

**PLAN DE ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICIÓN DE CO₂ EN LA PLANTA
DE TRATAMIENTO DE GAS EN CUSIANA**

AUTORES

FLAMINIO ALVAREZ GUEVARA

MAURICIO ALEXANDER NIÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

**PLAN DE ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICIÓN DE CO₂ EN LA PLANTA
DE TRATAMIENTO DE GAS EN CUSIANA**

FLAMINIO ALVAREZ GUEVARA

MAURICIO ALEXANDER NIÑO CHAPARRO

**Trabajo de Grado para optar al Título de
Especialista en Ingeniería del gas**

Director

LUIS ELÍAS YAÑEZ FERNÁNDEZ

Ingeniero Químico

Especialista en Gerencia del Recurso Energético

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a Dios que me ha dado la vida y la fortaleza para terminar esta especialización.

A mi familia por su apoyo incondicional que siempre me han brindado a mi querida hija, que con su alegría me contagió de esperanza y de energías.

A mí querida esposa por su amor y acompañamiento,

A mi señora madre por llevarme siempre en sus oraciones

A mi padre (Q.E.D.P) que durante toda su vida fue ejemplo de rectitud y trabajo.

Mauricio Alexander Niño Chaparro

A mi esposa Constanza por su apoyo y ayuda.

A mi hijo John Jairo

A mis nietas María Fernanda y Sara Sofía.

Al todo poderoso por permitirme conseguir este logro.

A mis padres (Q.E.P.D) que siempre me han acompañado.

Flaminio Alvarez Guevara

AGRADECIMIENTOS

Deseamos expresar nuestros agradecimientos a:

- La empresa Equion Energía Limited, por su colaboración y apoyo financiero del programa beneficio educativo y por facilitarnos la información para el desarrollo de la presente monografía.
- Ing. Elías Yañez, Director de la monografía, por su soporte y colaboración durante las etapas del proyecto
- A los profesores de la especialización por su esfuerzo y dedicación para ayudarnos a mejorar nuestras competencias.
- A nuestros compañeros de estudio por su excelente compañerismo y trabajo en equipo.
- A nuestras familias por la comprensión y el apoyo para obtener este logro.

Flaminio Alvarez Guevara & Mauricio Alexander Niño Chaparro

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION.....	18
1. OBJETIVOS	19
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2. JUSTIFICACIÓN	20
3. METODOLOGÍA.....	21
4. MARCO TEÓRICO	23
4.1 PLANTA DE GAS VENTAS DE CUSIANA	24
5. CONSIDERACIONES GENERALES	26
5.1 CONDICIONES DEL SITIO	26
5.2 VIDA UTIL DE LA PLANTA	26
5.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS CORRIENTES DE CARGA	27
5.4 PROCESO DE ENDULZAMIENTO CON AMINA.....	29
5.5 SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS ÁCIDO.....	30
5.6 DESHIDRATACIÓN CON GLICOL TEG (CONTACTORAS EXISTENTE DE CUSIANA FASE-II)	31
5.7 CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO.....	32
5.8 REGENERACIÓN DE MONOETILEN-GLICOL (MEG).....	33
5.9 PLANTA DE LPG.	34
6. ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICIÓN DE CO ₂	36
6.1 EMISIÓN DEL CO ₂ A LA ATMÓSFERA (I).....	38
6.1.1 Prueba de emisión de CO ₂ a la atmosfera.....	39

6.1.2	Metodología para la evaluación de emisión del CO ₂ a la atmósfera	41
6.1.3	Resultados de la evaluación de emisión de CO ₂	42
6.2	INYECCIÓN O REINYECCIÓN DEL CO ₂ COMO MECANISMO DE SOPORTE DE ENERGIA DEL YACIMIENTO (II)	48
6.2.1	<i>Mantener compresores de gas ácido en línea para la inyección o reinyección de CO₂</i>	49
6.2.2	<i>Proyección de la concentración de CO₂ en la corriente de gas alimento a la SGP 270 (sales gas plant)</i>	50
6.2.2.1	<i>Escenario 1 (base): Actual sin compresores de gas ácido en línea</i>	51
6.2.2.2	<i>Escenario 2: Actual con compresores de gas ácido en línea (10 mmscfd)</i>	51
6.2.2.3	<i>Escenario 3: Con compresores de gas ácido en línea (10 mmscfd) y CO₂ a la entrada del sistema endulzamiento en 6.5% mol.</i>	52
6.2.2.4	<i>Escenario 4: Con compresores de gas ácido en línea (5 mmscfd) y CO₂ a la entrada del sistema endulzamiento en 6.5% mol.</i>	52
6.2.2.5	<i>Escenario 5 : Con compresores de gas ácido en línea (8 mmscfd) y CO₂ a la entrada del sistema endulzamiento en 6.5% mol.</i>	52
6.2.2.6	<i>Escenario 6 : Sin compresores de gas ácido en línea y CO₂ a la entrada del sistema endulzamiento en 6.5% mol.</i>	53
6.2.2.7	<i>Proyección del CO₂ de mantenerse la inyección de gas ácido.</i>	53
6.2.3	<i>Impactos por inyección de CO₂ como mecanismo de soporte de energía en el Yacimiento.</i>	54
6.3	ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO (III)	59
6.3.1	<i>Recuperación mejorada de crudo mediante la inyección a media presión del CO₂ producido en la planta de gas</i>	60
6.3.2	Antecedentes	61
6.3.3	Condiciones de La Corriente de Inyección	63
6.3.4	Requerimientos Mínimos de Inyección	64
6.3.5	Esquema Y Pronósticos De Producción	64
6.3.6	Infraestructura Existente De Líneas De Flujo	67

6.3.7	<i>Sistema De Compresión De CO₂</i>	70
6.3.7.1	<i>Sistema de compresión existente</i>	70
6.3.7.2	<i>Otros compresores disponibles</i>	70
6.3.8	<i>Análisis Del Sistema De Transporte Para Inyección</i>	71
6.3.8.1	<i>Opción A: Utilización líneas existentes</i>	71
6.3.8.2	<i>Opción B: Nueva línea de inyección de CO₂</i>	72
6.3.9	<i>Análisis De Integridad En Tuberías De Carbon Steel</i>	73
6.3.9.1	<i>Tuberías CS vs. Fluido de inyección</i>	74
6.3.9.2	<i>Tuberías CS vs. Fluido de producción</i>	76
6.3.10	<i>Análisis Del Sistema De Compresión</i>	78
6.3.10.1	<i>Opción 1: Nuevo compresor de inyección</i>	78
6.3.10.2	<i>Opción 2: Revamping de compresor de Cusiana Fase I</i>	80
6.3.11	<i>Análisis Del Sistema De Transporte Para Producción</i>	82
6.3.11.1	<i>Análisis del comportamiento hidráulico del sistema</i>	83
6.3.12	<i>Esquemas De Producción En Cabeza De Pozo</i>	83
6.3.13	<i>Conclusiones Técnicas</i>	87
6.3.14	<i>RECOMENDACIONES</i>	87
6.4	<i>ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO</i>	88
6.4.1	<i>YACIMIENTOS / RESERVAS DE HIDROCARBUROS: PETRÓLEO Y GAS</i>	89
6.4.2	<i>ACUÍFEROS SALINOS PROFUNDOS</i>	89
6.4.3	<i>CAPAS DE CARBÓN NO EXPLOTABLES</i>	89
6.4.4	<i>CONFINAMIENTO NATURAL</i>	89
6.5	<i>ALMACENAMIENTO EN OCEANOS</i>	89
	<i>CONCLUSIONES</i>	92
	<i>RECOMENDACIONES</i>	93

BIBLIOGRAFIA.....94

LISTA DE FIGURAS

	pág.
<i>Figura 1: Flujo-grama metodológico.....</i>	22
<i>Figura 2: Areas de estudio de emisión de CO₂ a la Atmósfera</i>	43
<i>Figura 3: Sensibilidades análisis de capacidad de manejo de CO₂ en la planta de ventas de GAS en el CPF</i>	57
<i>Figura 4: Diagrama torres contactoras de amina.....</i>	58
<i>Figura 5: Tecnología EOR</i>	60
<i>Figura 6: Línea Y-CPF.....</i>	68
<i>Figura 7: Línea CPF-PA.....</i>	69
<i>Figura 8: Configuración tubería flexible</i>	73
<i>Figura 9: Configuración del compresor nuevo.....</i>	79
<i>Figura 10: Configuración Revamping Compresor.....</i>	80
<i>Figura 11: Líneas de producción CPF-PA y Y-CPF</i>	82
<i>Figura 12: Facilidad de superficie en BA PA.....</i>	84
<i>Figura 13: Facilidad de superficie en BA-Y.....</i>	84
<i>Figura 14: Formas de almacenamiento geológico de CO₂.....</i>	88
<i>Figura 15: Disposición del CO₂ en el lecho marino</i>	90

LISTA DE TABLAS

	pág.
<i>Tabla 1. Información Meteorológica del Sitio</i>	26
<i>Tabla 2. Composición Molar de Corriente de Entrada al CPF</i>	27
<i>Tabla 3. Propiedades de Pseudo-componentes</i>	27
<i>Tabla 4. Composición Molar de Corriente de Entrada a Proceso de Endulzamiento con Amina.</i>	29
<i>Tabla 5. Composición Molar Corriente de Entrada Sistema Compresión de Gas Ácido</i>	30
<i>Tabla 6. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Deshidratación con TEG</i>	31
<i>Tabla 7. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Control de Punto de Rocío por Hidrocarburo</i>	32
<i>Tabla 8. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Regeneración de Etilen Glicol</i>	33
<i>Tabla 9. Composición Molar Corriente de Entrada a la planta de LPG</i>	34
<i>Tabla 10: tabla de límites de BETX</i>	40
<i>Tabla 11: Límites de concentraciones de BTX Y H₂S</i>	40
<i>Tabla 12: Efecto en la salud por concentraciones de H₂S</i>	41
<i>Tabla 13: Resultados del monitoreo de atmósfera con compresores de gas ácido fuera de línea</i>	44
<i>Tabla 14: Resultados medición BTX</i>	45
<i>Tabla 15: Análisis composicional muestra de gas ácido vasija V-81104</i>	47
<i>Tabla 16: Análisis composicional muestra de gas ácido vasija V-81204</i>	47
<i>Tabla 17: Impacto del endulzamiento en la unidad de gas ácido</i>	49
<i>Tabla 18: Escenarios de comportamiento del CO₂ con opción de operar los compresores gas ácido</i>	56

<i>Tabla 19: Composición del gas ácido</i>	63
<i>Tabla 20: Condiciones de proceso del gas ácido</i>	63
<i>Tabla 21: Condiciones de inyección del gas ácido</i>	64
<i>Tabla 22: Línea Y-CPF</i>	68
<i>Tabla 23: Línea CPF-PA</i>	69
<i>Tabla 24: Sistema de Compresión de CO₂ Existente</i>	70
<i>Tabla 25: Sistemas de Compresión Disponibles</i>	71
<i>Tabla 26: Especificaciones tubería flexible</i>	73
<i>Tabla 27: Resultados de las velocidades de corrosión y vida de servicio de remanente calculado por CIWELL</i>	76
<i>Tabla 28: Composición del gas ácido en la descarga de los compresores de gas ácido</i>	78
<i>Tabla 29: Condiciones de proceso en la descarga de los compresores de gas ácido</i>	79
<i>Tabla 30: Condiciones del nuevo compresor</i>	79
<i>Tabla 31: Back pressure en pozos</i>	83
<i>Tabla 32: Costos del piloto de inyección del CO₂ Rentando el compresor</i>	85
<i>Tabla 33: Costos del piloto de inyección del CO₂ Comprando el compresor</i>	86
<i>Tabla 34: Resumen de alternativas ventajas y desventajas</i>	91

RESUMEN

TITULO: PLAN DE ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICIÓN DE CO₂ EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS EN CUSIANA

AUTORES: FLAMINIO ALVAREZ GUEVARA

MAURICIO ALEXANDER NIÑO CHAPARRO

PALABRAS CLAVES: CO₂, Alternativa, Impacto, Capacidad, Disposición, Endulzamiento.

