tasa-de-inflacion-en-ue-y-eurozona/>

¹⁵⁴ ROBAYO, Juan; RODRÍGUEZ, Lina. Evaluación Técnico-Financiera de las Operaciones de Perforación para la Disminución de los Tiempos no Productivos Durante los Viajes en los Pozos Seleccionados del Campo Castilla. Fundación Universidad de América, Ingeniería de Petróleos, 2016

4.2.1 Costos Gasificador. El costo del gasificador de carbón fue escalado a partir del costo base de 850.000 USD para una capacidad de 3.400 Kg/h de carbón, este precio incluye costos de envío desde China hasta la planta de gasificación, y se tomó la TRM que se encuentra definida en la tabla 24. Premisas OPEX.¹⁵⁵

En la tabla 28 que se encuentra a continuación, se presentan los costos del gasificador para cada escenario.

Tabla 28. Costo base gasificador y por escenario.

Gasificador	Capacidad gasificador (kg/h)	Costo gasificador MMCOP
Base	3.400	3,230
Escenario 1	19.073	9,090
Escenario 2	381.455	54,851
Escenario 3	953.638	95,049

Para escalar el costo de los gasificadores se utilizó la ecuación 7.¹⁵⁶

$$\frac{costo_2}{costo_1} = \left(\frac{capacidad_2}{capacidad_1} \right)^R \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

Costo 1: costo base del gasificador

Coto 2: costo del gasificador asociado con la capacidad 2

Capacidad 1: capacidad del equipo base.

Capacidad 2: capacidad del equipo a escalar el precio.

R: factor de escalamiento:0,6¹⁵⁷

¹⁵⁵ ALIBABA. Coal gasifier. Disponible en: <https://spanish.alibaba.com/product-detail/coal-gasifier-60378816836.html?spm=a2700.8699010.normalList.22.84e24d8599ek2k>

¹⁵⁶ XIAOFENG ZHANG, A.; HONGQIANG, Li.; LIFANG, Liu.; CHENGYING, Bai; SHUANG, Wanga; JING, Zeng; XIAOBO, Liu; NIANPING, Li; GUOQIANG, Zhang. Thermodynamic and economic

¹⁵⁷ TRIBE, M.A.; ALPINE, R.L.W. "Scale economies and the "0.6 rule", Engineering Costs and Production Economics, Volume 10, Issue 1, March 1986, Pag. 271-27

4.2.2 Costos Torre de Absorción. Para el cálculo del costo de la torre de absorción incluyendo tubería asociada se tomó como referencia 37USD/tCO₂¹⁵⁸, el cual fue actualizado al año 2019 por medio de la ecuación 8.¹⁵⁹

$$\text{Costo presente} = \text{Costo original} \times \frac{\text{índice presente}}{\text{índice del costo original}} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde

Costo original: 37 USD/tCO₂.

Índice del costo original: es el índice establecido para plantas de ingeniería química para el año 2017, el cual es 558,3.¹⁶⁰

Índice presente: es el índice para plantas de ingeniería química para el año 2019, el cual es 607,5.¹⁶¹

El costo presente de la planta de amina corresponde a 40,3 USD/tCO₂.

En la tabla 29 a continuación se muestran los costos de la planta de amina para los tres escenarios teniendo en cuenta el cálculo anterior y la TRM establecida en el numeral 4.1.

Tabla 29. Costo planta de amina por escenario.

Escenario	Capacidad planta amina(t/año)	Costo planta amina MMCOP
1	46.800	7,2
2	936.000	143,2
3	2.340.000	358,0

¹⁵⁸ GÁMEZ, Nancy; COBO, Martha. Purificación de dióxido de carbono emitido en plantas de tratamiento de gas Ciencia en Desarrollo, Vol. 9 No. 2 ISSN 0121 - 7488, 2018

¹⁵⁹ XIAOFENG ZHANG, HONGQIANG, LIFANG, CHENGYING, SHUANG, JING, XIAOBO, NIANPING, GUOQIANG, Óp. Cit.

¹⁶⁰ WONG MUÑOZ, Esteban. CEPCI June 2017 Issue. 2017. Disponible en:

¹⁶¹ 2019 CHEMICAL ENGINEERING PLANT COST INDEX ANNUAL AVERAGE. Business & economics. March 20, 2020. Disponible en: <https://www.chemengonline.com/2019-chemical-engineering-plant-cost-index-annual-average/>.

4.2.3 Costos Tubería. Se consideró que el transporte de CO₂ desde la planta de gasificación y captura hasta los pozos de inyección se realizaría mediante tubería de acero al carbón. De acuerdo al Laboratorio Nacional de Tecnología Energética, parte del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE)., et al.,¹⁶² el costo de transporte por 0,22 toneladas de CO₂ es de 0,22 M€, para una tubería de 75 Km para el año 2017, este valor se actualizó al año 2019 de acuerdo con la tasa de inflación en la zona Euro ¹⁶³ y se escaló de acuerdo con la ecuación 7. A continuación en la tabla 30 se presentan los costos de tubería de transporte de CO₂ estimados para cada escenario.

Tabla 30. Costo tubería de transporte de CO₂ por escenario.

Caso *	Capacidad (MtCO ₂ /año)	Costo	Unidades	Año
Costo base	0,22	15,7	M€	2017
Costo base	0,22	16,2	M€	2019
Escenario 1	0,05	27	MMCOP	2019
Escenario 2	0,936	162	MMCOP	2019
Escenario 3	2,34	281	MMCOP	2019

Fuente: Autor con datos tomados de NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. Model Overview. Disponible en: https://www.netl.doe.gov/projects/files/FENETLCO2TransportCostModel2018ModelOverview_050818.pdf

* Tubería de 75 km

4.3 RESULTADOS MODELO

En este numera se resume los resultados del modelo económico para cada escenario, caso y sus respectivas sensibilidades, teniendo en cuenta el OPEX y CAPEX clase 5 desarrollados en el presente capítulo.

¹⁶² NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. Model Overview. Disponible en: https://www.netl.doe.gov/projects/files/FENETLCO2TransportCostModel2018ModelOverview_050818.pdf

¹⁶³ STATISTA. Comportamiento del Euro. Disponible en: <https://es.statista.com/estadisticas/495607/tasa-de-inflacion-en-ue-y-eurozona/>

En la tabla 31, a continuación, se muestran los resultados obtenidos en el modelo económico a partir del mejor experimento de gasificación, para este ejercicio no fueron considerados los beneficios por bonos de carbono.

