

FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DEL CO₂ DE LA GERENCIA COMPLEJO DE BARRANCABERMEJA EN EL RECOBRO TERCIARIO DE PETRÓLEO DE LOS CAMPOS YARIGUÍ-CANTAGALLO Y SAN SILVESTRE, GALA, LLANTO

Jorge Andrés Sáchica Avila, Yenny Adriana Niño Fuentes.

Fundación Universidad América



Investigación desarrollada en convenio entre la Fundación Universidad América y el Instituto Colombiano del Petróleo, dirigida por los ingenieros de petróleos:



Ø Luis Arturo Rincón Casas. (Universidad de América). Juan Eduardo Rivera de la Ossa. (Instituto Colombiano del Petróleo)

INTRODUCCIÓN

El uso de combustibles motor del desarrollo, introduce a la atmósfera grandes cantidades de CO₂, que afecta el balance natural de energía y genera un sobrecalentamiento de la atmósfera. Por su largo tiempo de vida, una molécula emitida en cualquier parte del mundo afecta todo el planeta. La necesidad de solucionar este problema llevó a la firma de la Convención Marco de Cambio Climático y el Protocolo de Kioto. La necesidad de cumplir los requerimientos ambientales y reducir el impacto de sus efluentes, hace necesario la operación de plantas.

El CO₂ dispone de un nivel de suciedad alto y conlleva a utilizar equipo de limpieza y conversión (CO-CO₂), incrementando los costos de purificación. El combustible influye en las impurezas y calidad del CO₂. De 1 MPCD de gas natural y gas combustible, se produce 0,864 MPCD de CO₂, con un contenido menor de impurezas en comparación al generado por combustión de fuel oil; de 1 Bbl / Día de este combustible, se producen 0,3685 TON / Día de CO₂, con un alto contenido de nitrógeno y oxígeno.

Figura 1. Captura de CO₂ para recuperación de petróleo.



Fuente. Flue gas CO₂ recovery process. Ref. 13.

En Colombia el método de recuperación secundaria más común, es el de utilizar agua como fluido desplazante, es el proceso más económico sin ser el de mayor eficiencia, lo que ha generado inquietud a cerca de la utilización de otros métodos.

El uso del CO₂ es una alternativa que ha sido sometida a intensa investigación; en el Valle Medio del Magdalena, se tiene expectativa por la viabilidad de su uso. El Instituto Colombiano del Petróleo ha analizado la compatibilidad del CO₂ en esta cuenca, los resultados con ventajas significativas en producción hacen una recomendación general "determinar la disponibilidad de CO₂ en la GCB".

METODOLOGÍA

El desarrollo de la investigación se compone de cuatro partes: un diseño conceptual de una planta para tratamiento de gases de combustión, la aplicación del gas en dos campos representativos de la cuenca, y por último la incidencia ambiental y económica del proyecto.

Ø Primero, describir las fuentes de CO₂ cercanas al Valle Medio del Magdalena, analizando las emisiones de la GCB propiedad de Ecopetrol S.A., para determinar su disponibilidad real y a su vez discernir tecnologías para su recolección, tratamiento, y transporte.

Fuentes de CO₂. A escala industrial se tienen: gases efluentes de unidades refinadoras de petróleo y gases de combustión; gases efluentes al calcinar calizas (plantas de cementos), al generar electricidad (termoeléctricas), y los yacimientos naturales junto con los gases de la separación de crudos con alto contenido de CO₂.

Con las impurezas de los gases de las plantas de cementos, el mayor potencial de la GCB frente a las termoeléctricas, y su ubicación en la cuenca de hidrocarburos más antigua del país, convierten esta fuente como la de mayor oportunidades para la captura de sus gases.

Recuperación de CO₂ en la GCB. Las plantas y equipos asociados a la emisión de CO₂ son: generación de hidrógeno, planta de parafinas, turboexpander, unidades de ruptura catalítica (URC), hornos y calderas.

El alto nivel de pureza de CO₂ de las plantas de hidrógeno, parafinas y turboexpander, se debe al desarrollo de sus funciones.