DESCRIPCIÓN:

La mejor alternativa de manejar el bióxido de carbono producido en la planta de endulzamiento consistía en mezclar del CO₂ con el gas de proceso para reinyectarlo al Yacimiento, sin embargo, el porcentaje éste gas fue incrementando en el gas de proceso hasta alcanzar un valor cercano al límite de tratamiento de la planta de endulzamiento con Amina en diciembre de 2013.

Entre las alternativas más favorables está el almacenamiento geológico, utilizando para ello yacimientos agotados, acuíferos salinos profundos, capas de carbón, siendo el primero el más favorable a nuestras necesidades.

Ante la disminución del gas de inyección y el incremento año a año del porcentaje del CO₂ en el gas producido, se estudió la alternativa de utilizar el CO₂ para hacer recuperación terciaria (EOR) en el campo de Cusiana, y para ello se vio la posibilidad de trabajar en un proyecto piloto para re-inyectar el CO₂ en uno de los pozos más cercanos a la facilidades de producción con el fin de recuperar crudo en otro pozo también cercano, ambos conectados a la formación barco.

Teniendo en cuenta que el bióxido de carbono es de carácter ácido y que se requiere inyectar a media presión, el proyecto piloto demanda construir líneas de inyección y producción en materiales resistentes a la corrosión como tuberías flexibles y además alquilar o comprar un sistema compresor para

elevar la presión del gas que descargan los actuales compresores de gas ácido, para su posterior reinyección.

Después de analizar los costos del proyecto piloto y de la posibilidad de inyectar el CO₂ evitando el impacto al medio ambiente y además viendo la posibilidad de recuperar crudo del orden de 1800 bbls/día se consideró que la alternativa de hacer recuperación mejorada de crudo era la que ofrecía mejores ventajas, inclusive por encima del almacenamiento geológico

Trabajo de grado

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Luis Elías Yañez – Especialista en Gerencia del Recurso Energético

ABSTRACT

TITLE: ALTERNATIVES PLAN FOR THE CO₂ DISPOSAL IN THE CUSIANA SALES GAS TREATMENT PLANT

AUTHORS: FLAMINIO ALVAREZ GUEVARA

MAURICIO ALEXANDER NIÑO CHAPARRO

KEY WORDS: CO₂, Alternative, Amine, Capacity, Disposal, Sweetening.

DESCRIPTION:

The best alternative to handle the carbon dioxide produced in the sweetening plant consisted in mixing the CO₂ with the produced gas to inject them to the oilfield, however, the percentage of this gas was increasing in the process gas to a value close to the limit of the sweetening plant with amine in December 2013.

Among the more favorable alternatives is the geological storage, using depleted reservoirs, deep saline aquifers, layers of coal, being the first alternative the most favorable to our needs.

Due to the decrease of the gas injection and the increase year-to-year of the percentage of CO₂ in the gas produced, we studied the alternative of using CO₂ to make tertiary recovery (EOR) in the Cusiana field, and we studied the possibility of working on a pilot project for injecting CO₂ in one of the wells closest to the production facilities in order to recover crude oil in another well also nearby and both connected to the barco formation.

considering that the carbon dioxide is acid and it is necessary to inject it using medium pressure, the pilot project demand build lines of injection and production in corrosion-resistant materials such as flexible pipes and also rent

or buy a compressor system to raise the pressure of the gas coming from the discharge of the acid gas current compressors for its later reinjection.

After analyzing the costs of the pilot project and of the possibility of injecting CO₂ avoiding the impact to the environment and also seeing the possibility of recovering crude oil of the order of 1800 bbls/día, it was considered that the alternative of doing improved crude oil recovery was the alternative offering better advantages, even above the geological storage

Graduation work

Faculty of Physicochemical Engineering. School of Oil Engineering . Director: Luis Elías Yañez
– Specialist in Management of the Energy Resource

INTRODUCCION

Actualmente en las instalaciones Facilidades Centrales de Producción CPF del Campo Cusiana, la corriente de gas ácido producida en la planta de endulzamiento de gas con amina, es mezclada con la corriente de gas de producción para ser re-inyectada en el yacimiento. El efecto de esta recirculación, como lo evidencian los resultados de los análisis periódicos que se le realizan en Planta al gas, es el aumento en la concentración de dióxido de carbono en el gas extraído de la formación, cuyo valor ha aumentado desde 5% en el año 2005, hasta 6,5% en diciembre de 2013, fecha en que se dejó de inyectar a la formación, el CO₂. Esta situación ha provocado que la planta de amina se haya venido ajustando para mantener la calidad (contenido de CO₂ < 2% mol) en el gas vendido, acercándose cada vez más a los límites de manejo de dióxido de carbono para los cuales fue diseñada. La capacidad máxima de recirculación de solución de amina por diseño es de 1200 gpm y en diciembre del 2013 se circularon 1080 gpm promedio, con una concentración de amina del 47.5% peso¹. Esto quiere decir, que de acuerdo a la concentración de CO₂ (6,5%) en la corriente de gas ácido a endulzar, solo se tenía un margen de 120 gpm para copar la capacidad de recirculación.

¹ Manual de operaciones planta de gas, Rev. #3. 22 Agosto 2013 & Datos operativos actuales

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer la mejor alternativa para la disposición de la corriente de gas ácido producida en las plantas de tratamiento de gas de venta del CPF Cusiana, de tal manera que no se incremente la concentración de CO₂ en el yacimiento y que a su vez cumpla con la Legislación Ambiental Colombiana.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Calcular el tiempo límite para alcanzar la capacidad máxima de manejo de CO₂ de la planta de ventas gas SGP-270, teniendo en cuenta la proyección del incremento de la concentración del CO₂ en la corriente de gas de alimento, con el fin de tomar acción preventiva.
- Estudiar las diferentes opciones y/o tecnologías para el manejo o disposición del CO₂, de tal forma que se pueda detener el incremento de la concentración de CO₂ en la corriente de alimento a la planta de gas.
- Definir las alternativas más favorables desde el punto de vista técnico, ambiental para la disposición de la corriente de CO₂.

2. JUSTIFICACIÓN

En el sistema de endulzamiento de la planta de ventas de gas de Cusiana, se ha evidenciado un incremento en la circulación de amina, aumento del consumo energético (Suministro de calor mediante un Sistema cerrado de agua caliente) e incremento en la producción de CO₂; todo lo anterior debido a la reinyección del CO₂ al yacimiento, generando un incremento de este contaminante en la corriente de gas alimento al proceso de endulzamiento.

Al identificar alternativas para la disposición de la corriente de CO₂ retirado en el sistema de endulzamiento, diferentes a reinyectarlo a la formación como mecanismo de sostenimiento de energía de la formación productora permitiendo la recirculación del CO₂, se evita el impacto en el volumen de ventas de gas a futuro, altos consumos energéticos, disminución en los costos de tratamiento y mantenimiento, al igual que el riesgo de corrosión en las unidades regeneradoras de amina y sus tuberías asociadas.

Este proyecto permitirá identificar la mejor alternativa para disponer la corriente de CO₂ de tal forma que no impacte en un futuro los compromisos adquiridos en ventas de gas con los clientes, disminuirá los costos de operación y mantenimiento, como también el riesgo de corrosión al que se verá la planta expuesta en caso de no darle un manejo adecuado a esta corriente.

3. METODOLOGÍA

Para el planteamiento de alternativas de disposición del CO₂ en la planta de tratamiento de gas ventas en Cusiana, se realizarán las siguientes etapas:

- **Recopilar la información de campo y analizar los datos recolectados:** Se realizarán visitas a campo, entrevistando al personal de operaciones, ingenieros de proceso e integridad y consultando información en la red de la empresa Equión, se proyectará la tendencia histórica de concentraciones de CO₂ en el gas de carga, con la capacidad de la planta hasta encontrar un límite de capacidad de manejo, de acuerdo al modelo de operación actual.
- **Estudiar las opciones y/o tecnologías para la disposición de la corriente de CO₂:** se hará una revisión bibliográfica que permita determinar las diferentes opciones o tecnologías disponibles para disponer el CO₂. Se estudiarán a profundidad con el fin de determinar las condiciones bajo las cuales funcionan de manera eficiente.
- **Definir las alternativas más favorables desde el punto de vista técnico, ambiental para la disposición de la corriente de CO₂:** Para las alternativas que puedan ser aplicables al caso de estudio se determinarán sus ventajas y desventajas desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental que permitan definir cuál es la más conveniente.
- **Entrega del concepto de viabilidad de las opciones y soportes de las propuestas estudiadas:** Se elaborará un informe donde se presenten los resultados obtenidos del análisis de opciones.

Figura 1: Flujo-grama metodológico



4. MARCO TEÓRICO

Las formaciones del campo Cusiana corresponde a una estructura anticlinal, sencillo de dirección Noreste-Sureste; sus dimensiones son de 25 km de longitud y 5 a 6 km de ancho, limitado por la falla de Cusiana al este. Las formaciones de producción de crudo son: Mirador, Barco y Guadalupe, y están a 12,159; 12,882 y 13,169 pies de profundidad respectivamente², después de la perforación y completamiento del pozo, se coloca un sistema de válvulas en la cabeza del pozo que permite el aislamiento y control del flujo hacia las facilidades de producción. Dentro de las facilidades el fluido en tres fases (Crudo, Agua, Gas), es sometido a un proceso de separación por gravedad, mediante separadores trifásicos, de alta, media y baja presión, más un deshidratador.

El crudo y el agua son separados y dispuestos por líneas diferentes; la corriente de crudo es llevada a tanques de almacenamiento a presión atmosférica para su respectiva fiscalización y entrega a la compañía Ocesa quien se encarga de transportar el crudo hasta el puerto de Coveñas en el Mar Caribe para su exportación; la corriente agua es enviada a los tanques de almacenamiento TK-60001 y TK-69001 de 25,200 & 15,300 barriles de capacidad de almacenamiento, y luego es inyectada a los pozos, BA-X11, BA-X14 & BA-XA30, mediante bombas multi-etapas de alta presión a 5200 psig.

La corriente de gas es llevada hacia un cabezal de inyección de alta presión por medio de compresores centrífugos (Turbinas), que elevan la presión desde 500 psig (separador de alta presión) hasta 5500 psig (cabezal de inyección), presión a la cual puede entrar a las formaciones productoras para mantener la energía en la formación; las corrientes de gas de los sistemas de separación de media (150 psig) y baja presión (5 psig), igualmente son tomadas por unidades compresores de inter-etapas de menor capacidad y entregadas a la succión de las turbinas de media presión.

² Manual de Operaciones Cusiana (Crudo) Volumen 1

El manejo total de gas en Cusiana actualmente (enero 2015), es de ~530 mmscfd promedio, del cual se toman ~340 mmscfd para las plantas de gas ventas.

4.1 PLANTA DE GAS VENTAS DE CUSIANA

En el CPF de Cusiana está localizada la planta de tratamiento de gas desde donde se supe la demanda del centro y occidente del país. Esta planta fue construida por etapas empezando en el 2003 con una planta JT con capacidad de 40 MMscfd. A medida que la demanda de gas natural fue aumentando, la planta se modificó para ampliar su capacidad a 68 MMscfd. En el 2005 se construyó lo que se conoció como LTO I (Long term option I), una planta de tratamiento de gas que permitía entregar el gas natural en especificaciones RUT (reglamento único de transporte) a la red nacional para uso doméstico, vehicular e industrial. LTO I tiene un sistema de endulzamiento con amina para retirar el CO₂ y dos unidades de control de punto de rocío con turbo-expander, que aumentaron la capacidad de ventas a 180 MMSCFD en total. En el 2011 se hizo una última expansión y se instalaron los equipos del proyecto LTO II, con el que se completó la capacidad de tratamiento a 270 MMscfd que se venden hoy en día.

Inicialmente la corriente de gas ácido, producto residual del sistema de endulzamiento de gas de venta, era comprimida hasta 500 psig y enviada a la succión de los compresores de inyección para su envío a los pozos inyectoros. Esta permanente recirculación de gas ácido hacia el yacimiento, que se ha venido realizando desde el año 2005, ha generado un incremento del contenido de CO₂ en la corriente de gas producido, a tal punto que los sistemas de endulzamiento se encuentran muy cerca a su punto de máxima capacidad.