Tabla 31. Resultados modelo económico CO₂ conversión experimento, sin bonos de carbono

Escenario	Potencial EOR Mbbl*	Potencial EOR BODP **	Carbón primeros 2 años Mt/año ***	Carbón después 2 año t/año. ****	CO ₂ inyectado Mt/CO ₂	CO ₂ reciclado MtCO ₂	Capex facilidades MMCOP	Capex perforación MMCOP	VPN MMCOP	Costo captura COP/tCO ₂	Costo captura USD/tCO ₂
1-A	4,5	500	0,1	0	0,1	0	43	71	-\$ 177	596.203	157
1-B	4,5	500	0,1	0	0,1	0	43	71	-\$ 83	596.203	157
1-C	4,5	500	0,1	0	0,1	0	43	71	\$ 58	596.203	157
2-A	18	2.000	1,7	0,9	0,9	0,5	366	429	-\$ 1.397	449.715	118
2-B	18	2.000	1,7	0,9	0,9	0,5	366	429	\$ 488	449.715	118
2-C	18	2.000	1,7	0,9	0,9	0,5	366	429	\$ 3.315	449.715	118
3-A	225	25.000	4,3	2,2	2,3	1,2	753	1.429	-\$ 1.856	371.125	98
3-B	225	25.000	4,3	2,2	2,3	1,2	753	1.429	\$ 2.858	371.125	98
3-C	225	25.000	4,3	2,2	2,3	1,2	753	1.429	\$ 9.929	371.125	98

*. De acuerdo con la tabla 22 premisas para determinar potencial de crudo recuperado para campo nutria.

**.

Primeros dos años de inyección, antes de iniciar el reciclo de CO₂.

***. Después del segundo año de inyección, inicio de reciclo de CO₂.

****. Caso A, B, C hace referencia a precio de crudo de 30, 50, y 80 USD/bbl respectivamente.

Este modelo solo es viable para las mayores producciones y precios de barril de petróleo iguales o mayores a 50 USD/bbl.

En la tabla 32 se presenta la sensibilidad realizada al modelo anterior, en la cual se considera una mayor cantidad de CO₂ obtenida como producto de la gasificación.

Tabla 32. Resultados modelo económico CO₂ con sensibilidad de la fracción convertida en CO₂, sin bonos de carbono

Escenario	Potencial EOR Mbbl*	Potencial EOR BODP**	Carbón primeros 2 años Mt/año***	Carbón después 2 año t/año.****	CO ₂ inyectado Mt/CO ₂	CO ₂ reciclado MtCO ₂	Capex facilidades MMCOP	Capex perforación MMCOP	VPN MMCOP	Costo captura COP/tCO ₂	Costo captura USD/tCO ₂
1-A-a	4,5	500	0,1	0	0,1	0	42	71	-\$ 155	547.882	144
1-B-b	4,5	500	0,1	0	0,1	0	42	71	-\$ 61	547.882	144
1-C-c	4,5	500	0,1	0	0,1	0	42	71	\$ 81	547.882	144
2-A-a	18	2.000	1,2	0,6	0,9	0,5	358	429	-\$ 978	403.251	106
2-B-b	18	2.000	1,2	0,6	0,9	0,5	358	429	\$ 907	403.251	106
2-C-c	18	2.000	1,2	0,6	0,9	0,5	358	429	\$ 3.734	403.251	106
3-A-a	225	25000	2,9	1,5	2.34	1,2	738	1.429	-\$ 1.428	352.304	93
3-B-b	225	25000	2,9	1,5	2.34	1,2	738	1.429	\$ 3.286	352.304	93
3-C-c	225	25000	2,9	1,5	2.34	1,2	738	1.429	\$ 10.356	352.304	93

*. De acuerdo con la tabla 22 premisas para determinar potencial de crudo recuperado para campo nutria.

** . Primeros dos años de inyección, antes de iniciar el reciclo de CO₂.

***. Después del segundo año de inyección, inicio de reciclo de CO₂.

****. Caso A, B, C hace referencia a precio de crudo de 30, 50, y 80 USD/bbl respectivamente.

En la tabla 33, a continuación, se presentan los resultados del modelo inicial (resultados del mejor experimento) considerando el beneficio por bonos de carbono.

Tabla 33. Resultados modelo económico conversión experimento con bonos de carbono.

Escenario	Potencial EOR Mbbl	Potencial EOR BODP.	Carbón primeros 2 años Mt/año	Carbón después 2 año (t/año). ³	CO ₂ inyectado Mt/CO ₂	CO ₂ reciclado MtCO ₂	CAPEX facilidades MMCOP	CAPEX perforación MMCOP	VPN MMCOP	Costo captura COP/tCO ₂	Costo captura USD/tCO ₂
1-A	4,5	500	0,09	0,04	0,05	0,02	43	71	-\$ 141	486.763	128
1-B	4,5	500	0,09	0,04	0,05	0,02	43	71	-\$ 46	486.763	128
1-C	4,5	500	0,09	0,04	0,05	0,02	43	71	\$ 95	486.763	128
2-A	18	2.000	1,72	0,86	0,94	0,47	366	429	-\$ 662	449.424	118
2-B	18	2.000	1,72	0,86	0,94	0,47	366	429	\$ 1.224	449.424	118
2-C	18	2.000	1,72	0,86	0,94	0,47	366	429	\$ 4.052	449.424	118

Escenario	Potencial EOR Mbbl	Potencial EOR BODP.	Carbón primeros 2 años Mt/año	Carbón después 2 año (t/año). ³	CO ₂ inyectado Mt/CO ₂	CO ₂ reciclado MtCO ₂	CAPEX facilidades MMCOP	CAPEX perforación MMCOP	VPN MMCOP	Costo captura COP/tCO ₂	Costo captura USD/tCO ₂
3-A	225	25.000	4,29	2,15	2,34	1,17	753	1.429	-\$ 17	371.125	98
3-B	225	25.000	4,29	2,15	2,34	1,17	753	1.429	\$ 4.696	371.125	98
3-C	225	25.000	4,29	2,15	2,34	1,17	753	1.429	\$ 11.767	371.125	98

*. De acuerdo con la tabla 22 premisas para determinar potencial de crudo recuperado para campo nutria.