En la planta turboexpander el gas natural es sometido a la separación del metano y etano. El gas (materia prima) es purificado con MEA ó DEA. En los regeneradores de las unidades de ruptura catalítica (URC), hornos y calderas, se emiten cerca de 1000 MPCD de gases de combustión.

Potencial de recuperación de CO₂ de la GCB

Las plantas y equipos que emiten CO₂ en la GCB se clasifican en tres grupos de acuerdo a la afinidad de sus gases;

Ø "de combustión", emitidos por calderas y hornos, (72 equipos) y regeneradores de URC, (4 unidades), alcanzando 120 MPCD. Esta cantidad debe ser capturada de 1000 MPCD de gases de chimenea.

Ø Gases de subproducto, emitidos por las plantas de parafinas e hidrógeno, su potencial alcanza 200 TON/Día donde 20 son utilizadas en la neutralización de aguas residuales. Este CO₂ no necesita purificación, su nivel es de pureza técnico (> 90%).

Ø Gases residuales, emitidos por la planta turboexpander, con una pureza superior al 90% con una cantidad de emisión de 50 TON/Día.

Tabla 1. Características fisicoquímicas, gases de combustión de la GCB.

Condiciones y características fisicoquímicas.	Hornos y calderas	FUENTES				
		Regeneradores de catalizadores				
		ORTHOFLOW	MODELO IV	URC LUOP I	URC LUOP II	
PRESIÓN PSIG	5	8	8	12	8	
TEMPERATURA °F	356 - 1580	1082	1150	630	1340	
Composición % volumen	CO ₂	12	13.4	14.3	14	14
	O ₂	2	3.3	2.15	2.9	3.5
	N ₂	77		82	82	83
	CO (ppm)	82000	2144	1977	5	100
	NOx (ppm)	141		40	100	
	SO ₂ (ppm)	828	1337	376	1000	
POTENCIAL DE FLUJO POR FUENTE	TON/DÍA	4200	374	345	480	843
	MPCE/DÍA	79.38	7.07	6.52	9.07	15.93
POTENCIAL DE FLUJO POR FUNCIÓN	TON/DÍA	4200	2042			
	MPCE/DÍA	79.38	38.59			
POTENCIAL DE FLUJO POR GRUPO	TON/DÍA	6242				
	MPCE/DÍA	117.97				

Fuente. Neutralización a aguas residuales. Organizado por los autores.

Se optó por diseñar una planta con capacidad para tratar 1000 MPCD de gases de chimenea para producir 120 MPCD de CO₂.

Solventes y procesos para recuperación de CO₂ de gases de chimenea (post-combustión).

De diversos sistemas se identificó el más adecuado para su diseño. Dentro de las técnicas se definen 5 procesos generales. Solventes químicos, Solventes físicos, Procesos de lecho seco, Proceso criogénico, Procesos con membranas.

Selección del proceso ideal. Este criterio depende de la producción (flujo + presión), y de la composición del gas de salida (CO₂ + impurezas). Otro factor son los costos, aunque dependen de las anteriores variables.

Los gases producto de la combustión tienen un tratamiento complejo debido al contenido mínimo de CO₂.

Tabla 2. Características fisicoquímicas, gases residuales y subproducto.

Condiciones y características fisicoquímicas.	FUENTES			
	Generación de hidrógeno		Purificación de gas de campos	
	BALANCE (UNIBON)	PARAFINAS	Turboexpander	
PRESIÓN PSIG	5.5	6	5	
TEMPERATURA °F	135	130	140	
Composición % volumen	CO ₂	92.9	97.45	96.8
	CH ₄	0.89	0.03	2.2
	C ₂		0.01	0.15
	O ₂		0.25	0.3
	N ₂	0.48	0.77	0.58
	CO (ppm)	51	140	100
	H ₂	57	1.5	
Humedad	Saturación	Saturación	Saturación	
POTENCIAL DE FLUJO POR FUENTE	TONDÍA	140	60	50
	MPCE/DÍA	2.65	1.13	0.95
POTENCIAL DE FLUJO POR FUNCIÓN	TONDÍA	140	60	50
	MPCE/DÍA	2.65	1.13	0.95
POTENCIAL DE FLUJO POR GRUPO	TONDÍA	200		50
	MPCE/DÍA	3.78		0.95