En el CPF Cusiana se cuenta con cinco unidades de tratamiento para producción de gas con calidad de venta. El gas entregado al gasoducto cumple con todos los requisitos exigidos por el RUT (Reglamento Único de

Transporte). Dichas unidades (plantas de gas) básicamente realizan el control de punto de rocío de hidrocarburos (HC Dew Point Control), utilizando tecnologías de procesamiento diferentes; la unidad más pequeña conocida como Planta de Gas de ECP (SGP20) tiene una capacidad de producción de hasta 20 MMSCFD de gas con una especificación de Dew Point: 38° F @ 1215 psia en modo Joule Thomson, La segunda conocida como Planta de Gas de JT (SGP 68) posee una capacidad de hasta 60 MMSCFD de gas con una especificación de Cricondenthem: 5°F y se basa en un proceso de Joule Thomson para lograr la especificación establecida; las otras tres unidades de Control de Punto de Rocío de idénticas características, con una capacidad total de producción de hasta 210 MMSCFD de gas con un Cricondenthem de 20° F en modo turbo-expander para una capacidad total de gas venta de hasta 270 MMSCFD; sin incluir la planta SGP20, esta última permanece en línea solo para retirar los condensados del gas.

Para cumplir con las especificaciones de CO₂ requeridas por el RUT, la planta cuenta con dos Unidades de Endulzamiento (Unidad de Aminas) con una capacidad total de tratamiento de 336 MMSCFD de gas, con un contenido actual a la entrada de CO₂ del 5.8%.

La alimentación a las cinco plantas de tratamiento de gas (Control de punto de rocío), se realiza a 1800 psig desde los turbocompresores MP2 ó MP3 de Fase II de media presión, previo endulzamiento en las contactoras de amina antes de enviarlo a la succión de los Turbocompresores.

5. CONSIDERACIONES GENERALES

5.1 CONDICIONES DEL SITIO

Tabla 1. Información Meteorológica del Sitio

Ítem	Valor
Elevación	1351.7ft por encima del nivel del mar
Presión Barométrica	14.05psia
Temperatura del Sitio	Promedio en verano: 84.2 °F
	Promedio en invierno: 77 °F
	Máxima: 90 °F
	Temp. de diseño para aeroenfriadores: 95 °F
Lluvias	Máxima (extrema): 99 °F
	Promedio anual: 115.6 in
	Máximo / 24 h: 5.3 in
Humedad Relativa	Promedio lluvias días / año: 156
	Humedad promedio: 82%
Sol	Humedad máxima / año: 91%
	Horas de sol / año: 1819
Cubrimiento de Nubes	Promedio: 6 octavos
Velocidad del Viento	Velocidad promedio: 11.5 -18.4 mph
	Dirección: NO y NE
	Carga de diseño: 60 mph
	Velocidad máxima: 25.1 mph
	Dirección predominante: NE
Sísmica	UBC- Zona 4
	Aceleración pico del suelo g-0.46

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

5.2 VIDA UTIL DE LA PLANTA

La ingeniería conceptual de la planta de ventas de gas se inicio en el año 1998, fue diseñada con una vida útil de 20 años. Como definición de diseño, se tomó el escenario del año 2013 para la definición de requerimientos de capacidades de equipos (contenido de CO₂ de 7.2% en el gas de entrada a las facilidades de Cusiana Fase-II).

5.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS CORRIENTES DE CARGA

Con base en el pronóstico de datos de simulación de reservorios desde el año 2004 al 2025 suministrado por bp en el desarrollo del proyecto de la SGP-180, se alimentó el modelo de simulación de procesos y se establecieron dos Casos 2004 y 2013 listados a continuación:

Tabla 2. Composición Molar de Corriente de Entrada al CPF

Componente	Año	
	2004	2013
Dióxido de Carbono (CO ₂)	5.06	7.23
Nitrógeno (N ₂)	0.57	0.54
Metano (CH ₄)	74.91	71.53
Etano (C ₂ H ₆)	10.87	11.13
Propano (C ₃ H ₈)	4.95	5.52
Isobutano (C ₄ H ₁₀)	0.92	1.10
N-Butano (C ₄ H ₁₀)	1.21	1.52
Isopentano (C ₅ H ₁₂)	0.42	0.35
N-Pentano (C ₅ H ₁₂)	0.32	0.28
Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.26	0.30
Heptano Plus (C ₇ +))	0.23	0.22
Vapor de Agua (H ₂ O)	0.28	0.28
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S), ppmv	6	9
Total Percent	100.00	100.00

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

En la siguiente Tabla se indican las principales propiedades usadas en la caracterización de los pseudo-componentes para propósitos de simulación.

Tabla 3. Propiedades de Pseudo-componentes

Pseudo-componente	Peso Molecular (lb/lbmol)	Punto normal de ebullición(° F)	Densidad de líquido (lb/ft ³)	Tc (°F)	Pc (psia)	Vc (ft ³ /lbmol)	Acentricidad
C7-10	102.1	222.6	45.85	578.7	451.2	6.443	0.3304
C11-14	236.0	443.3	51.11	676.8	307.3	9.978	0.4431
C15-20	244.7	580.8	52.89	793.8	210.0	15.57	0.5497
C21-29	338.7	746.7	55.13	1046.9	197.8	18.43	0.8021
C30+	510.8	888.0	56.71	1109.7	175.3	20.01	1.0886

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

El gas sin tratamiento (agrio y saturado con vapor de agua), pasa en su orden por los siguientes procesos para adecuarlo como gas de ventas: Endulzamiento con Amina, Deshidratación con Trietilenglicol (TEG), Compresión (a través de turbo-compresor MP2 o MP3 de Fase II) y Control de punto de rocío de hidrocarburo (Una unidad JT SGP68 & 3 unidades turbo expanders TE). El gas tratado a través de la unidad SGP68 pasa por un sistema de compresión (boosting); luego las cinco corrientes de gas provenientes de las unidades de control de punto de rocío se mezclan y se despachan a los respectivos gasoductos (Porvenir & Apiay) previa fiscalización por el patín de medición dedicado. Los condensados separados en los separadores fríos de las unidades de control de punto de rocío de hidrocarburo, se estabilizan y se procesan en una planta de Gas Licuado de Petróleo LPG, quedando como subproductos NGL's & LPG, además de las gases de cima que son usados como fuel gas.

Para determinar las características de las corrientes de alimento a cada una de las unidades principales de proceso, se realizó una simulación de procesos (usando el software HYSYS versión 2006.5), teniendo en cuenta los siguientes datos de entrada:

- Condiciones normales de operación del CPF Cusiana Fase-II.
- Composición y características de la corriente de entrada al CPF Cusiana Fase-II (de acuerdo con la Tabla 2) y las características de los pseudo-componentes listadas en la Tabla 3.
- Toma de gas de alimento para las Unidades de Endulzamiento aguas arriba de las Contactoras de Glicol existentes de Cusiana Fase-II.
- Volúmenes y Especificación de los productos: gas ventas y condensados estabilizados (de acuerdo con los requerimientos).
- Para los dos casos establecidos de composición, se definió lo siguiente:
- Los Casos 1 y 2, años 2004 y 2013 respectivamente, fueron establecidos como casos para el diseño de las unidades; de tal forma que éstas deben operar satisfactoriamente bajo las condiciones de

operación definidas para los dos escenarios de diseño.

A continuación se indican las características principales de las corrientes de alimento a los procesos de tratamiento.

5.4 PROCESO DE ENDULZAMIENTO CON AMINA.

El gas de carga a las Unidades de Endulzamiento se toma de la salida de gas de los Separadores de gas de proceso, P1-V-25201 ó P1-V-28301, de los trenes 2 y 3 de Cusiana Fase-II. Las condiciones de entrada a las unidades de endulzamiento son:

- Presión de entrada (operación normal): 470 psig.
- Temperatura de entrada (operación normal): 90 °F.
- Máxima presión de entrada (para diseño de equipos): 660 psig.
- Máxima temperatura de entrada (para diseño de equipos): 200 °F.

La composición molar del alimento (gas) a este proceso se indica en la siguiente tabla:

Tabla 4. Composición Molar de Corriente de Entrada a Proceso de Endulzamiento con Amina.

Componente	Caso 1 2004	Caso 2 2013
Dióxido de Carbono (CO ₂)	5.06	7.23
Nitrógeno (N ₂)	0.57	0.54
Metano (CH ₄)	74.91	71.53
Etano (C ₂ H ₆)	10.87	11.13
Propano (C ₃ H ₈)	4.95	5.52
Isobutano (i-C ₄ H ₁₀)	0.92	1.10
n-Butano (n-C ₄ H ₁₀)	1.21	1.52
Isopentano (i-C ₅ H ₁₂)	0.42	0.35
n-Pentano (n-C ₅ H ₁₂)	0.32	0.28
Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.26	0.30
Heptano Mas (C ₇ +)	0.23	0.22
Vapor de Agua (H ₂ O)	0.28	0.28
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S), ppmv	6	9
Porcentaje Total	100.00	100.00

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

Notas:

Las composiciones son en base húmeda. En relación con el contenido de CO₂, se diseñó con el contenido esperado para el Caso 2.

5.5 SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS ÁCIDO.

La corriente de succión a la primera etapa de los compresores de gas ácido proviene de las unidades de endulzamiento con amina. La corriente de vapores de cima de la estabilizadora de condensado va a la succión de la tercera etapa de los compresores de gas ácido. Sin embargo, como el gas ácido se incrementa paulatinamente desde el 2004, paralelamente los vapores de la estabilizadora se desviarán hacia los compresores de gas de proceso tren A y B de Fase II (baja presión) y el exceso de fuel gas que no pueda ser procesado por limitación de flujo en el sistema de baja presión se desviará desde el flash drum al sistema de fuel gas de alta presión.

El caudal de CO₂, en el sistema de endulzamiento es de 14.5 mmscfd, es comprimido por medio de los compresores reciprocantes K-85101/201 y mezclado con la corriente de gas inyección para devolverlo a las formaciones productoras de crudo y gas. La composición molar de los alimentos a este sistema de compresión se indica en la Tabla 5.

Tabla 5. Composición Molar Corriente de Entrada Sistema Compresión de Gas Ácido

Componente	Gas Ácido de Endulzamiento con Amina		Vapores de Cima de Estabilizadora
	Caso 1 2004	Caso 2 2013	Caso 1 2004 (1)
Sulf. de Hidróg. (H ₂ S)	0.02	0.02	0.000
Dióxido de Carbono (CO ₂)	91.32	91.32	1.430
Nitrógeno (N ₂)	0.00	0.00	0.014
Metano (CH ₄)	0.00	0.00	13.591
Etano (C ₂ H ₆)	0.00	0.00	23.750
Propano (C ₃ H ₈)	0.00	0.00	33.560
Isobutano (i-C ₄ H ₁₀)	0.00	0.00	10.192
n-Butano (n-C ₄ H ₁₀)	0.00	0.00	14.800
Isopentano (i-C ₅ H ₁₂)	0.00	0.00	1.460
n-Pentano (n-C ₅ H ₁₂)	0.00	0.00	0.880
Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.00	0.00	0.270
Heptano Mas (C ₇ +))	0.00	0.00	0.050
Vapor de Agua (H ₂ O)	8.66		0.003

Componente	Gas Ácido de Endulzamiento con Amina		Vapores de Cima de Estabilizadora
	Caso 1 2004	Caso 2 2013	Caso 1 2004 (1)
Porcentaje Total	100.00		100.000
Peso Molecular	41.76		41.25
Flujo de Gas (MMSCFD)	8.50		10.00

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

Las condiciones operativas de las corrientes en la succión son:

Gas Ácido de Endulzamiento con Amina:

- Presión de entrada 1ª etapa (operación normal): 5 psig.
- Temperatura de entrada 1ª etapa (operación normal): 100 °F.

Vapores de Cima Estabilizadora de Condensado:

- Presión de entrada 3ª etapa (operación normal): 75 psig.
- Temperatura de entrada 3ª etapa (operación normal): 56 °F.

5.6 DESHIDRATACIÓN CON GLICOL TEG (CONTACTORAS EXISTENTE DE CUSIANA FASE-II)

El producto del proceso de endulzamiento (gas dulce y saturado con vapor de agua) es el alimento a este proceso. Las condiciones en el punto de entrada son:

- Presión de entrada (operación normal): 445 psig.
- Temperatura de entrada (operación normal): 90 °F.