**. Primeros dos años de inyección, antes de iniciar el reciclo de CO₂.

***. Después del segundo año de inyección, inicio de reciclo de CO₂.

****. Caso A, B, C hace referencia a precio de crudo de 30, 50, y 80 USD/bbl respectivamente.

Los efectos de los bonos de carbón facilitan la viabilidad del proyecto.

En la tabla 34 se muestran los resultados del modelo económico variando el CO₂ obtenido a partir de la gasificación y considerando bonos de carbono.

Tabla 34. Resultados modelo económico con sensibilidad de la fracción convertida en CO₂, con bonos de carbono.

Escenario	Potencial EOR Mbbl	Potencial EOR BODP.	Carbón primeros 2 años Mt/año	Carbón después 2 año (t/año). ³	CO ₂ inyectado Mt/CO ₂	CO ₂ reciclado MtCO ₂	CAPEX facilidades MMCOP	CAPEX perforación MMCOP	VPN MMCOP	Costo captura COP/tCO ₂	Costo captura USD/tCO ₂
1-A	4,5	500	0,06	0,03	0,05	0,02	42	71	-\$ 118	438.442	115
1-B	4,5	500	0,06	0,03	0,05	0,02	42	71	-\$ 24	438.442	115
1-C	4,5	500	0,06	0,03	0,05	0,02	42	71	\$ 117	438.442	115
2-A	18	2.000	1,17	0,59	0,94	0,47	358	429	-\$ 243	402.961	106
2-B	18	2.000	1,17	0,59	0,94	0,47	358	429	\$ 1.643	402.961	106
2-C	18	2.000	1,17	0,59	0,94	0,47	358	429	\$ 4.471	402.961	106
3-A	225	25.000	2,93	1,46	2,34	1,17	738	1.429	\$ 410	352.304	93
3-B	225	25.000	2,93	1,46	2,34	1,17	738	1.429	\$ 5.124	352.304	93
3-C	225	25.000	2,93	1,46	2,34	1,17	738	1.429	\$ 12.195	352.304	93

*. De acuerdo con la tabla 22 premisas para determinar potencial de crudo recuperado para campo nutria.

**. Primeros dos años de inyección, antes de iniciar el reciclo de CO₂.

***. Después del segundo año de inyección, inicio de reciclo de CO₂.

****. Caso A, B, C hace referencia a precio de crudo de 30, 50, y 80 USD/bbl respectivamente.

5. CONCLUSIONES

Se implementó un montaje experimental que permitió evaluar la composición del gas shift obtenido de la gasificación de carbón colombiano, en función de la concentración y cantidad de CO₂, el cual es materia prima para la inyección de CO₂ para recobro mejorado, variando la relación vapor/carbón, donde se determinó que la variación de composición de CO₂ en el gas por cambio en la relación vapor/carbón no es significativa.

El mejor experimento fue el realizado para la mayor temperatura, 806,3°C, experimento relación Vapor/ Carbón 1:1, réplica 2. Este fue el que presentó la relación H₂/CO más cercana a la unidad, y así mismo fue el que presentó mayor relación CO₂/Carbón; a pesar de ser el mejor, la gasificación ocurrió de forma parcial y la conversión del carbón no fue la esperada de acuerdo con la estequiometría de la reacción. De acuerdo a estos resultados se estableció la premisa de entrada para desarrollar el modelo económico, relación CO₂/Carbón 0,56. Un mejor desempeño en el proceso de gasificación permitiría mejores resultados en el modelo económico viabilizando aún más la tecnología.

Se determinó de acuerdo al mejor experimento que se requieren 0,48t de carbón para obtener 0,26t de CO₂ lo cual representa 1 bbl recuperado.¹⁶⁴

El modelo económico desarrollado para los resultados de CO₂ obtenidos a partir de gasificación de carbón en laboratorio, sin considerar bonos de carbono, no son viables para escenarios de recuperación de petróleo para precios por debajo de los 30 USD, para escenarios de precios de crudo por encima de los 50 USD/bbl solo

¹⁶⁴ ROBERT, FERGUSON y NICHOLS. Op. Cit.

son viables los escenarios con recuperación incremental iguales o mayores a los 2.000 BOPD, permitiendo que la economía de escala viabilice el proyecto.

Se establecieron mayores escenarios viables incluyendo los de menor de escala (500 BOPD incrementales); al considerar los beneficios económicos de los bonos de carbono y al hacer una sensibilidad a la conversión de carbón (se aumento la conversión del carbón gasificado al 80%), sin embargo, solo muestra resultados factibles para precios de petróleo por encima de los 50 USD/bbl.

Para el modelo económico donde fue considerada la conversión experimental y el beneficio de bonos de carbono, son viables escenarios de una menor escala y precios de crudo por encima de los 50 USD/bbl.

El OPEX asociado al transporte del carbón y al precio de este no permiten hacer factibles algunos de los escenarios evaluados, restringiendo la viabilidad para precios bajos de petróleo.

Evaluar campos de petroleo con mayor potencial de recuperción de crudo, viabilizan mejor la propuesta de EOR-CO₂ a partir de gasificación de carbón.

El presente trabajo permite concluir, que para algunas condiciones de mercado y de escala de inyección de CO₂ (potencial de recobro), la gasificación de carbón como fuente para la producción de CO₂ para uso en EOR en campos de petróleo colombianos, es una respuesta a la necesidad de la industria de hidrocarburos en Colombia, debido a que se puede escalar industrialmente (economicamente y técnicamente viable), ya que se tiene en Colombia fuentes de carbón, adicionalmente la gasificación de este permite obtener disponibilidad de CO₂ como materia prima del EOR-CO₂.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda para futuros trabajos evaluar la gasificación de carbón a temperaturas mas elevadas, superiores a los 850°C, y mayor cantidad de vapor por kilogramo de carbón, ya que de acuerdo a los resultados obtenidos se muestra mejora en la conversión de productos con el aumento tanto de agente gasificante, como de temperatura; y de esta forma completar la reacción shift. Seguir esta recomendación para futuros trabajos, permitirá obtener mejores resultados como la composición del gas y cantidad de CO₂, lo cual posiblemente viabilizara proyectos a precios mas bajos de crudo.

Se recomienda para futuras investigaciones evaluar dentro del modelo económico los beneficios de utilizar las demás corrientes obtenidas en la gasificación como el H₂ (como fuente de energía eléctrica) y el CH₄. Esta evaluación permitirá dar una mayor viabilidad a los proyectos que pretendan realizar gasificación para obtención de CO₂ para EOR.