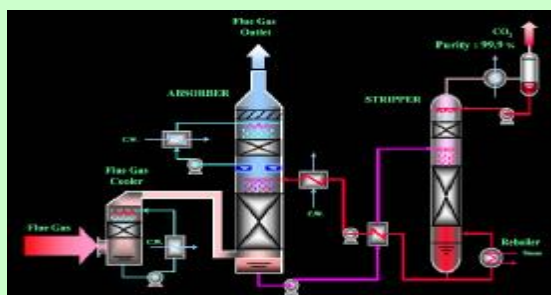
Fuente. Neutralización de aguas residuales. Organizado por los autores.

Las características del sistema son: gran volumen de emisión, bajas presiones de operación y la localización física de las fuentes.

Los gases de combustión presentan una mínima presión de salida y elevadas temperaturas, alto contenido de N₂, y CO. El proceso de aminas utilizando MEA, tiene el más alto coeficiente de transferencia de masa, con la desventaja de requerir de vapor, ser corrosivo y reaccionar con COS y SO₂. Sus ventajas desarrolladas con experiencias industriales permiten su aplicación a grandes corrientes, implicando grandes equipos, pero eficientes y versátiles en la eliminación de impurezas. En la reunión Europea anual de procesos de gas del 2002, se seleccionó la amina como el proceso conveniente para capturar CO₂ de estos gases, posteriormente expertos diseñaron dos tipos de amina aplicables a las condiciones del proceso (Econamine en Europa y "Sterically Hindered Amine" en Japón).

El esquema completo de la planta se compone de una unidad de recolección, enfriamiento y limpieza, compuesta por un proceso de desoxidación catalítica, para eliminación de CO y O₂, un proceso Canslov y un proceso de Reducción Catalítica Selectiva, para eliminación de SOx y NOx respectivamente. Una unidad de purificación y una unidad de compresión y transporte.

Figura 3. Esquema simplificado del proceso de recobro de CO₂.



Fuente. Flue gas CO₂ recovery process. Ref. 11.

Ø Segundo, con el método de Koval, se predice el comportamiento del CO₂ en una inyección miscible continua, en los campos Yariquí Cantagallo y Llanito.

Inyección de CO₂, análisis técnico. Con las ventajas del CO₂ y la cercanía de los campos Yariquí Cantagallo (20 Km) y Llanito (8 Km) a la fuente de disposición de CO₂ (GCB) hace pensar que este, es un proceso aplicable y debe ser analizado técnica y económicamente.

Al observar las aplicaciones del CO₂, se concluye que para un proceso miscible con los crudos de los campos señalados, aunque no reúnan las características óptimas, existen factores que lo hacen favorable (continuidad de la arena, espesor neto, y volumen de reservas remanentes). Para describir un comportamiento completo, se plantearon dos análisis, un piloto para un sector específico, y un modelo para una inundación a gran escala.

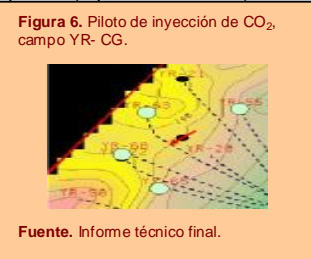
Descripción del modelo. Diseñado para calcular una inundación miscible inestable con CO₂, inyectando agua durante el llenado para llenar el espacio ocupado por el gas presente en el yacimiento.

Algunas experiencias han demostrado obtener mejores resultados de recobro de petróleo cuando previamente se inyecta agua en una zona que va a ser inundada misciblemente con CO₂.