La composición molar del alimento a este proceso se indica en la siguiente tabla:

Tabla 6. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Deshidratación con TEG

Componente	Caso 1 2004	Caso 2 2013
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1.95	1.97
Nitrógeno (N ₂)	0.59	0.58
Metano (CH ₄)	77.37	75.60
Etano (C ₂ H ₆)	11.23	11.76
Propano (C ₃ H ₈)	5.11	5.83

Componente	Caso 1 2004	Caso 2 2013
Isobutano (i-C ₄ H ₁₀)	0.94	1.16
n-Butano (n-C ₄ H ₁₀)	1.25	1.60
Isopentano (i-C ₅ H ₁₂)	0.43	0.36
n-Pentano (n-C ₅ H ₁₂)	0.33	0.30
Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.27	0.32
Heptano Mas (C ₇₊)	0.24	0.23
Vapor de Agua (H ₂ O)	0.29	0.29
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	0.00	0.00
Porcentaje Total	100.00	100.00
Peso Molecular	21.43	21.92

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

5.7 CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO

El gas que sale del proceso de deshidratación (gas dulce y deshidratado) va al turbo-compresor MP2 o MP3 de Fase II y del cabezal de media presión (interetapas dulce), es alimentado a las unidades de control de punto de rocío por hidrocarburo, para lo cual hay dos procesos (Turbo expander y Joule Thompson). Las condiciones en el punto de entrada son:

- Presión de entrada (operación normal): 1800 psig.
- Temperatura de entrada (operación normal): 120 °F.

La composición molar del alimento a este proceso se indica en la siguiente tabla:

Tabla 7. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Control de Punto de Rocío por Hidrocarburo

Componente	Caso 1 2004	Caso 2 2013
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1.9550	1.9756
Nitrógeno (N ₂)	0.5900	0.5770
Metano (CH ₄)	77.5880	75.8100
Etano (C ₂ H ₆)	11.2600	11.8000
Propano (C ₃ H ₈)	5.1260	5.8520
Isobutano (i-C ₄ H ₁₀)	0.9480	1.1640
n-Butano (n-C ₄ H ₁₀)	1.2530	1.6050
Isopentano (i-C ₅ H ₁₂)	0.4310	0.3680
n-Pentano (n-C ₅ H ₁₂)	0.3280	0.2970
Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.2730	0.3170

Componente	Caso 1 2004	Caso 2 2013
Heptano Mas (C ₇₊)	0.2346	0.2220
Vapor de Agua (H ₂ O) (1)	0.0130	0.0120
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S) (2)	0.0004	0.0004
Porcentaje Total	100	100
Peso Molecular	21.43	21.92

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

Notas:

- El contenido de vapor de agua es 6.0 lb/MMSCF.
- Para todos los casos se consideró un contenido de H₂S de 4 ppmv.

5.8 REGENERACIÓN DE MONOETILEN-GLICOL (MEG)

El alimento a este proceso es el MEG rico recuperado en los tambores de baja temperatura de las Unidades de Dew Point UDP y en el separador de MEG de la unidad SGP JT-68. Las condiciones en el punto de entrada son:

- Presión de entrada (operación normal): 920 psig.
- Temperatura de entrada (operación normal): - 11.4 °F.

La composición molar del alimento (líquido) a este proceso se indica en la siguiente tabla:

Tabla 8. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Regeneración de Etilen Glicol

Componente	% mol
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S), ppmv	0.00065
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1.14441
Nitrógeno (N ₂)	0.00326
Metano (CH ₄)	0.00393
Etano (C ₂ H ₆)	0.00005
Propano (C ₃ H ₈)	0.00000
Isobutano (i-C ₄ H ₁₀)	0.00000
n-Butano (n-C ₄ H ₁₀)	0.00000
Isopentano (i-C ₅ H ₁₂)	0.00000
n-Pentano (n-C ₅ H ₁₂)	0.00000
Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.00000
Heptano Mas (C ₇₊)	0.00000

Componente	% mol
Agua (H ₂ O)	46.39230
Etilen Glicol	52.45540
Porcentaje Total	100.00000

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

5.9 PLANTA DE LPG.

El alimento a este proceso es el condensado recuperado en las unidades de control de punto de rocío por hidrocarburo. Las condiciones en el punto de entrada son:

- Presión de entrada (operación normal): 305-550 psig.
- Temperatura de entrada (operación normal): 10 - 40 °F.

La composición molar del alimento (parcialmente vaporizado) a este proceso se indica en la siguiente tabla 9:

Tabla 9. Composición Molar Corriente de Entrada a la planta de LPG

	Unidades	Planta JT-SGP	ECP SGP	Unidades existentes TE-1 Y TE-2	Nueva unidad TE-3
Corriente		1	2	3	4
Capacidad	MMSCFD	60	20	140	70
Presión	psig	550	550	550	550
Temperatura	°F	14.86	101.8	38.46	38.46
Flujo Másico	lb/h	35,764	4,448	80,040	40,020
Flujo @ Cond. Estándar	BPD	6,371	558.5	13,657	6,828
H ₂ S	%molar	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002
CO ₂	%molar	1.9378	1.0823	1.8976	1.8976
Nitrógeno	%molar	0.1372	0.0410	0.1236	0.1236
Metano	%molar	41.2059	17.0311	38.9290	38.9290
Etano	%molar	19.3241	14.4976	19.5943	19.5943
Propano	%molar	17.2617	21.3809	18.1469	18.1469
i-Butano	%molar	4.4925	7.8963	4.7752	4.7752
n-Butano	%molar	6.6474	13.1913	7.0696	7.0696
i-Pentano	%molar	2.7737	6.9682	2.9412	2.9412
n-Pentano	%molar	2.2223	5.8910	2.3508	2.3508

	Unidades	Planta JT-SGP	ECP SGP	Unidades existentes TE-1 Y TE-2	Nueva unidad TE-3
n-Hexano	%molar	2.0790	6.1560	2.1799	2.1799
C7-C10	%molar	1.8574	5.6784	1.9289	1.9289
C11-C14	%molar	0.0579	0.1765	0.0599	0.0599
C15-C20	%molar	0.0003	0.0011	0.0004	0.0004
H ₂ O	%molar	0.0027	0.0082	0.0025	0.0025
Σ		100	100	100	100

Fuente: Manual de operaciones de la planta de gas de Cusiana. Rev. 1 de Nov 17 de 2010

6. ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICIÓN DE CO₂

Las siguientes son las alternativas estudiadas, en la cual se entregaran los diferentes conceptos obtenidos durante el proceso de investigación realizado desde el año 2013 y que pretende servir como guía para tomar decisiones sobre el manejo futuro de la corriente de CO₂, despojada del sistema de endulzamiento de la planta de ventas de gas del CPF Cusiana.

- I. EMISIÓN DEL CO₂ A LA ATMÓSFERA
- II. INYECCIÓN O REINYECCIÓN DEL CO₂ COMO MECANISMO DE SOPORTE DE ENERGIA DEL YACIMIENTO
- III. ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO
- IV. ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO
- V. YACIMIENTOS / RESERVAS DE HIDROCARBUROS: PETRÓLEO Y GAS
- VI. ACUÍFEROS SALINOS PROFUNDOS
- VII. CAPAS DE CARBÓN NO EXPLOTABLES
- VIII. CONFINAMIENTO NATURAL
- IX. ALMACENAMIENTO EN OCEANOS

Dentro las alternativas de manejo o disposición de CO₂, citaremos algunas opciones que actualmente se han estudiado y aplicado en el mundo, profundizando en las que apliquen de acuerdo a nuestro entorno geográfico y recursos que puedan ser utilizados (I, II, III).

Desde finales del siglo XIX la temperatura de la superficie de la tierra ha aumentado 0,6 °C (1,1 °F), lo que de acuerdo con el panel intergubernamental sobre el cambio climático (IPCC por sus siglas en inglés), representa el índice de calentamiento más grande de los últimos 1000 años, según valores obtenidos de datos de núcleos de hielo y de cortes anulares de la corteza de los árboles. El calentamiento del siglo XX se produjo en dos periodos: un primer periodo comprendido entre 1910 y 1945, y un segundo periodo desde 1976 hasta el momento actual.

Si bien la temperatura de la superficie terrestre ha fluctuado a lo largo del tiempo geológico, el examen de los núcleos de hielo indica que el calentamiento más reciente se está produciendo junto con un incremento de los gases de efecto invernadero que incluyen CO₂, metano (CH₄) y óxido nitroso NO₂. Las concentraciones atmosféricas de estos gases de efecto invernadero incrementaron drásticamente durante el siglo XX.

A pesar de que el CO₂ tiene un potencial de calentamiento global relativamente pequeño comparado con otros gases de efecto invernadero, el volumen de CO₂ emitido a la atmósfera como sub-producto de la quema de combustibles fósiles lo convierte en el mayor contribuidor. Globalmente más de 21.000 millones de toneladas métricas de CO₂ fueron emitidas a la atmósfera en el año 2001, como resultado de la quema de hidrocarburos, carbón y madera. Algunas estimaciones ubican las emisiones totales de CO₂ provenientes del petróleo, el gas y el carbón en más de 35.000 toneladas métricas para el año 2025.

Las medidas de remediación a largo plazo implican una reducción drástica, o la eliminación, de las emisiones de CO₂ generadas por el hombre a partir de la quema de combustibles fósiles. En el corto plazo, esta no es una solución realista porque el costo de recurrir a fuentes de energías alternativas sería enorme y en sí, contribuiría a un significativo consumo de energía. Las opciones a corto plazo implican la reducción de las emisiones de CO₂ mediante la utilización de menos energía, a través de una mejor eficiencia y del empleo de fuentes de energía con emisiones bajas o nulas.

Muchos científicos consideran que parte de la solución a corto plazo consiste en captar el CO₂ proveniente de los procesos que crean corrientes más grandes o más concentradas de CO₂. El desarrollo de estos sumideros de CO₂ creados por el hombre permitiría que el mundo siga utilizando sus recursos energéticos más económicos y abundantes, reduciendo al mismo tiempo las emisiones de CO₂ en forma sustancial.

Existen diversas maneras de almacenar o disponer el CO₂. Algunas implican el mejoramiento de los sumideros naturales en los ecosistemas terrestres y en los

océanos, tales como la reforestación de los terrenos y la fertilización de los océanos con hierro. Uno de los métodos propuestos disuelve el CO₂ en agua de mar y luego inyecta la mezcla en el océano, a profundidades que oscilan entre 1500 y 3000 m. Otro método coloca directamente el CO₂ líquido en las profundidades de los océanos. A pesar de que el océano representa el potencial de almacenamiento total más grande, unas 40.000.000 toneladas métricas de carbono, el posible impacto ambiental sobre la vida marina en las proximidades de las áreas de inyección constituye una desventaja importante³.

La industria del petróleo y del gas ha estado poco involucrada en el desarrollo de técnicas de almacenamiento de CO₂ en los océanos. Por el contrario, dada su vasta experiencia en el manejo de yacimientos y su amplio rango de tecnologías, la industria del petróleo y del gas está lista para desempeñar un rol fundamental en lo que respecta al almacenamiento de CO₂ en las formaciones geológicas, tales como yacimientos agotados, acuíferos salinos profundos y capas de carbón.

6.1 EMISIÓN DEL CO₂ A LA ATMÓSFERA (I)

El CO₂ debe estar libre de hidrocarburos antes de ventearse a la atmósfera siempre y cuando el contenido de H₂S esté dentro de los límites de emisión aceptados por la legislación colombiana y las metas internas de cada compañía; para gas ácido que contenga H₂S se deben hacer cálculos de dispersión de sulfuro de hidrógeno en la atmósfera, para asegurar que se cuenta con un margen de seguridad apropiado entre los límites de toxicidad y la concentración del mismo en cualquier zona donde haya personal laborando; si esto no es posible, se deben considerar otras alternativas al venteo.

³ ARTICULO PUBLICADO EN OILFIELD REVIEW. Invierno 2010/2011: 22 no. 4. Copyright © 2011 Schlumberger

Para corrientes de CO₂ con trazas de hidrocarburos o con contenido apreciable de H₂S, el gas debe enviarse a una antorcha o tea para quemar estos componentes

Dependiendo del poder calorífico del gas ácido, puede requerirse la adición de gas combustible para permitir su combustión en la antorcha o tea. De acuerdo a API STD 537 y recomendaciones del fabricante, el mínimo poder calorífico inferior para la quema de gas en teas es de 150 BTU/ SCF, y por debajo de 300 BTU / SCF se requerirá un mayor número de pilotos o pilotos de mayor liberación de calor en comparación con las teas estándar.