Se recomienda realizar un siguiente paso experimental, efectuando un estudio piloto de inyección de CO₂, en los campos candidatos a recobro mejorado y de esta forma, poder aproximar a un caso específico, la cantidad necesaria de CO₂ a inyectar y el potencial de barriles a recuperar.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA, T.; ROJAS, D.; ZAPATA, J.F.; CALDERA, G.; Jiménez, R.; MANRRIQUE, G.; GHENEIM, T.; AZANCOT, A. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio) ACIPET (Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos AÑO 2017

AHMADI, M.A.; ZENDEHBOUDI, S. and JAMES, L.A. "A reliable strategy to calculate minimum miscibility pressure of CO₂-oil system in miscible gas flooding processes Original Oil in Place," *Fuel*, vol. 208, pp. 117–126, 2017.

ALIBABA. Coal gasifier. Disponible en: <https://spanish.alibaba.com/product-detail/coal-gasifier-60378816836.html?spm=a2700.8699010.normalList.22.84e24d8599ek2kmonoethanolamine-price>. Disponible en: <https://spanish.alibaba.com/g/monoethanolamine-price.html>

AMORE, F. and BEZZO, F. "International Journal of Greenhouse Gas Control Economic optimisation of European supply chains for CO₂ capture , transport and sequestration," *Int. J. Greenh. Gas Control*, vol. 65, no. May, pp. 99–116, 2017.

ANSARIZADEH, M.; DODDS, K.; PEKOT, L.J. and WHITTAKER, S. "El dióxido de carbono : Desafíos y oportunidades," pp. 38–53. Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review* 27, no. 2 (Septiembre de 2015). Copyright © 2015 Schlumberger ARTEAGA-PÉREZ, L.E. and CASAS-LEDÓN, Y. "Gasificación de biomasa para la producción sostenible de energía. Revisión de las tecnologías y barreras para su aplicación," no. 5641, pp. 138–145, 2015.

BACHU, S. "Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change : road map for site selection using the transform of the geological space into

the CO₂ phase space,” vol. 43, pp. 87–102, 2002.

BARRERA, R.; PÉREZ, J.; SALAZAR, C. Carbones Colombianos: Clasificación y Caracterización Termoquímica para Aplicaciones Energéticas, Rev Ion, Col 27 N°2, Bucaramanga, diciembre 2014.

BASU, PRABIR. Combustion and Gasification in Fluidized Beds. Taylor & Francis Group editors, 2006.

BASU, PRABIR. Practical Design and Theory, Biomass Gasification and Pyrolysis, 2010.

BELL, David; TOWLER, Brian y FAN, Maohong. Coal Gasification and Its Applications. Elsevier, 2011. p. 373-374.

BENNACEUR, K. et al., “Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano,” Oilf. Rev., vol. 16, pp. 48–65, 2004

BERT M., M.L.; OGUNLADE, D., CONINCK, H., LOOS, M., La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono, vol. 17, no. 4. 2005.

BIGGERI, Maitena; DUSEK, Ana Soledad. Desarrollo de estimados de costos de un proyecto. 2018. Disponible en: <http://www.petrotecnica.com.ar/518/DesarrolloCostos.pdf>

BOLLAND, O. IPCC 2005 -Carbon dioxide capture, no. October. 2005

BOHÓRQUEZ, Kevin. Ecopetrol invierte US\$300 millones para aumentar recobro de petróleo. En: *La República* [en línea]. 17 de septiembre de 2017. [Fecha de consulta 8 de enero de 2020]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/econom>

ia/ecopetrol-invierte-us300-millones-en-estudios-para-aumentar-recobro-de-petroleo-2909425

BUHRE, B.J.P.; ELLIOTT, L.K.; SHENG, C. D.; GUPTA, R.P. and WALL, T.F. "Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation," *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 31, no. 4, pp. 283–307, Jan. 2005.

C. C. and A. C. F. C. D. Melzer, L. Stephen, "Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery," no. February, p. 18, 2012

CALIDAD, R.Y. and LUNA, L. "ÓN C COL," 2004

CANDIL, N.A.N.; MORENO, J.R.; CASTAÑEDA, J.F.F.; VILLAZÓN, R.A. and GALVIS, J.J.M. La Cadena del Carbón. 2012.

CARBOTECNIA. Granulometría. 13 agosto, 2020. Disponible en: <https://www.carbotecnia.info/aprendizaje/filtracion-de-agua-liquidos/granulometria-o-numero-de-malla/>

CARTER, L.D. "Enhanced Oil Recovery & CCS," pp. 1–8, 2011

CASTRO, Rubén. et al., "SPE-139199-MS Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia," 2010

CHEMENG ONLINE. Chemical Engineering Plant Cost Index. Disponible en <https://es.scribd.com/document/352561651/CEPCI-June-2017-Issue>, <https://www.chemengonline.com/2019-chemical-engineering-plant-cost-index-annual-average/>

CHEMICAL ENGINEERING. Economic Indicators: CEPCI. Disponible en: <https://www.chemengonline.com/eletters/pci-march/>

CHEMICAL ENGINEERING PLANT COST INDEX ANNUAL AVERAGE. Business & economics. March 20, 2020. Disponible en: <https://www.chemengonline.com/2019-chemical-engineering-plant-cost-index-annual-average/>.

CHEN, B. and REYNOLDS, A.C. "CO₂ water-alternating-gas injection for enhanced oil recovery : Optimal well controls and half-cycle lengths," *Comput. Chem. Eng.*, vol. 113, pp. 44–56, 2018.

CHEN, W.; YANG, Z.; YANG, L. and CHYU, M.K. "Numerical Investigation of Heat Transfer and Flow Characteristics of Supercritical CO₂ in U-Duct," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 144, no. April, pp. 532–539, 2018

CLARK, J.A. and SANTISO, E.E. "Carbon Sequestration through CO₂ Foam-Enhanced Oil Recovery : A Green Chemistry Perspective," *Engineering*, vol. 4, no. 3, pp. 336–342, 2018

Colombia Energía. 2019. Edición 15. [Fecha de consulta: 22 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.colombiaenergia.com.co/wp-content/uploads/2019/11/colombia_energia_edicion_15.pdf

COSTA, T.; GHENEIM, T. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio), ACIPET (Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos), Bogotá D.C, 2017

D.D.E.I. Electrica and TORRES, C. "Tecnologías de captura y secuestro de CO₂," 2008

DIAO, Y.F.; ZHENG, X.Y.; HE, B.S.; CHEN, C.H. and XU, X.C. "Experimental study on capturing CO₂ greenhouse gas by ammonia scrubbing," *Energy Convers. Manag.*, vol. 45, no. 13–14, pp. 2283–2296, 2004

DINCA, C.; SLAVU, N.; CORMOȘ, C.C. and BADEA, A. "CO₂capture from syngas generated by a biomass gasification power plant with chemical absorption process," Energy, vol. 149, pp. 925–936, 2018.