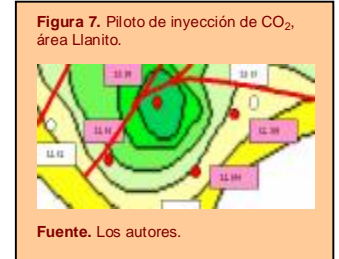
Las razones: porque el agua crea barreras de flujo en zonas de alta permeabilidad, por donde el CO₂ se canaliza, aumentando la eficiencia volumétrica al frenar el rápido irrupimiento de CO₂ en los pozos productores. Al existir mayor contacto volumétrico, una mayor cantidad de petróleo entra en miscibilidad y por ende incrementa su recobro. En los periodos llenado-irrupimiento, y después del irrupimiento se inyecta CO₂ hasta un número de volúmenes porosos seleccionado.

Se optó como modelo matemático base el factor K, con el procedimiento de Buckley-Leverett y el método de las correlaciones

Buckey and Leverett se implementa en la etapa de llenado con agua. Con una configuración geométrica se realizó la distribución areal para determinar el volumen de petróleo producido en el área patrón (5 puntos invertido).



Fuente. Informe técnico final.



Fuente. Los autores.

En el campo Yariquí Cantagallo las arenas Cantagallo del bloque V aportaron el 72% de la producción del campo, cifra que indica su alto potencial. A junio del 2004 el bloque V ha producido 135.38 MBIs, de los cuales 119.22 MBIs, se produjeron de estas arenas. El promedio de producción por pozo es cercano a 4300 BOPD (WCUT 25%, GOR 200 SCF/BI). Por las características estáticas y dinámicas, las arenas Cantagallo del bloque V, tiene las mayores oportunidades para emplear CO₂ de forma miscible continua.

Los mayores espesores del sector Llanito – Gala, se presentan en las "arenas B y C". El mayor contenido de arcilla (18 al 36%) se presenta en las arenas B. Se afirma sobre registros GR y SP, que las arenas de la zona B son más sucias que las arenas de la zona C; las primeras presentan más láminas de arcilla, mientras que las últimas presentan paquetes de arenas mejor definidos.

Las características de las arenas C del campo Llanito y sus propiedades de roca y fluido, tienen ventajas sobre otros sectores para aplicar una inyección miscible continua con CO₂.

Pilotos de inyección. Para la zona de inyección de CO₂ en Yariquí Cantagallo, se tomó el sector norte del bloque V por las características anteriormente señaladas. Los pozos productores evaluados para el patrón son YR- 68, 63, 55 y 65; se debe perforar un pozo inyector central para completar el modelo.

Para la ubicación del patrón se tuvieron en cuenta, la cercanía a la planta de reinyección de aguas producidas, que los pozos estén produciendo en su mayoría de arenas Cantagallo, y los mapas de petróleo remanente, y el desarrollo y continuidad de las arenas.

Para observar el comportamiento de la inyección de CO₂ en el campo Llanito, se escogió el bloque VII por contener en toda su extensión las arenas C, por una mayor facilidad geométrica para efectuar el patrón y una menor producción de agua. Los pozos que componen el patrón piloto son: "Llanito 18, 91, 103 y 104.

Inyección a gran escala. Para Yariquí Cantagallo, la zona de inyección a gran escala comprende la formación La Paz, arenas Cantagallo consideradas como yacimiento principal del campo.

El bloque V del campo contiene estas arenas en toda su extensión. En este campo de 64 pozos perforados en el bloque V, 40 producen actualmente de las arenas CG, de estos, 37 se acomodan a patrones de 5 puntos invertidos. El número de pozos inyectoros es un factor importante, ya que la magnitud del área, afecta el tiempo del proceso.

La zona de inyección para el campo Llanito comprende las arenas C. Estas arenas se presentan al norte y al sur del área, su mejor desarrollo se encuentra en los bloques II y VII del campo Llanito. El bloque II contiene el área más extensa del campo con 19 pozos que producen de esta zona, el bloque VII presenta un área menor con 6 pozos productores; a pesar que el bloque VII presenta mejores expectativas de producción que el bloque II, este último comprende un área mayor aplicable un proceso a gran escala.