Dependiendo del contenido de metano (CH₄), el gas ácido puede utilizarse como gas combustible de bajo poder calorífico. En algunas instancias, se requerirán quemadores o sistemas de combustión adaptados para manejar este gas.

El H₂S en Colombia está reglamentado en la Resolución 601 de 2006 del hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible como sustancia generadora de olores ofensivos y en el Art. 5 establece un límite máximo de 0.005 ppm (volumen) equivalentes a 7 µg/m³.

6.1.1 Prueba de emisión de CO₂ a la atmosfera

En Octubre del 2013 se hicieron mediciones para evaluar la opción de enviar el CO₂ a la atmosfera, con el objetivo de cuantificar la concentración de vapores BTX (Hidrocarburos Aromáticos Benceno, Tolueno y Xileno), determinar la concentración de H₂S y definir la existencia o no, de riesgo para la salud del personal expuesto.

Los escenarios establecidos durante la prueba fueron:

- Línea base: Sin emisiones (dos compresores de gas ácido operando)
- Emisiones parciales: Un compresor de gas ácido fuera de línea
- Emisión Total. Los dos compresores fuera de línea.

Tabla 10: tabla de límites de BETX

Compuesto	Tipo de exposición	Período promedio	Valor límite
Benceno	Ambiental	1 año civil	0,00156ppm (5 µg/m ³) ¹
	Ocupacional	8 h.	1 ppm (1620 µg/m ³) ²
Tolueno	Ocupacional	8 h	100 ppm (377 mg/m ³) ³
		No más de 15 min.	150 ppm (560 mg/ /m ³) ³
Xilenos	Ambiental	30 minutos	(1mg/m ³) ⁴
	Ocupacional	8 h.	100 ppm (434 mg/m ³) ⁵
Etilbenceno	Ocupacional	8 h.	100 ppm (434 mg/m ³) ⁶

¹ Directiva Europea de Calidad del Aire (2000/69/CE). RD 1073/2002 (España). Valor límite exigible a partir del 1 de enero de 2010.

² Niveles de Exposición Recomendados por National Institute for Occupational and Safety Health (NIOSH). Pocket Guide to Chemical Hazards: Benzene. 2005.

³ Niveles de Exposición Recomendados por National Institute for Occupational and Safety Health (NIOSH). Pocket Guide to Chemical Hazards: Toluene. 2005.

⁴ World Health Organisation (WHO). Air Quality Guidelines for Europe. WHO Regional Publications, European Series No. 23, 2nd edition, Copenhagen: WHO Regional Office for Europe; 2000

⁵ Niveles de Exposición Recomendados por National Institute for Occupational and Safety Health (NIOSH). Pocket Guide to Chemical Hazards: Xylenes. 2005

⁶ Niveles de Exposición Recomendados por National Institute for Occupational and Safety Health (NIOSH). Pocket Guide to Chemical Hazards: Ethylbenzene. 2005

Fuente: Estudio realizado por SURA año 2013

Tabla 11: Límites de concentraciones de BTX Y H₂S

VALOR LÍMITE PERMISIBLE CORREGIDO

NOMBRE SUSTANCIA DEL PERFIL DE VOC 's	VALOR LÍMITE PERMISIBLE ACGIH Versión 2013 -ppm	VALOR STEL O LÍMITE PERMISIBLE DE CORTA DURACIÓN Versión 2013 - ppm	VALOR LÍMITE PERMISIBLE CORREGIDO – ppm (*)
Benceno	0.5	2.5	0.25
Etilbenceno	20	-	10
Tolueno	20	-	10
Xileno	100	150	50
Sulfuro de Hidrógeno	1	5	0.5
(*) Con estos valores se comparan las concentraciones obtenidas de los químicos evaluados			


Fuente: Estudio realizado por SURA año 2013

Tabla 12: Efecto en la salud por concentraciones de H₂S

Hydrogen Sulfide concentrations can vary from trace amounts to high concentrations that can cause severe health effects and even death.

This Table illustrates the health effects for various levels (PPM - Parts per million) of H₂S.

10 -20	PPM	Eye Irritation
20-100	PPM	Loss of sense of smell, headache & nausea
100-300 edema	PPM	Respiratory difficulty, pulmonary
300-600	PPM	Dizziness, cessation of breathing, unconsciousness
600+	PPM	Unconsciousness, DEATH



Fuente: Estudio realizado por SURA año 2013

6.1.2 Metodología para la evaluación de emisión del CO₂ a la atmósfera

Para la evaluación ocupacional de los agentes contaminantes objeto del estudio, se siguió la Metodología recomendada por National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), tanto para medición en campo como para análisis en el Laboratorio de Bureau Veritas.

La medición de estos compuestos, se utilizaron bombas de muestreo personal de bajo Flujo, marca Gilian, modelo Gilair 5, las cuales se encuentran aprobadas por la NIOSH.

La medición de H₂S, se hizo por lectura directa con monitor para 4 gases, marca ProRae II y se analizó la información con base en los registros minuto a minuto.

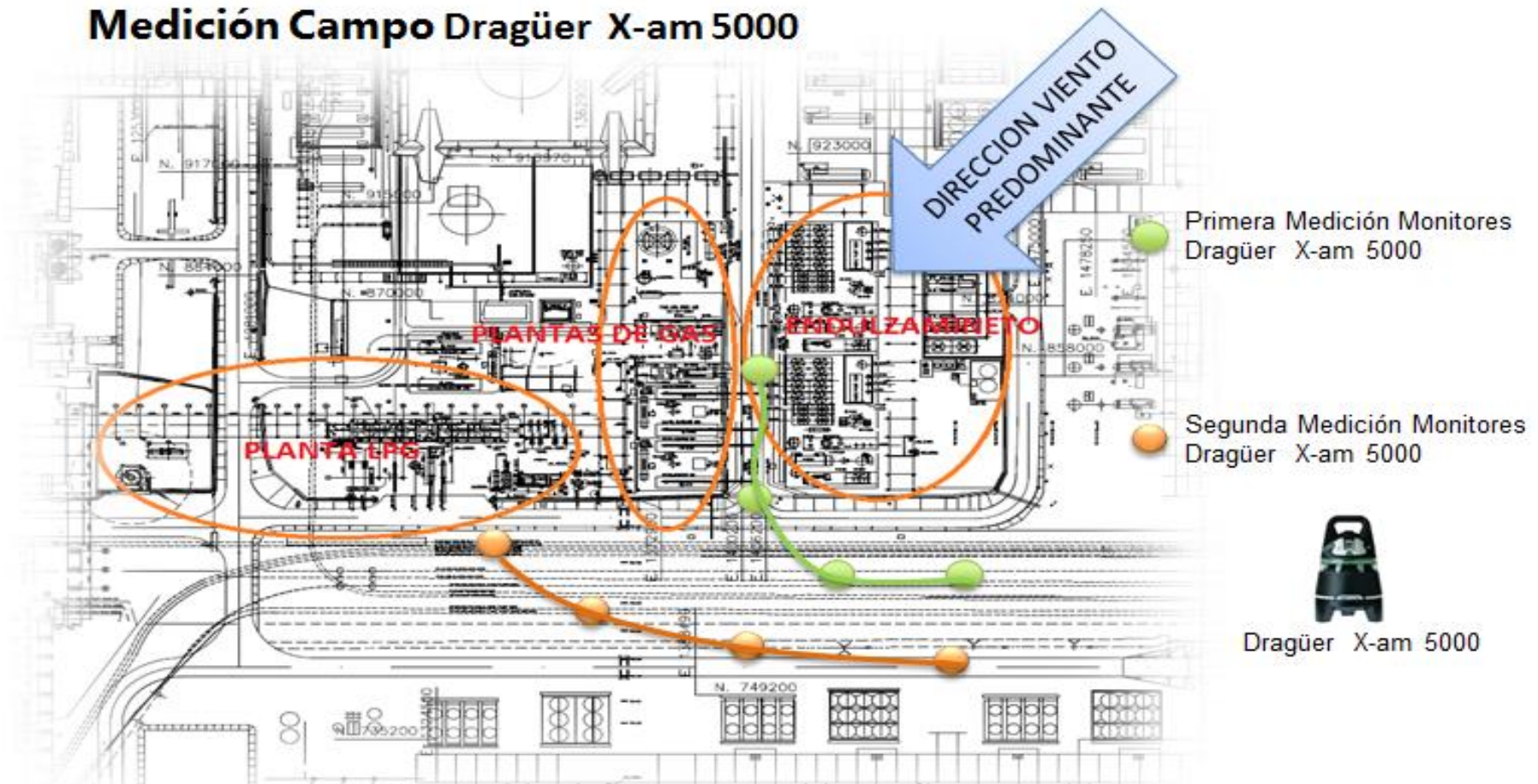
En puntos estratégicos respecto al área de descarga de gas ácido a la atmósfera y de acuerdo a la dirección del viento, se ubicaron 4 monitores Dragüer X-am 5000.

6.1.3 Resultados de la evaluación de emisión de CO₂

- La exposición ocupacional del personal de operaciones del CPF Cusiana, a vapores de BTX, según los resultados actuales, es baja.
- Los resultados del monitoreo de H₂S, no reportan concentraciones riesgosas de este gas.
- Los oficios evaluados en el área de estudio están por debajo del índice de riesgo <1 (Ver gráfica #1).
- De acuerdo a los resultados de laboratorio la concentración de CO₂, en la corriente de las vasijas de reflujo V-84104/204 de las regeneradoras de amina, es del orden del 99.8% mol.
- Se considera viable dejar de operar los compresores de gas ácido, debido a que no se encontraron concentraciones de H₂S, que afecten a los trabajadores de las áreas de estudio.

Figura 2: Areas de estudio de emisión de CO₂ a la Atmósfera

Medición Campo Dragüer X-am 5000



Fuente: Estudio realizado por SURA año 2013

Tabla 13: Resultados del monitoreo de atmósfera con compresores de gas ácido fuera de línea

FECHA	Tipo de Instrumento	Número de Serie	O2 Vol% A1=19,00 A2=23,00	CO ppm A1=30,00 A2=60,00	H2S ppm A1=5,00 A2=10,00	CH4 Vol% A1=20,00 A2=40,00	MEDICION H2S TUBOS DRAGUER RESULTADOS CORE LAB	
							AMINA 1 V-81104 ppm	AMINA 2 V-81204 ppm
22 / 10 / 2013	X-am 5000	ADREM 0290 AREE 0491 AREE 0497 AREE 0498 ARCN 0375	20.9	0	0	0	65	70
23 / 10 / 2013		ADREM 0290 AREE 0491 AREE 0497 AREE 0498 ARCN 0375	20.9	0	0	0	70	70
24 / 10 / 2013		ADREM 0290 AREE 0491 AREE 0497 AREE 0498 ARCN 0375	20.9	0	0	0	65	70
25 / 10 / 2013		ADREM 0290 AREE 0491 AREE 0497 AREE 0498 ARCN 0375	20.9	0	0	0		