DINERO. Tasa representativa del mercado (TRM). Dólar abre la jornada por debajo de los 4.100. 20/3/2020. Disponible en: [https://www.dinero.com/Buscador?query=Tasa%20Representativa%20del%20Mercado%20\(TRM\)&post=dinero&limit=10&offset=0](https://www.dinero.com/Buscador?query=Tasa%20Representativa%20del%20Mercado%20(TRM)&post=dinero&limit=10&offset=0)

EIN.; LI, X.; DANOWSKI, R.T.; DAVIDSON, C.L.; LIU, S. and ZHA, Y. "Economic Evaluation on CO₂-EOR of Onshore Oil Fields in China," Int. J. Greenh. Gas Control, vol. 37, pp. 170–181, 2015

EOR, C. and Alberta, C. "Enhanced Oil Recovery Projects in Canada," pp. 2006–2007, 2007

FAN, L. "Chemical Looping Systems for Fossil Energy Conversion," 2010.

FATEM, M. I and SOHRABI, M. "Mechanistic study of enhanced oil recovery by gas,

FERGUSON, R.C.; NICHOLS, C.; VAN LEEUWEN, T. and KUUSKRAA, V.A. "Storing CO₂ with enhanced oil recovery," Energy Procedia, vol. 1, no. 1, pp. 1989–1996, 2009

FERNÁNDEZ SANTANA, Elina y GONZÁLEZ JIMÉNEZ, Georlando. Ingeniería Económica para Ingenieros Químicos. La Habana: El trébol, 2002. p.12

FERRÃO, P. and FOURNIER, J. "ScienceDirect ScienceDirect Investigation of integrated biomass pyrolysis and gasification process for green fuel production

Assessing the feasibility of using the heat temperature function Amornchai for a long-term district heat demand forecast,” *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 204–209, 2017

FIGUEIREDO, J.L. and MOULIJN, J.A. *Carbon and Coal Gasification*. 2012

Five Thirty-Eight by New York Times. 2019. <https://fivethirtyeight.com/>

FONT-PALMA, C. and DÍAZ, A.G. “ScienceDirect ScienceDirect Prospects for petcoke utilization with CO₂ capture in Mexico The 15th International Symposium on District Heating and Cooling Assessing the feasibility of using the heat demand-outdoor temperature function for a long-term dist,” *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 3517–3523, 2017

FOROOZESH, J. and JAMIOLAHMADY, M. “Journal of Petroleum Science and Engineering The physics of CO₂ transfer during carbonated water injection into oil reservoirs : From non-equilibrium core-scale physics to field-scale implication,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 166, no. March, pp. 798–805, 2018.

G.R. Documento and C. No, “TOMO I Elaborado por : Giancarlo Renzoni Elaborado Por : Giancarlo Renzoni,” no. 166, 2006

GÁMEZ, Nancy; COBO, Martha. Purificación de dióxido de carbono emitido en plantas de tratamiento de gas Ciencia en Desarrollo, Vol. 9 No. 2 ISSN 0121 - 7488, 2018

GLOBAL CCS INSTITUTE. [sitio web] 2021. [Fecha de consulta: 7 de febrero 2021]. Disponible en: <https://www.globalccsinstitute.com/about/>

GODEC, M. L.; RIESTENBERG, D. and CYPHERS, S. "Potential Issues and Costs Associated with Verifying CO₂ Storage during and after CO₂-EOR," *Energy Procedia*, vol. 114, no. November 2016, pp. 7399–7414, 2017

GODEC, M.L. "Global technology roadmap for ccs in industry - Sectoral Assessment CO₂ Enhanced Oil Recovery," p. 47, 2011

GRAY, D. and TOMLINSON, G. "Current and Future IGCC Technologies : Bituminous Coal to Power © M," no. 001000045, 2004

HATCHELL, D. and BENSON, S. "Examining the potential of immiscible CO₂ for gravity-assisted enhanced oil recovery and storage," *Energy Procedia*, vol. 114, no. November 2016, pp. 6980–6988, 2017.

HENDRIKS, C. Carbon dioxide removal from coal-fired power plants. 1994

HOLM, L.W., & JOSENDAL, V.A. "Study Shows Best Use of CO₂ as EOR Agent", *Oil and Gas Journal* (Oct. 22, 1984) 131 – 34

Mechanisms of Oil Displacement By Carbon Dioxide. Society of Petroleum Engineers. 1974, December 1.

HOSNA, S.; MASOUDI, R.; MOHD, I.; LIDIO, P. and ZITHA, J. "Journal of Petroleum Science and Engineering Foam assisted CO₂ -EOR: A review of concept , challenges , and future prospects," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 120, pp. 202–215, 2014

HU, R.; WAN, J.; KIM, Y. and TOKUNAGA, T.K. "International Journal of Greenhouse Gas Control Wettability effects on supercritical CO₂ – brine immiscible displacement during drainage : Pore-scale observation and 3D simulation," *Int. J. Greenh. Gas Control*, vol. 60, pp. 129–139, 2017

I. CENTRO DE INVESTIGACIÓN INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN EN CARBÓN, “Carbón, Diamante Colombiano,” p. 25, 2010

IEA, Syngas production from coal, IEA, 2010.https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P05-Coal-gasification-GS-gct-AD_gs.pdf

INGEOMINAS MINERCOL, “El Carbón Colombiano Recursos, Reservas y Calidad”, p 52, 72, 84, 93, 101, 107, 121, 217 2004

JENVEY, N. “Technological challenges for CO₂ - EOR CO₂ EOR :– A Mature Technology (onshore) Forecast of CCS costs & Carbon Price,” Group, 2009

JINLONG, J.; SHUXUN, S.; LIWEN, C. and SHIQI, L. “Characteristics of CO₂/supercritical CO₂ adsorption-induced swelling to anthracite: An experimental study,” *Fuel*, vol. 216, no. September 2017, pp. 639–647, 2018.