De los 19 pozos que han producido de esta zona, 6 son productores actuales. Para determinar los requerimientos se asumen 23 pozos inyectoros en Yariguí Cantagallo (bloque V) y 4 en Llanito (bloque II) con un caudal constante durante el proceso. Para los requerimientos que demandan, es necesaria la búsqueda y la utilización de otras fuentes. Todos los resultados de los modelos se aprecian en la tabla final.

Ø Tercero, con base en una planta para tratar gases de combustión, se analizan las emisiones anteriores y posteriores a su construcción, determinando la mitigación de la contaminación del sector.

Impacto ambiental de las emisiones de CO₂.

Según el IDEAM, en Colombia, en un año se emiten 60 MTON de gases de efecto invernadero; el CO₂ representa el 88 %. La política ambiental inició en Colombia con la ley 99 de 1993 (MMA, SINA, CAR), influenciada por la declaración de Río en junio de 1992. El protocolo de Kioto adoptado el 11 de diciembre de 1997, compromete a los firmantes a alcanzar la limitación de emisiones elaborando políticas de acuerdo a sus circunstancias nacionales.

En la GCB se emiten 6242 TON diarias de CO₂, principal precursor del cambio climático, 2881 TON de CO que afecta al ser humano, 1154 TON de O₂ oxidante y 36737 TON de N₂, 5.4 TON de NOx y 37 TON de SO₂ precursores de acidificación. Estos causan un daño irreversible, por ejemplo: el superdesarrollo desproporcionado de la flora, agotando el oxígeno e impidiendo la supervivencia de la fauna, disminuyendo el volumen de los cuerpos de agua al ser desplazados por la flora.

Este efecto negativo es denominado eutroficación, y afecta la ciénaga de Miramar en B/bermeja por los desechos de la refinera. La construcción de la planta, se ve motivada por la reducción de emisiones de CO₂, y a su vez las emisiones de SOx y NOx, sin embargo, se emitirían una serie de desperdicios de corrientes durante su operación.

La planta produce 0.6 MTON por año de CO₂, que deben ser recolectadas junto con los demás gases de chimenea; 8 MTON diarias de vapor de agua que deben ser mitigadas con arrastre de aire u otra técnica; sólidos disueltos en agua por la utilización de aminas y solventes de limpieza y purificación, que deben ser correctamente recirculadas ó desechadas; 0.6 TON diarias de azufre que son enviadas a la respectiva planta creada para este propósito.

La construcción de una planta de remoción de CO₂ demanda cuidados especiales con sus efluentes; con una producción limpia, se tendrían beneficios para el sector. (Disminución en emisión de gases de combustión del 90 %)

Ø Cuarto. El análisis financiero se compone de:

Ø Un análisis para la planta de tratamiento de los 1000 MPC de gases de chimenea, para obtener 120 MPC de CO₂.

Ø Dos, un análisis para la unidad de recolección, licuefacción y compresión de 4.35 MPCD de CO₂ a disposición en la GCB.

Ø Un análisis para los pilotos de inyección de CO₂ aplicado en un proceso de inyección miscible continua. Variables:

Planta para tratamiento de CO₂. Capacidad de producción 120 MPC. A partir del 2do año produce con su capacidad completa. El tiempo de vida es de 10 años.

Unidad de recolección y licuefacción de CO₂. Se recolectarían 4.35 MPCD de CO₂ a disposición que no requiere de tratamiento de purificación. La inversión retorna al cuarto año.

Pilotos de inyección de CO₂. Dependen de la producción incremental (método de recuperación). Se tienen en cuenta regalías, el sistema de inyección y las facilidades de producción que tienen una inversión de MUSD 1.8 y MUSD 2.3 respectivamente.

Tabla 6. Resultados de los modelos piloto e inyección a gran escala de CO₂ en los campos Yariguí Cantagallo, y Llanito.