Fuente: Estudio realizado por SURA año 2013

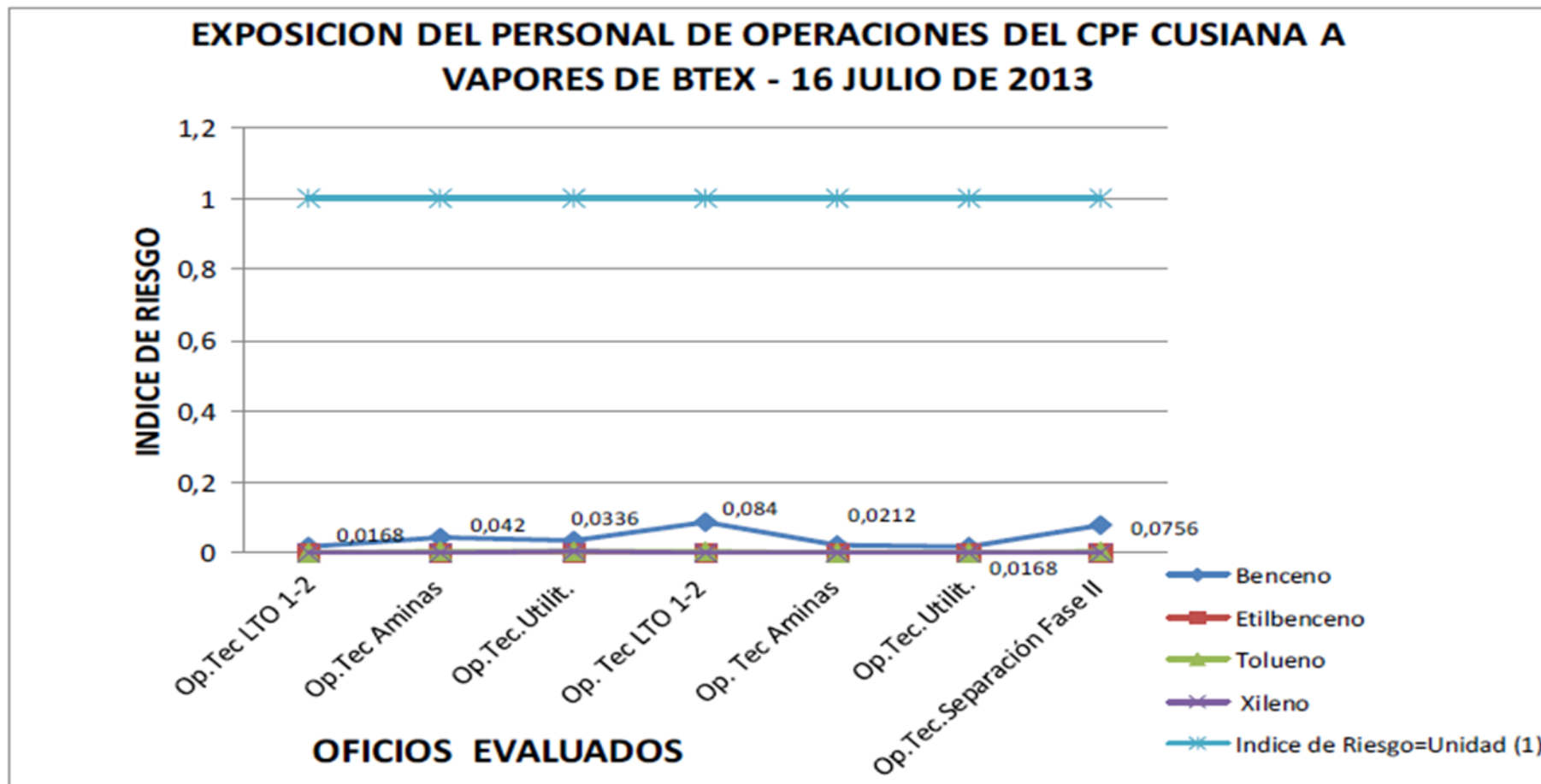
Tabla 14: Resultados medición BTX

**RESULTADOS MEDICION DE BETX
PERSONAL DE OPERACIONES DEL CPF CUSIANA – 16 JULIO 2013**

No Mtra y Fecha	Nombre - Oficio	Tiempo Medición (min)	Caudal Lit/min	Volumen Total (litros)	Perfil de BETX Concentración Reportada por Laboratorio expresada en (µg)	Concen-Tracción BETX (mg/m3)	Concen-tración Estándar BETX (ppm)	VLP _c corregido 12 Hrs (ppm)	IR	OBSERVACIONES
1 16 JULIO	Operador Técnico Planta de Gas Medición Diurna	420	0.200	84	Benceno =< 1	<0.012	<0.0042	0.25	<0.0168	Trabajo normal en Planta de Gas, durante el tiempo de medición
					Etilbenceno =< 2	<0.024	<0.0053	10	<0.0005	
					Tolueno =< 2	<0.024	<0.0063	10	<0.0006	
					Xileno =< 4	<0.048	<0.0116	50	<0.0002	
2 16 JULIO	Operador Técnico Aminas 1-2 Medición Diurna	422	0.198	83.6	Benceno = 2.6	0.031	0.0105	0.25	0.042	
					Etilbenceno =< 2	<0.024	<0.0063	10	<0.0006	
					Tolueno = 4.0	0.048	0.0137	10	0.0014	
					Xileno = < 4	<0.048	<0.0116	50	<0.0002	
3 16 JULIO	Operador Técnico Utilitarios Medición Diurna	369	0.198	73.1	Benceno = 1.9	0.026	0.0084	0.25	0.0336	
					Etilbenceno = <2	<0.027	<0.0063	10	<0.0006	
					Tolueno = 3.6	0.049	0.0137	10	0.0014	
					Xileno = <4	<0.055	<0.0137	50	<0.0014	
4 16 JULIO	Operador Técnico Planta de Gas Medición Nocturna	375	0.197	73.9	Benceno = 4.8	0.065	0.021	0.25	0.084	Del tiempo de medición, ± 3 horas las laboró en Planta de gas.
					Etilbenceno = <2	<0.027	<0.0063	10	<0.0006	
					Tolueno = 6.0	0.081	0.023	10	0.0023	
					Xileno = <4	<0.054	<0.0126	50	<0.0003	
5 16 JULIO	Operador Técnico Aminas 1-2 Medición Nocturna	350	0.198	69.3	Benceno = <1	<0.014	<0.0053	0.25	<0.0212	
					Etilbenceno = <2	<0.029	<0.0074	10	<0.0007	
					Tolueno = <2	<0.029	<0.0084	10	<0.0008	
					Xileno = <4	<0.058	<0.0137	50	<0.0003	
6 16 JULIO	Operador Técnico Utilitarios Medición Nocturna	379	0.200	75.8	Benceno = <1	<0.013	<0.0042	0.25	<0.0168	
					Etilbenceno = <2	<0.026	<0.0063	10	<0.0006	
					Tolueno = <2	<0.026	<0.0074	10	<0.0007	
					Xileno = <4	<0.053	<0.0126	50	<0.0003	
7 16 JULIO	Operador Técnico Separación Fase II Medición Nocturna	370	0.197	72.9	Benceno = 4.3	0.059	0.00189	0.25	0.0756	Del tiempo de medición pasó en el área de proceso ± 1 hora.
					Etilbenceno = <2	<0.027	<0.0063	10	<0.0006	
					Tolueno = 6.4	0.088	0.0242	10	0.0024	
					Xileno = 4.1	0.056	0.0137	50	0.0003	


Fuente: Estudio realizado por SURA año 2013

Gráfica 1: Índice de riesgo exposición personal vapores BTX



Fuente: Estudio realizado por SURA año 2013

Tabla 15: Análisis composicional muestra de gas ácido vasija V-81104



CORE LABORATORIES

COMPANY: EQUION

Compositional Analysis of SALIDA GAS AGRIO-V81104 to C12+


Sampling Date	22-oct-2013 11:00	
Sampling Location	SALIDA GAS AGRIO-V81104	
Cylinder Number	COL-003	
Sample Description	SALIDA GAS AGRIO-V81104	
Sampling Conditions	7.1 psig @ 109.0°F	

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	99,76	99,89
N ₂ Nitrogen	0,00	0,00
C ₁ Methane	0,17	0,06
C ₂ Ethane	0,05	0,03
C ₃ Propane	0,02	0,02
iC ₄ i-Butane	0,00	0,00
nC ₄ n-Butane	0,00	0,00
iC ₅ i-Pentane	0,00	0,00
nC ₅ n-Pentane	0,00	0,00
C ₆ Hexanes	0,00	0,00
C ₇ Heptanes	0,00	0,00
C ₈ Octanes	0,00	0,00
C ₉ Nonanes	0,00	0,00
C ₁₀ Decanes	0,00	0,00
C ₁₁ Undecanes	0,00	0,00
C ₁₂ + Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00

Note: 0.00 means less than 0.005.

Fuente: Laboratorio Core Lab.

Tabla 16: Análisis composicional muestra de gas ácido vasija V-81204



CORE LABORATORIES

COMPANY: EQUION

Compositional Analysis of SALIDA GAS AGRIO-V81204 to C12+

Sampling Date	22-oct-2013 10:50	
Sampling Location	SALIDA GAS AGRIO-V81204	
Cylinder Number	COL-062	
Sample Description	SALIDA GAS AGRIO-V81204	
Sampling Conditions	7.3 psig @ 117.0°F	

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	99,74	99,87
N ₂ Nitrogen	0,00	0,00
C ₁ Methane	0,19	0,07
C ₂ Ethane	0,04	0,03
C ₃ Propane	0,03	0,03
iC ₄ i-Butane	0,00	0,00
nC ₄ n-Butane	0,00	0,00
iC ₅ i-Pentane	0,00	0,00
nC ₅ n-Pentane	0,00	0,00
C ₆ Hexanes	0,00	0,00
C ₇ Heptanes	0,00	0,00
C ₈ Octanes	0,00	0,00
C ₉ Nonanes	0,00	0,00
C ₁₀ Decanes	0,00	0,00
C ₁₁ Undecanes	0,00	0,00
C ₁₂ + Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00

Note: 0.00 means less than 0.005.

Fuente: Laboratorio Core Lab.

6.2 INYECCIÓN O REINYECCIÓN DEL CO₂ COMO MECANISMO DE SOPORTE DE ENERGIA DEL YACIMIENTO (II)

A pesar que la legislación de muchos países no prohíbe la emisión del CO₂ a la atmósfera, cada vez más los proyectos consideran su inyección para la disminución de las emisiones de este gas de efecto invernadero, de acuerdo al mecanismo de desarrollo limpio establecido en el protocolo de Kyoto. El costo de las unidades de inyección de CO₂ representa un porcentaje considerable del costo total del tratamiento del gas, pudiendo incrementar las inversiones requeridas hasta en un 50% por encima del costo de la unidad de endulzamiento.

Todas las tecnologías analizadas generan un efluente de CO₂ que contiene agua y diferentes cantidades de hidrocarburos. La corrosión de los aceros al carbono por CO₂ se debe a la formación de ácido carbónico al disolverse en el agua líquida; para evitarla, debe eliminarse el agua, evitar su condensación, o utilizar aceros inoxidable. En caso de requerirse la re-inyección del CO₂, la corrosividad del mismo a altas presiones requiere el uso de acero inoxidable en gran parte del sistema de inyección, siendo a veces indispensable la deshidratación del CO₂ a inyectar, típicamente con una unidad de glicol TEG.

Aun cuando el gas ácido a inyectar no esté saturado con agua luego de la primera etapa de compresión, alcanzará la saturación. Por este motivo es necesario deshidratar el gas endulzado, permitiendo la utilización de acero al carbono en todo el sistema de inyección de gas ácido.

Otro aspecto a considerar en la inyección de CO₂ es el contenido de hidrocarburos livianos en el gas a inyectar. Los hidrocarburos livianos disminuyen la densidad de una corriente de dióxido de carbono, y por tanto implican mayores presiones en la descarga de los compresores de inyección y eventualmente un mayor número de etapas. Además, para un mismo nivel de remoción de CO₂, los caudales resultantes para una unidad de membranas serán mayores que para una unidad de amina debido a la permeación de hidrocarburos junto con el CO₂. La siguiente tabla muestra la comparación realizada en un estudio reciente, aunque los resultados dependen en gran parte de las características del pozo inyector.

Tabla 17: Impacto del endulzamiento en la unidad de gas ácido

caso	Composición gas ácido (% Mol)		Densidad relativa a caso 1	Caudal relativo a caso 1	Presión de inyección (bar)	Etapas de compresión requeridas	Potencia de inyección relativa a caso 1
	CO2	HC					
1.- Aminas	99,7	0,3	1,00	1,00	130	5	1,00
2.- Membranas 2 etapas	80	20	0,87	1,25	145	5	1,33
3.-Membranas 1 etapa	55	45	0,72	1,82	165	6	1,94

Fuente: Tecnologías de endulzamiento – Una mirada mas amplia (Marco Bergel / Ignacio Tierno) Tena Estudios y Proyectos de Ingeniería SA.

En el caso de unidades de amina, el gas ácido se obtiene a una presión ligeramente mayor a la atmosférica (10 psig). El límite está determinado por la máxima temperatura en el fondo de la torre de regeneración que evite la descomposición de la amina. En proyectos que prevean la inyección de gas ácido resulta ventajoso realizar la regeneración a la mayor presión posible.