JU, Y. and LEE, C. “Evaluation of the energy efficiency of the shell coal gasification process by coal type,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 143, pp. 123–136, 2017

KAMALI, F. and HUSSAIN, F. “Journal of Petroleum Science and Engineering Field-scale simulation of CO₂ enhanced oil recovery and storage through SWAG injection using laboratory estimated relative permeabilities,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 156, no. April, pp. 396–407, 2017

KARIMAIE, H.; NAZARIAN, B.; AURDAL, T. and HELGE, P. “Simulation Study of CO₂ EOR and Storage Potential in a North Sea Reservoir,” *Energy Procedia*, vol. 114, no. November 2016, pp. 7018–7032, 2017

KOERTH, Maggie. Why Carbon Capture Hasn’t Saved Us From Climate Change Yet. [en línea]. [Fecha de consulta: 1 de diciembre de 2020]. Disponible en:

<https://fivethirtyeight.com/features/why-carbon-capture-hasnt-saved-us-from-climate-change-yet/>

KOOHESTANIAN, E.; SADEGHI, J.; MOHEBBI-KALHORI, D.; SHAHRAKI, F. and SAMIMI, A. "A novel process for CO₂ capture from the flue gases to produce urea and ammonia," *Energy*, vol. 144, pp. 279–285, 2018

KUMAR, S. and MANDAL, A. "Journal of Petroleum Science and Engineering A comprehensive review on chemically enhanced water alternating gas / CO₂ (CEWAG) injection for enhanced oil recovery," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 157, pp. 696–715, 2017.

KUUSKRAA, V.A. and INTERNATIONAL, A.R. "Storing Co₂ With ' Next Generation,'" *Production*, pp. 1–29, 2008

LA REPÚBLICA. El precio del petróleo escala a máximos de tres meses, el Brent pasó de US\$67. 26 de diciembre de 2019. Disponible en: <https://www.larepublica.co/globoeconomia/el-precio-del-petroleo-escala-a-maximos-de-tres-meses-el-brent-paso-los-us67-2947590>

LA REPÚBLICA. 2018. <https://www.larepublica.co/economia/punto-adicional-de-factor-de-recobro-agregaria-500-millones-de-barriles-2777665> Precio del carbón ha estado por debajo de US\$33 y eso no se veía desde 2004. Disponible en: <https://www.larepublica.co/empresas/precio-del-carbon-ha-estado-por-debajo-de-us33-y-eso-no-se-veia-desde-2004-301822>

LAN, C.; LYU, Q.; QIE, Y.; JIANG, M. LIU, X. and ZHANG, S. " vol. 666, no. June, pp. 174–180, 2018

LARIBI, S.; DUBOIS, L.; DE WEIRELD, G. and THOMAS, D. "Optimization of the Sour Compression Unit (SCU) process for CO₂ Purification Applied to Flue Gases Coming from Oxy-combustion Cement Industries," *Energy Procedia*, vol. 114, no. November 2016, pp. 458–470, 2017

LASALA, S.; CHIESA, P.; PRIVAT, R. and JAUBERT, J.N. "Sizing and operating units for the purification and compression of CO₂-based streams: The impact of thermodynamic model accuracy," *J. Supercrit. Fluids*, vol. 140, no. January, pp. 336–347, 2018

LEE, W. and YUN, R. "In-tube convective heat transfer characteristics of CO₂ mixtures in a pipeline," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 125, pp. 350–356, 2018.

LELAND, T.; BLANK, Anthony J. Tarquin, *Ingeniería Económica*, 4 edición, año 2000. p 152-154

LESTER, E.; CLOKE, M. The characterization of coals and their respective chars formed at 1300°C in a drop tube furnace. *Fuel*. 1999; 78:1645-58

LIU, Y. et al., "Displacement front behavior of near miscible CO₂ flooding in decane saturated synthetic sandstone cores revealed by magnetic resonance imaging," *Magn. Reson. Imaging*, vol. 37, pp. 171–178, 2017

LOA, M.; PROTOCOLO, E.; CAPTURE, C.; INTERGUBERNAMENTAL, E.P. and CLIM, C. "Captura y Secuestro de Carbono (CCS) una inyección arriesgada," pp. 1–4, 2004

M. I. T. E. Initiative, E. Geology, and T. A. Symposium, "Advanced Resources International, Inc. JAF2010_112.DOC July 14, 2010 1," *Processing*, no. April, pp. 1–24, 2010

MAHZARI, P.; TSOLIS, P.; SOHRABI, M.; ENEZI, S. YOUSEF, A.A. and EIDAN, A.A. "Carbonated water injection under reservoir conditions; in-situ WAG-type EOR," *Fuel*, vol. 217, no. June 2017, pp. 285–296, 2018.

MARIO, C. and MARIN, C. "“ Aplicación del níquel como catalizador en la gasificación de carbón ,”" 2007

MARTYNOV, S. and MAHGEREFTEH, H. "CO₂ Transportation for CCS," CO₂ PipeHaz, 2012

MCEWEN, M. and EDITOR, O. "EOR , carbon capture technologies could form excellent partnerships," pp. 11–12, 2006

METZ, B.; DAVIDSON, O. and DE CONINCK, H. "IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change," IPCC, Cambridge Univ. ..., 2005

MEYER, P. "Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO 2 EOR) Injection Well Technology Supporting," Am. Pet. Inst., p. 63, 2005

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA "El Carbón Colombiano, Recursos, Reservas y Calidad", Bogotá, 2004

MINISTERIO DE TRANSPORTE. 2011. Disponible en: www.mintransporte.gov.co

MOCELLIN, P.; VIANELLO, C.; MASCHIO, G. and BEZZO, F. "Economic optimisation of European supply chains for CO 2 capture, transport and sequestration , including societal risk analysis and risk mitigation measures," Appl. Energy, vol. 223, no. February, pp. 401–415, 2018

MONTERROSA BLANCO, Heidy. En el primer semestre, 164.000 barriles de Ecopetrol fueron producto de esta técnica. En: La República [en línea]. 3 de octubre de 2018. [Fecha de consulta: 15 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/punto-adicional-de-factor-de-recobro-agregaria-500-millones-de-barriles-2777665>.