CARACTERÍSTICAS, PROPIEDADES Y RESULTADOS			PILOTO DE INYECCIÓN DE CO ₂		INYECCIÓN DE CO ₂ A GRAN ESCALA		FUENTE O METODO UTILIZADO	
CAMPO			YARIGUI CANTAGALLO	LLANITO	YARIGUI CANTAGALLO	LLANITO	Para los cálculos de MMP se emplearon los métodos: Holm and Josendal, Yelling and Metcalfe, Alston, Sebastian, para CO ₂ puro y con impurezas.	
ZONA			ARENAS CANTAGALLO	ARENAS C	ARENAS CANTAGALLO	ARENAS C		
BLOQUE			V	VII	V	II		
MÍNIMA PRESIÓN DE MISCIBILIDAD	psia		1630 - 3015	2240 - 2487	1630 - 3015	2240 - 2487	Para caudal de agua, James L. & Bush, Donald P. Helander, de APCO OIL CORP. En Oklahoma city, U. Of Toula, llamado "Empirical Prediction of Recovery Rate in Waterflooding Depleted Sands". Para caudal de CO ₂ "Curso básico sobre recobro térmico de crudos pesados por inyección de vapor". L.F. Pulido. Texas Petroleum Company, Colombian Division, 1978".	
NUMERO DE POZOS INYECTORES	N.		(1)	(1)	23	4		
VOLUMEN	Acre - pies		10800	2450	400000	22050		
ESPESOR	Pies		380	35	300	30		
VISCOSIDAD (OIL)	cp		22.3	16.113	22.3	16.113		
VISCOSIDAD (OIL) @ MMP	cp		13	13.442	13	13.442		
SATURACIÓN ACTUAL DE AGUA	%		37	47	37	47		
FACTOR DE HETEROGENEIDAD	FACTOR		7.77	12.6	7.77	12.6		
PETRÓLEO ORIGINAL	MBIs		10	1.9	360	17		
PETRÓLEO PRODUCIDO	MBIs		2.82	0.256	64	2.8		
CAUDAL DE AGUA	Bls/día		4500	3000	4500	3000		
CAUDAL DE CO ₂ (A COND. DE INYECCIÓN)	PC/día		90000	50000	190000	100000		
TIEMPO AL LLENADO	Días		700	20	500	200		
VOLUMENES POROSOS DE CO ₂ A INYECTAR	N.		3	3	3	5		
TIEMPO TOTAL DE INYECCIÓN	Años		6	8	7	3		
RECUPERACIÓN PRIMARIA ÚLTIMA ESPERADA	MBIs		3.2	0.26	73	2.8		
PETROLEO INCREMENTAL	MBIs		2.46	0.51	111	5.17		
FACTOR DE RECOBRO FINAL	%		56	42	51	44		
REQUERIMIENTO DIARIO DE CO ₂	MPC		39	19	1725	120		
REQUERIMIENTO TOTAL PARA EL PROYECTO	MPC		86000	18200	2 BILLON(US)	123000		
ANÁLISIS FINANCIERO								
PLANTA PARA EL TRATAMIENTO DE LOS GASES DE CHIMENEA								
INVERSIÓN	MUSD	400	INTERÉS DE OPORTUNIDAD	%	15	TIR	%	15
COSTOS DE OPERACIÓN	MUSD/ANO	12.7	VPN	USD	0	TVR	%	20
COSTO DE PRODUCCIÓN DEL CO ₂	USD / KPC	0.3	IMPUESTO DE RENTA	%	35	RELACIÓN COSTO BENEFICIO	USD	1.55
COSTO DE VENTA DEL CO ₂	USD / KPC	2.4	PAY OUT	ANOS		PAY OUT	ANOS	6
UNIDAD DE RECOLECCIÓN, LICUEFACCIÓN Y COMPRESIÓN DE CO₂								
INVERSIÓN	MUSD	2.4	VPN	KUSD	990	TIR	%	24.5
COSTO DE RECOLECTAR CO ₂	USD / KPC	2.5	INTERÉS DE OPORTUNIDAD	%	15	TVR	%	26.4
IMPUESTO DE RENTA	%	35	PAY OUT	ANOS	4	RELACIÓN COSTO BENEFICIO	USD	2.58
PILOTOS DE INYECCIÓN DE CO₂								
YARIGUI CANTAGALLO					LLANITO			
INVERSIÓN	MUSD	5	VPN	MUSD	16.2	INVERSIÓN	MUSD	4.9
REQUERIMIENTO DE CO ₂	MPC/ ANO	18000	TIR	%	90	REQUERIMIENTO DE CO ₂	MPC/ANO	9700
IMPUESTO DE RENTA	%	35	TVR	%	18	IMPUESTO DE RENTA	%	35
INTERÉS DE OPORTUNIDAD	%	15	COSTO/BENEFICIO	USD	1.3	INTERÉS DE OPORTUNIDAD	%	15
PAY OUT	ANOS	2				PAY OUT	ANOS	1