6.2.1 Mantener compresores de gas ácido en línea para la inyección o reinyección de CO₂

El sistema de endulzamiento con amina está diseñado para recircular 1200 gpm de solución máximo; en el año 2005 se inició con una recirculación de 550 gpm, en diciembre 2013 se estaban recirculando 1080-1120 gpm, lo indica que este sistema estaba llegando a su límite de capacidad de endulzamiento, y de allí la importancia de buscar estrategias que permitan darle un manejo adecuado a la corriente de CO₂ retirado (14,5 mmscfd), de tal manera que no impacte la concentración de CO₂ en el gas alimento de las plantas de Gas Ventas⁴.

⁴ Datos de concentraciones de CO₂ tomados de base de datos históricos del laboratorio CPF Cusiana (2005-2014). Caudales de gas, de base datos estadísticos operativos de la planta de Gas y fase 2 Cusiana (Reportes.xls 2005-2014).

De continuar inyectando la corriente de CO₂, como se venía realizando hasta diciembre del 2013, el sistema de endulzamiento debería ajustarse operativamente para retirar una mayor cantidad de CO₂ hasta alcanzar la máxima capacidad de endulzamiento.

Como puede verse en la gráfica #2 (*Comportamiento del CO₂ en gas entrada al sistema de endulzamiento de la planta de ventas de gas Cusiana*), una vez se reinicie a inyectar CO₂, a los 18 meses se volvería a tener la condición de diciembre del 2013, es decir la corriente de entrada al sistema de endulzamiento llegaría a 6.5% mol de CO₂. Por consiguiente esta opción es recomendable a corto plazo, pues de mantenerse a largo plazo, los impactos en las ventas de gas se empezarían a materializar (ver en la tabla #18: *Escenarios de comportamiento del CO₂ con opción de operar los compresores gas ácido*).

6.2.2 Proyección de la concentración de CO₂ en la corriente de gas alimento a la SGP 270 (sales gas plant)

Para el cálculo de la proyección de capacidad de endulzamiento, se tomaron datos de laboratorio de la concentración de CO₂ en la corriente de entrada al sistema de endulzamiento de la planta SGP-270, hasta febrero del 2015.

En la gráfica #2. Puede observarse el incremento de CO₂ desde el año 2005, hasta febrero 2015, aunque la corriente de CO₂ producida actualmente es 5,67%, su pico mas alto 6,5% se alcanzó en diciembre del 2013, (inferior al % 7.2 estimado en el diseño para el 2013). La disminución de concentración del CO₂ a partir del 2014 se debe a la salida de los compresores de gas ácido el 13 de diciembre del 2013. Un año después de mantener los compresores de gas ácido fuera de línea, encontramos que el CO₂, ha tendido a estabilizarse en un valor de 5.8%, Lo anterior nos permite evaluar una de las alternativas que plantearemos en esta monografía: la disposición del CO₂ a la atmosfera.

De acuerdo a la proyección en junio del 2017(gráfica #2), de continuar inyectando el CO₂ como mecanismo de soporte al yacimiento, las ventas de gas empezaran a ser reducidas en su capacidad (270 mmscfd). La

concentración de CO₂ en la corriente de entrada (gas alimento) al sistema de endulzamiento incrementará por encima de 6.5%, lo cual requerirá recircular amina por encima de los 1080 gpm. Teniendo en cuenta que la máxima capacidad por diseño es 1200 gpm, con una concentración de CO₂ de 7.2%.

La sensibilidad del impacto en las ventas de gas para diferentes escenarios de reinyección de gas ácido presentadas en la tabla #18, nos muestran los siguientes resultados.

6.2.2.1 *Escenario 1 (base): Actual sin compresores de gas ácido en línea*

Manejo de gas 520 mmscfd, concentración de CO₂ del yacimiento se mantiene sobre 5.8% mol sin colocar en línea los compresores de gas ácido.

No se visualizan impactos en las ventas de gas, sin embargo se debe considerar que el incremento de CO₂ que se ha dado hasta el momento ~ 0.09% anual y la declinación gas del campo mensual del 4%, a pesar que de ser una declinación baja puede cambiar.

6.2.2.2 *Escenario 2: Actual con compresores de gas ácido en línea (10 mmscfd)*

Este escenario continuamos manejando los 520 mmscfd, concentración de CO₂ 5.8% y un compresor de gas ácido en línea manejando 10 mmscfd.

Bajo este escenario, el impacto en las ventas de gas se dan en -3 mmscfd, es decir de los 270 mmscfd se pueden vender 267 mmscfd, bajo condiciones RUT. Los impactos se dan al incrementar la corriente de gas ácido del by-pass agrio interetapa de 5.8% a 9.9% mol de concentración de CO₂.

6.2.2.3 Escenario 3: Con compresores de gas ácido en línea (10 mmscfd) y CO₂ a la entrada del sistema endulzamiento en 6.5% mol.

Este escenario continuamos manejando los 520 mmscfd, concentración de CO₂ 6.5% mol y un compresor de gas ácido en línea manejando 10 mmscfd.

Bajo este escenario, el impacto en las ventas de gas se dan en -10 mmscfd, es decir de los 270 mmscfd se pueden vender 260 mmscfd, en condiciones RUT. Los impactos se producen al incrementar la corriente de gas ácido del by-pass agrario interetapa de 5.8% a 10.6% mol de concentración de CO₂, además del incremento de la concentración en la corriente de entrada de 5.8% a 6.5% mol.

6.2.2.4 Escenario 4: Con compresores de gas ácido en línea (5 mmscfd) y CO₂ a la entrada del sistema endulzamiento en 6.5% mol.

Este escenario continuamos manejando los 520 mmscfd, concentración de CO₂ 6.5% mol y un compresor de gas ácido en línea manejando 5 mmscfd.

Bajo este escenario, el impacto en las ventas de gas será de -3 mmscfd, es decir de los 270 mmscfd se pueden vender 267 mmscfd, bajo condiciones RUT. Los impactos se dan al incrementar la corriente de gas ácido del by-pass agrario interetapa de 5.8% a 8.6% mol de concentración de CO₂, además del incremento de la corriente de entrada de 5.8% a 6.5% mol.

6.2.2.5 Escenario 5 : Con compresores de gas ácido en línea (8 mmscfd) y CO₂ a la entrada del sistema endulzamiento en 6.5% mol.

Este escenario continuamos manejando los 520 mmscfd, concentración de CO₂ 6.5% mol y un compresor de gas ácido en línea manejando 8 mmscfd.

Bajo este escenario, el impacto en las ventas es de -10 mmscfd, es decir de los 270 mmscfd se pueden vender 260 mmscfd, bajo condiciones RUT. Los impactos se dan al incrementar la corriente de gas ácido del by-pass agrario

interetapa de 5.8% a 10.1% mol de concentración de CO₂, además del incremento de la corriente de entrada de 5.8% a 6.5% mol.

6.2.2.6 Escenario 6 : Sin compresores de gas ácido en línea y CO₂ a la entrada del sistema endulzamiento en 6.5% mol.

Este escenario continuamos manejando los 520 mmscfd, concentración de CO₂ 6.5% mol y sin compresores de gas ácido.

No se visualizan impactos en las ventas de gas, sin embargo se debe considerar que el incremento de CO₂ que se ha dado hasta el momento ~ 0.09% anual y la declinación gas del campo mensual del 7%, a pesar que de ser una declinación baja pueden cambiar. Igualmente como se ve en la gráfica #2 en junio del 2017 estaríamos en esta condición si empieza a inyectar CO₂ como mecanismo de sostenimiento de energía del yacimiento.

6.2.2.7 Proyección del CO₂ de mantenerse la inyección de gas ácido.

En la gráfica #2, se muestra la evolución del CO₂ y se puede identificar que una vez se inicie la inyección del CO₂ (Feb 2015), a los 18 meses el CO₂ se estaría incrementando de 5,8 % a 6.5% mol donde iniciarían los impactos en las ventas de gas.

Las alternativas para mantener las ventas de gas luego de alcanzar una concentración de 6.5% mol de CO₂ en la corriente de entrada son:

- Sacar de servicio nuevamente los compresores de gas ácido, permitiendo tener una concentración menor en el by-pass interetapa (Escenario 6).
- Mantener la inyección de CO₂, enviando esta corriente directamente a la succión de la turbina de Inyección de gas ácido, esto nos permitiría bajar la concentración de la corriente interetapa que va hacia la planta de ventas de gas y mantener las ventas de gas en 270 mmscfd. (ver figura #3)

6.2.3 Impactos por inyección de CO₂ como mecanismo de soporte de energía en el Yacimiento.

- Pérdida de integridad de planta y líneas de reinyección de gas.
- Disminución en capacidad de ventas de gas.
- Disminución en la producción de NGL & LPG.

Los impactos en ventas de gas, como lo vimos en las seis (6) sensibilidades, están relacionadas por el incremento de la concentración de CO₂ de la corriente de gas alimento a la entrada de las unidades de amina, igualmente por la conexión de la corriente de descarga de los compresores de gas ácido a la corriente interetapa de inyección, que puede elevar la concentración de CO₂ en el by-pass de gas agrío de 6.5% hasta 10.6 % mol, de acuerdo al CO₂ que se esté inyectando. Como lo indicamos anteriormente, el incremento de CO₂ de la corriente interetapa puede corregirse enviando la corriente de descarga de los compresores de gas ácido, directamente a la succión de la turbina de alta presión que maneja gas ácido, esto evitaría que la corriente de CO₂ vaya a la planta de gas ventas.

Los impactos en la producción de NGL y GLP están directamente relacionados con el gas vendido; la base de producción de estos dos productos es de 2100 bpd de NGL y 7500 bpd de GLP para 270 mmscfd de gas ventas ⁵

⁵ Bases de diseño planta LPG, y sustentados bajo pruebas de desempeño de la planta SGP-270 (PLANTA DE VENTAS DE GAS)

Gráfica 2. Comportamiento del CO₂ en gas entrada al sistema de endulzamiento de la planta de ventas de gas Cusiana

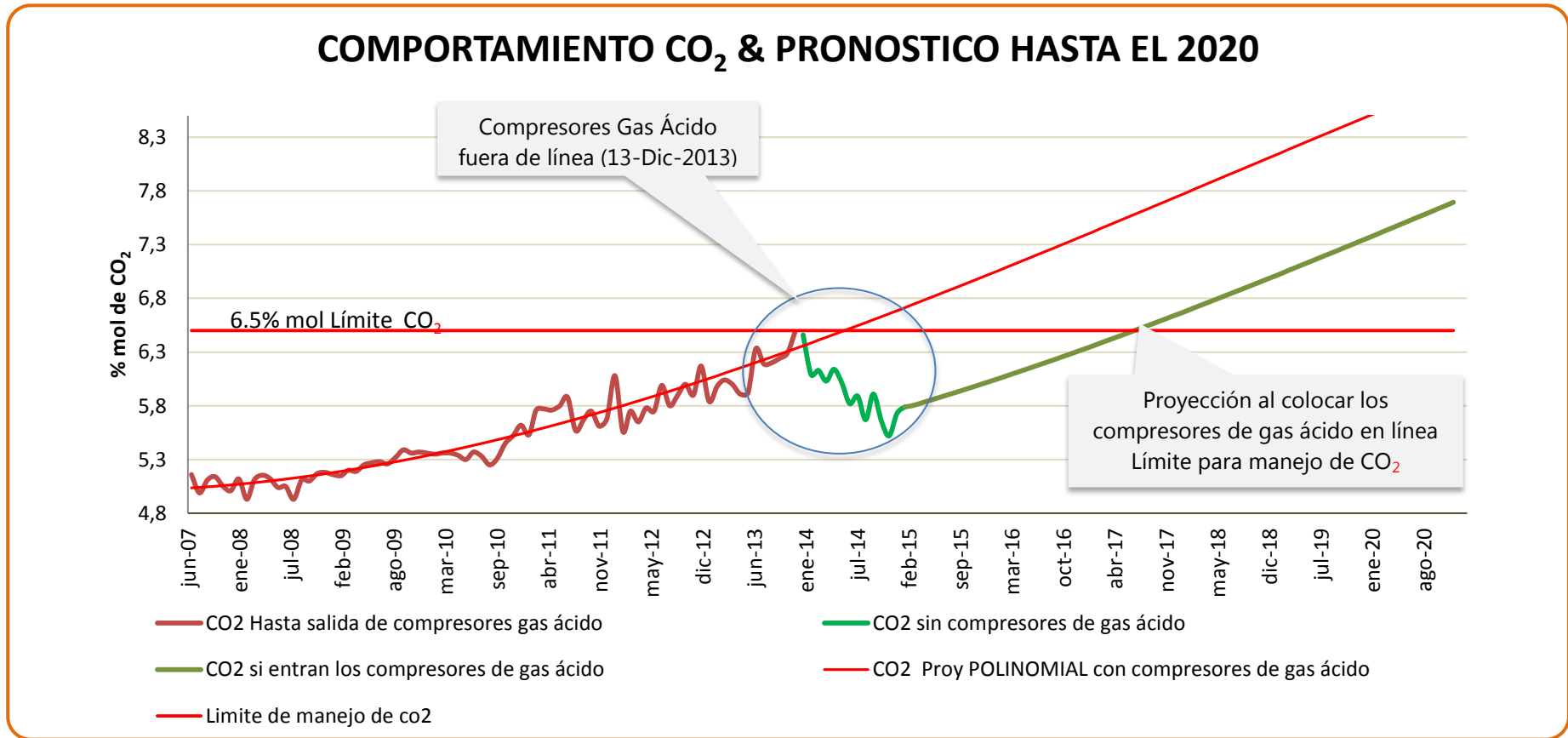


Tabla 18: Escenarios de comportamiento del CO₂ con opción de operar los compresores gas ácido