MYRÉEN, L.; RÖNNLUND, I. and WESTERLUND, T. "Integration of SuperCritical Water Gasification (SCWG) in Pulp and Paper Production – A Feasibility Study of Integration Options," 2007

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. Model Overview. Disponible en: https://www.netl.doe.gov/projects/files/FENETLCO2TransportCostModel2018ModelOverview_050818.pdf

NETL, DOE, Disponible en: https://www.netl.doe.gov/projects/files/FENETLCO2TransportCostModel2018ModelOverview_050818.pdf

NICHOLAS, A.; AZZOLINA, et.al, "How Green is my oil? A detailed look at greenhouse gas accounting for CO₂- enhanced oil recovery (CO₂-EOR) sites", International Journal of Greenhouse Gas Control, vol 51, pp 369-379, 2016

OKEZUE, C. and KUVSHINOV, D. "ScienceDirect ScienceDirect Effect of Chemical Impurities on Centrifugal Machine Performance: Implications for International Compressor Sizing A CO on In 2 Transport Assessing the feasibility of using the heat demand-outdoor temperature function for a lo," Energy Procedia, vol. 142, pp. 3675–3682, 2017

ORÍO, R. "Almacenamiento geológico de CO₂," Aptura Y Alma, 2007

OTHMAN, F.; YU, M.; KAMALI, F. and HUSSAIN, F. "Journal of Natural Gas Science

and Engineering Fines migration during supercritical CO₂ injection in sandstone,” vol. 56, no. June, pp. 344–357, 2018.

Ozer, M., Basha, O. M., Stiegel, G., & Morsi, B. Effect of coal nature on the gasification process. Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies 2017 (pp. 257-304) doi:10.1016/B978-0-08-100167-7.00007-X

PARFOMAK, P.W. and FOLGER, P. “Carbon Dioxide (CO₂) Pipelines for Carbon Sequestration : Emerging Policy Issues Sequestration : Emerging Policy Issues,” 2008

PETROLERO, I. “ Inyección De Co₂ Como Método De Recuperación Mejorada ,” 2013.

Portafolio. Recobro mejorado, la apuesta para aumentar reservas petroleras. 4 de octubre de 2018. [Fecha de consulta: 15 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/recobro-mejorado-la-apuesta-para-aumentar-reservas-petroleras-521952>

Portafolio. Solo doce proyectos petroleros desarrollan recobro mejorado. 3 de octubre de 2018. [Fecha de consulta 15 de mayo de 2019]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/solo-doce-proyectos-petroleros-desarrollan-el-recobro-mejorado-521940>

Portafolio. Precios del petróleo se disparan este lunes. Marzo 02 de 2020. Disponible en: <https://www.portafolio.co/internacional/precios-del-petroleo-wti-brent-02-de-marzo-de-2020-538637>

PRAH, B. and YUN, R. “CO₂ hydrate slurry transportation in carbon capture and storage,” Appl. Therm. Eng., vol. 128, pp. 653–661, 2018

REN, I, D.; ZHANG, B.; EZEKIEL J., L.; and REN, S. "Chemical Engineering Research and Design CO₂-sensitive foams for mobility control and channeling blocking in enhanced WAG process," Chem. Eng. Res. Des., vol. 102, no. 66, pp. 234–243, 2015

REZNONI, Giancarlo. Documento and C. No, "TOMO I Elaborado por: no. 166, 2006

REVISTA DINERO. ¿Cómo pinta el panorama del petróleo para 2021? Febrero 12 de 2020. Disponible en: <https://www.dinero.com/pais/articulo/precios-del-petroleo-en-2021/307935>

REVISTA PORTAFOLIO. Dólar regresó a las ganancias y cerró con leve alza. Noviembre 10 de 2020. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/dolar-trm-hoy-precio-del-dolar-en-colombia-hoy-martes-10-de-noviembre-de-2020-546495>

REVISTA SEMANA. Carbón La Base de Todo, 2017. Pág. 23

RINCÓN, Kevin; ÁLVAREZ, Wilman. Estudio de Viabilidad Técnica y Financiera para la Selección e Implementación de la Tecnología de Separación de Agua en Fondo en Pozos Candidatos de un Campo de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (Ecopetrol S.A)., Bucaramanga, 2013, Universidad Industrial de Santander pág. 69

ROBAYO, Juan; RODRÍGUEZ, Lina. Evaluación Técnico-Financiera de las Operaciones de Perforación para la Disminución de los Tiempos no Productivos Durante los Viajes en los Pozos Seleccionados del Campo Castilla. Fundación Universidad de América, Ingeniería de Petróleos, 2016

ROBERT, C.; FERGUSON, R. C.; NICHOLS, C. Storing CO₂ with Enhanced Oil Recovery 1. pp 6-8, 2009

ROBERT, C.; FERGUSON, R. C.; NICHOLS, C.; VAN LEEUWEN, T. and KUUSKRAA, V.A. "Storing CO₂ with enhanced oil recovery," *Energy Procedia*, vol. 1, no. 1, pp. 1989–1996, 2009.

RODR, F. "Proyectos de Recuperación Mejorada de PEMEX EyP: Retos y Oportunidades," 2013

RODRÍGUEZ, Danissa; MÉNDEZ, Fabian. Evaluación económica del Piloto de Inyección Cíclica de CO₂ Campo Llanito de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (Ecopetrol S.A), Universidad Industrial de Santander, 2009, pág. 76, 77

ROY, P.; MORRIS, J.P.; WALSH, S.D.C.; IYER, J. and CARROLL, S. "International Journal of Greenhouse Gas Control Effect of thermal stress on wellbore integrity during CO₂ injection," *Int. J. Greenh. Gas Control*, vol. 77, no. June, pp. 14–26, 2018.

SHEN, Z. and SHENG, J.J. "Experimental and numerical study of permeability reduction caused by asphaltene precipitation and deposition during CO₂ huff and puff injection in Eagle Ford shale," *Fuel*, vol. 211, no. June 2017, pp. 432–445, 2018.

SHI, B.; XU, W.; WU, E. WU, W. and KUO, P.C. "Novel design of integrated gasification combined cycle (IGCC) power plants with CO₂ capture," *J. Clean. Prod.*, vol. 195, pp. 176–186, 2018.

SMOLIŃSKI, A. Coal char reactivity as a fuel selection criterion for coal-based hydrogenrich gas production in the process of steam gasification. *Energy Conversion and Management*. 2011; 52:37-45

SMOOT, L.D. and SMITH, P.J. Coal combustion and gasification. 1985

STATISTA. Comportamiento del Euro. Disponible en:
<https://es.statista.com/estadisticas/495607/tasa-de-inflacion-en-ue-y-eurozona/>
[statista.com/estadisticas/495607/tasa-de-inflacion-en-ue-y-eurozona/](https://es.statista.com/estadisticas/495607/tasa-de-inflacion-en-ue-y-eurozona/)

STOLTEN, D. and VIKTOR, Scherer, V. Process engineering for CCS power plants. Wiley-VCH, 2011

STOLTEN, Delf; SCHERER, Viktor. Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants, ISBN 978-3-527-33002-7 Tecnologías de captura y almacenamiento.”