Fuente. Los autores.

CONCLUSIONES

El volumen de CO₂ puro técnicamente a disposición en la GCB es de 4.35 MPCD gaseosos a condiciones estándar, equivalentes a 1400 Barriles líquidos diarios. Este volumen no satisface los requerimientos de un proceso miscible.

El volumen a disposición (4.35 MPCD), a presiones de inyección menores de 1000 psi es equivalente a 20000 PCD, por lo que sería útil en aplicaciones a bajas presiones, en zonas con bajos espesores a barrer, ó en aplicaciones alternadas con agua.

La GCB emite 1000 MPCD de gases de chimenea, que pueden ser tratados con un proceso con aminas con el fin de recuperar 120 MPCD de CO₂, con un nivel de pureza petroquímico.

Una planta completa para el tratamiento de los gases de combustión, con capacidad para producir 120 MPCD equivalentes a 6000 TON/día de CO₂ con un nivel de pureza petroquímico (>99%) requiere de una inversión de MUSD 400.

La eficiencia de remoción de gases ácidos, depende del diseño del equipo, de la calidad de la combustión, y del buen manejo que se le dé al solvente.

La planta para recuperación de CO₂ de gases de chimenea mitigaría las emisiones de este gas en un 96%, sin embargo, su construcción debe ir ligada a una producción limpia.

Para las condiciones que demandan los campos en estudio (volumen requerido y distancia "campo – fuente"), la mejor forma de transportar CO₂ es por carro tanque es estado criogénico.

De acuerdo al análisis de sensibilidad, el precio de venta del CO₂ en la planta para tratamiento de gases de combustión es de USD 0.3 por cada mil pies cúbicos, y el costo de producción es de USD 2.4 por cada mil pies cúbicos.

El total de las inversiones para el desarrollo de los pilotos de inyección de CO₂ son de MUSD 5.036 para Yariguí Cantagallo y de MUSD 4.957 para Llanito, discriminado de los costos de perforación de un pozo inyector, del sistema de inyección y de las facilidades de producción.

El desarrollo de los pilotos de inyección miscible continua con CO₂ para los campos Yariguí Cantagallo y Llanito, aportaría un factor de recobro incremental del 24 % y 28 % respectivamente para cada campo.

Del análisis financiero, con las variables del crudo y de acuerdo a la producción incremental, se obtienen resultados satisfactorios para el piloto de inyección de CO₂ del campo Yariguí Cantagallo hasta el sexto año y para el piloto del campo Llanito hasta el segundo año.

La presión de miscibilidad se alcanza más rápido utilizando CO₂ con una pureza del 99% que con CO₂ con una pureza del 96%.

El valor de 3015 psia, es el valor máximo de presión de miscibilidad para las arenas Cantagallo del bloque V del campo Yariguí Cantagallo, fundamentado en el método de Yelling. Los demás valores de las demás correlaciones oscilan entre 1500 a 1650 psia.

El valor de 2487 psia, es el valor máximo de presión de miscibilidad para la zona C del campo Llanito, fundamentado en el método de "Sebastian" que determina ésta en función del gas a inyectar; los demás valores oscilan entre 1738 a 2279 psia.

Al comparar el requerimiento de CO₂ por barril de petróleo recuperado, entre los pilotos de los campos Yariguí Cantagallo y Llanito, se define un mejor desarrollo del proceso para el primer campo mencionado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGENCIA CANADIENSE PARA EL DESARROLLO INTERNACIONAL. (2001) *Propuesta de mitigación de gases de efecto invernadero en centrales térmicas en El Salvador*. Proyecto ACIDI910/18255. El Salvador.
2. Aldana, G., Arai, R., Elliot, D. G. (1990). *An evaluation of sources of CO₂ for EOR in Venezuela*. Caracas, Venezuela. Intervp S.A.
3. Bernal, G. María. (1990). *Evaluación de los yacimientos del área Gala Llanito*. Bogotá D. C. Ecopetrol S.A.
4. Bueno, R. (2002). *Caracterización petrofísica de los campos Llanito – Gala. Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia*. Bogotá D. C. Ecopetrol S.A.
5. Cáceres, C. Humberto. (1982). *Revaluación geológica de la estructura Cantagallo Yariguí*. Informe geológico No. 856. Bogotá D. C. Departamento de Geología, Ecopetrol S.A.
6. _____, (1976) *Posibilidades de desarrollo adicional en el campo Yariguí-Cantagallo*. Informe geológico No. 517, Bogotá D.C. Departamento de Geología, Ecopetrol S.A..
7. Cortés, I. & Sarmiento, G. (2002) *Aplicación de redes neuronales en la identificación de arenas petrolíferas en el sector productivo Lanito – Gala – Galán*. Bogotá D. C. Universidad de América.
8. Daguer E., Alejandro. (1980) *Estudio preliminar sobre posibilidad de utilizar CO₂ residual del Complejo Industrial de Barrancabermeja para recuperación terciaria de crudo*. Bogotá D.C., Ecopetrol S.A.
9. Florez, A. Alberto. (1993) *Evaluación inyección cíclica de CO₂ campo Galán – San Silvestre*. Bogotá D.C. Ecopetrol S.A. División de Yacimientos.
10. IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología, y Estudios Ambientales. (1999) *Inventario nacional de fuentes de gases de efecto invernadero*. Bogotá D.C. República de Colombia. Ministerio del Medio Ambiente.
11. Garzón M. Alfred Yesid. (1992) *"Piloto de inyección de CO₂ campo Yariguí Cantagallo*. Bogotá D.C. Universidad de América.
12. Green W. Don, & Willhite P. (2003) *Enhanced oil recovery*. Richardson, Texas. Society of Petroleum Engineers.
13. Iijima, M., and Kamijo, T. (2002) *Flue gas CO₂ recovery and compression cost study for CO₂ enhanced oil recovery*. Mitsubishi heavy industries Ltd.
14. Navarro M. Ismael, Ricón Casas, Luis J. A. (1976) *Revaluación de reservas y desarrollo adicional del campo Yariguí Cantagallo*. Bogotá D.C. Ecopetrol S.A. Departamento de Yacimientos y Producción.
15. Nieto J. Enrique. (2002) *Informe técnico final y estudio del campo Yariguí Cantagallo*. Bogotá D.C. Ecopetrol S.A., División de Yacimientos.
16. Parra, P. Hector Rafael. (1993) *Estudio del uso del CO₂ en la recuperación secundaria mejorada*. Bogotá D.C. Empresa Colombiana de Petróleos.
17. Rincón Casas Luis J. A., López D., Castillo L., Nieto J., y Ardila J. (1991) *Evaluación de la geología de producción para el bloque V del campo Yariguí Cantagallo*. Bogotá D.C. Ecopetrol S.A.
18. Serrano Camacho, Ciro. (1997) *Petróleo y medio ambiente*. Bogotá D.C. Ecopetrol S.A.
19. Simmonds M., Hurst P., Wilkinson M. B., Watt, C., Roberts C. A. (2002) *Amine based CO₂ capture from flue gas. Gas Processors Association Europe*. Annual meeting.
20. Tápias D., Marco. (1997) *Obtención de gas carbónico a partir de gases de combustión en calderas*. Bogotá D.C. Cervecería Bavaria.