SUN, Y.; *et.al.*, “Natural gas hydrate exploitation by CO₂ / H₂ continuous Injection-Production mode,” *Appl. Energy*, vol. 226, no. April, pp. 10–21, 2018.

SVENSSON, R.; ODENBERGER, M.; JOHNSON, F. and STRÖMBERG, L. “Transportation systems for CO₂- Application to carbon capture and storage,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 45, no. 15–16, pp. 2343–2353, 2004

TABER, J.J.; MARTIN, F.D. y SERIGHT, R.S.: “EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects,” *SPE Res. Eng.* (Agosto, 1997) 189-196.

TAN, Y.; NOOKUEA, W.; LI, H.; THORIN, E. and ZHAO, L. “Property impacts on performance of CO₂ pipeline transport,” *Energy Procedia*, vol. 75, no. 0, pp. 2261–2267, 2015

TOBERGTE, D.R. and CURTIS, S. Coal Gasification And Its Applications, vol. 53, no. 9. 2013

TOWARD, M. Transport Energy and CO₂ : Moving towards Sustainability. 2009

TRIBE, M.A.; ALPINE, R.L.W. "Scale economies and the "0.6 rule", Engineering Costs and Production Economics, Volume 10, Issue 1, March 1986, Pag. 271-27

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME. Carbón térmico. Caracterización y análisis de mercado internacional de minerales en el corto, mediano, y largo plazo con vigencia al año 2035. 4 de diciembre de 2018. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Datos/mercado-inter/Producto2_Carbon_Termico_FINAL_12Dic2018.pdf

UPME, "El Carbón Colombiano. Fuente de Energía para el mundo," Unidad Planeación Min. Energética, p. 26, 53, 2005

VALDÉS, Carlos; CHEJNE, Farid. Co-gasification of sub-bituminous coal with palm kernel shell in fluidized bed coupled to a ceramic industry process. Applied Thermal Engineering, vol. 107, pp.1201-1209, 2016.

Valora Analitik. 13 de noviembre de 2019. [Fecha de consulta: 5 de enero 2020]. Disponible en: <https://www.valoraanalitik.com/2019/11/13/campetrol-pide-a-petroleras-elevar-niveles-de-recobro-para-mejorar-reservas-de-colombia/>

VANN, A. and PARFOMAK, P.W. "Regulation of Carbon Dioxide (CO₂) Sequestration Pipelines : Jurisdictional Issues American Law Division Sequestration Pipelines : Jurisdictional Issues," 2008

VELANDIA, Tania. Predicción de un Proceso de Inyección de CO₂ Miscilbe en Yacimientos para un Sector del Área Lisama. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

WANG, F.; ZENG, X.; WANG, Y.; YU, J. and XU, G. "Characterization of coal char gasification with steam in a micro-fluidized bed reaction analyzer," vol. 141, pp. 2–8, 2016

WANG, R.; PENG, F.; SONG, K.; FENG, G. and GUO, Z. "Molecular dynamics study of interfacial properties in CO₂ enhanced oil recovery," *Fluid Phase Equilib.*, vol. 467, pp. 25–32, 2018

WANG, X.; VAN 'T VELD, K.; MARCY, P.; HUZURBAZAR, S. and ALVARADO, V. "Economic co-optimization of oil recovery and CO₂ sequestration," *Appl. Energy*, vol. 222, no. December 2017, pp. 132–147, 2018

WANG, Z.; YANG, S.; LEI, H.; YANG, M.; LI, L. and YANG, S. "Oil recovery performance and permeability reduction mechanisms in miscible CO₂ water-alternative-gas (WAG) injection after continuous CO₂ injection : An experimental investigation and modeling approach," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 150, no. June 2016, pp. 376–385, 2017.

WEI, N.; LI, X.; DAHOWSKI, R.T.; DAVIDSON, C.L.; LIU, S. and ZHA, Y. "Economic Evaluation on CO₂-EOR of Onshore Oil Fields in China," *Int. J. Greenh. Gas Control*, vol. 37, pp. 170–181, 2015

WONG MUÑOZ, Esteban. CEPCI June 2017 Issue. 2017.

WYLEN, Van. *Fundamentos de Termodinámica*. Limusa, 1999. p.68

XIAOFENG ZHANG, A.; HONGQIANG, Li.; LIFANG, Liu.; CHENGYING, Bai; SHUANG, Wang; JING, Zeng; XIAOBO, Liu; NIANPING, Li; GUOQIANG, Zhang. Thermodynamic and economic

XM. Precio de bolsa y escasez. Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>

XU, X. "Gasification characteristics of an activated carbon in supercritical water," vol. 35, no. 6, pp. 819–824, 1997

YAN, Y.; LI, C.; DONG, Z.; FANG, T.; SUN, B. and ZHANG, J. "Enhanced oil recovery mechanism of CO₂ water-alternating-gas injection in silica nanochannel," *Fuel*, vol. 190, pp. 253–259, 2017.

YAÑEZ, Edgar, et al. Exploring the Potential of Carbon Capture and Storage-Enhanced Oil Recovery as a Mitigation Strategy in the Colombian Oil Industry. *Electronic Journal of Greenhouse Gas Control* [en línea]. Marzo 2020, vol 94, 102938 [Consultado 10 septiembre 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583619306619>

ZHANG, N.; WEI, M. and BAI, B. "Statistical and analytical review of worldwide CO₂ immiscible field applications," *Fuel*, vol. 220, no. February, pp. 89–100, 2018

ZHANG, X. et al., "Thermodynamic and economic analysis of biomass partial gasification process," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 129, pp. 410–420, 2018

ZHANG, Z.X.; WANG, G.X.; MASSAROTTO, P. and RUDOLPH, V. "Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration," vol. 47, no. December 2004, pp. 702–715, 2006

ZULOAGA, P.; YU, W.; MIAO, J. and SEPEHRNOORI, K. "Performance evaluation of CO₂ Huff-n-Puff and continuous CO₂ injection in tight oil reservoirs," *Energy*, vol. 134, pp. 181–192, 2017.