		TOTAL GAS MANEJADO EN LA PLANTA MMSCFD	CO2 ENTRADA %MOL	GAS ENDULZADO MMSCFD	GAS BY-PASS AMINAS MMSCFD	GAS BYPASS INTERETAPAS MMSCFD	CO2 BYPASS INTERETAPA % MOL	VENTAS DE GAS PORVENIR APIAY MMSCFD	CO2 VENTAS DE GAS %MOL	Gas ácido inyectado.	OBSERVACIONES
Escenario 1	Actual (Sin compresores ácidos)	520	5.8	230	70	38	5.8	270	1.94	0	
Escenario 2	Actual (Con un compresor de gas ácido)	520	5.8	254	46	36	9.9	267	1.95	10	Se mantiene las ventas sobre 267 mmscfd, inyectando 10 mmscfd de co2
Escenario 3	Con un compresor de gas ácido	520	6.5	254	46	30	10.6	260	1.98	10	Se impacta en las ventas 260 mmscfd, inyectando 10 mmscfd de co2
Escenario 4	Con un compresor de gas ácido	520	6.5	254	46	38	8.6	267	1.96	5	Se mantiene las ventas sobre 267 mmscfd, inyectando solo 5 mmscfd de co2
Escenario 5	Con un compresor de gas ácido Junio 2017	500	6.5	254	46	30	10.1	260	1.93	8	Escenario posible en junio del 2017 cuando volvemos a un nivel de 6.5% de co2. hay impacto en las ventas.
Escenario 6	Sacando el compresor gas ácido Junio 2017	500	6.5	254	46	42	6.5	270	1.77	0	Escenario posible en junio del 2017 cuando volvemos a un nivel de 6.5% de co2. Sin impacto en las ventas.

Figura 3: Sensibilidades análisis de capacidad de manejo de CO₂ en la planta de ventas de GAS en el CPF

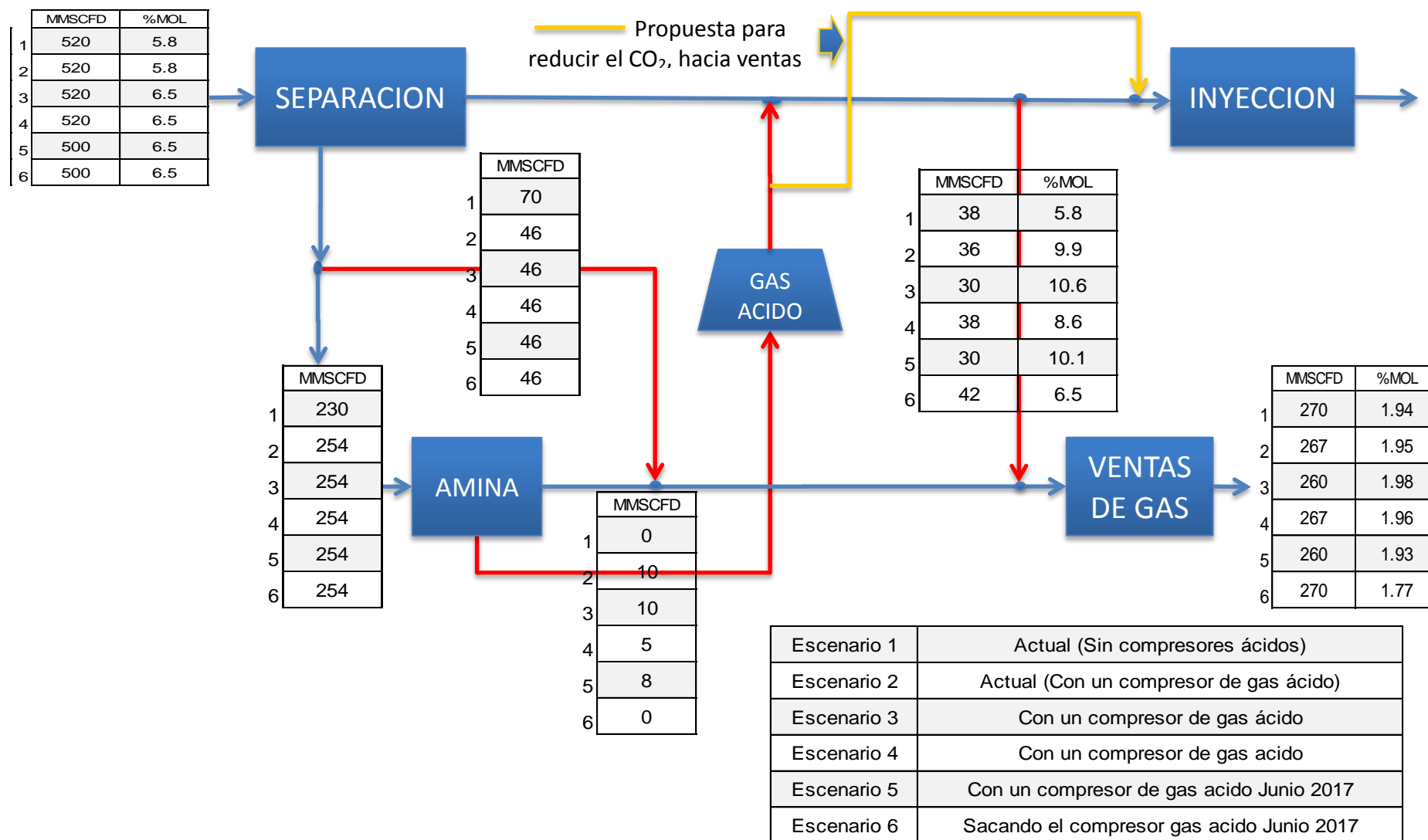
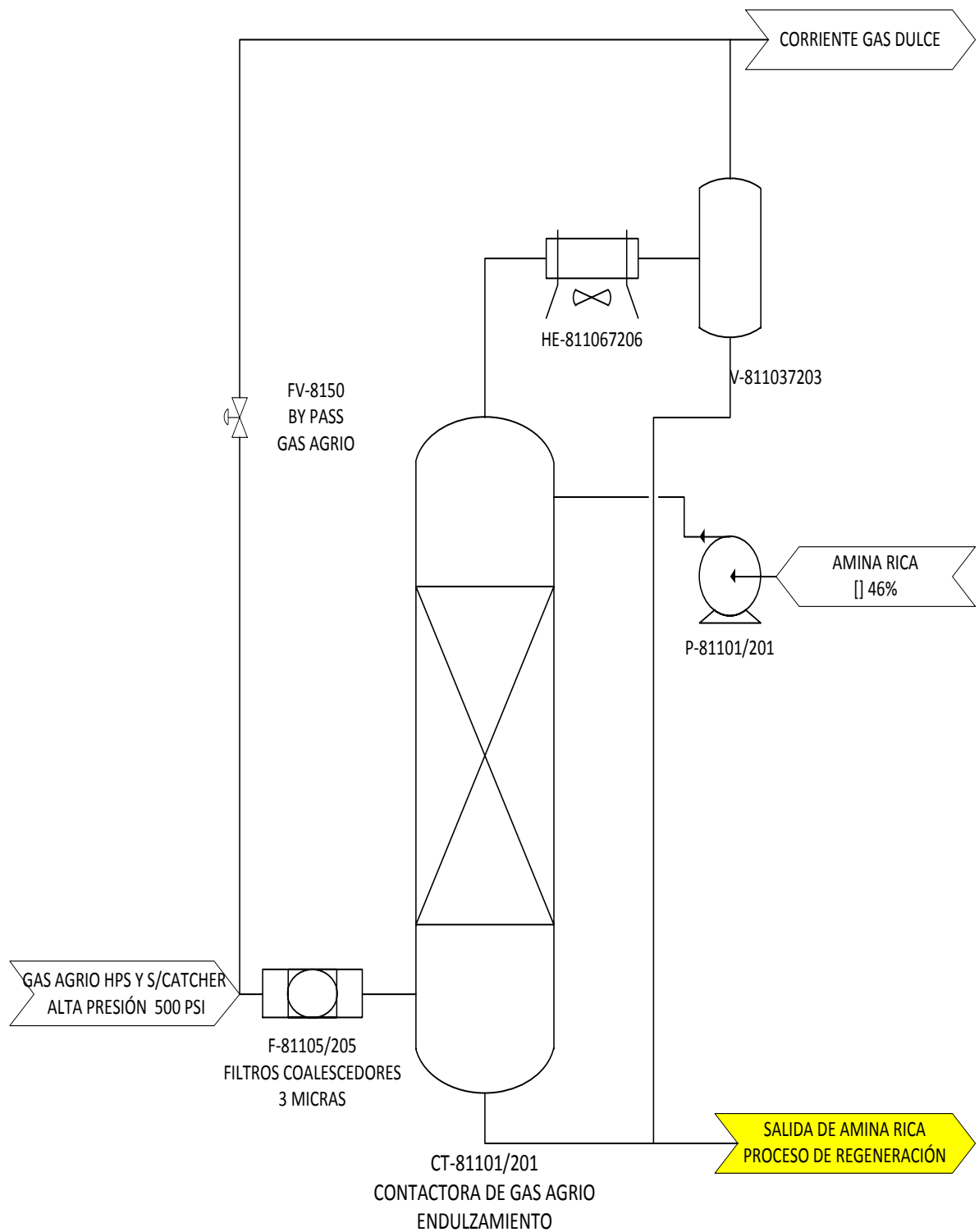


Figura 4: Diagrama torres contactoras de amina



6.3 ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO (III)

Durante varios años, un amplio sector de la industria de E&P, se apartó del término recuperación asistida del petróleo. Sin embargo los éxitos registrados con el método de inyección de vapor y dióxido de carbono continuaron.

La disminución de la producción en los campos en proceso de maduración reavivó el interés de técnicas de recuperación asistida en muchos lugares del mundo. El mejoramiento de tecnologías para el conocimiento de los yacimientos y el acceso a estos, incrementó las posibilidades de éxito de la implementación de la tecnología EOR.

Las compañías operadoras que conocen los campos maduros tienen una buena idea del volumen que permanece en los yacimientos una vez que los métodos tradicionales de recuperación, tales como los procesos de producción primaria e inyección de agua, alcanzan sus límites económicos. El porcentaje de petróleo remanente varía entre un campo y otro; un estudio de 10 regiones productoras de petróleo de EUA concluyó que aproximadamente dos tercios del petróleo original en sitio (OOIP) permanecía en el yacimiento después de agotados los métodos tradicionales de recuperación. El estudio descubrió además que aproximadamente un 23% del petróleo remanente de esas regiones podría producirse mediante las tecnologías establecidas de inyección de CO₂. Ese recurso técnicamente recuperable de 89,000 millones de barriles de petróleo, podría satisfacer, por si solo y con las tasas actuales mas de una década de consumo de EUA. Por consiguiente el interés en los métodos para recuperar esos recursos se ha incrementado en los últimos años.

Cusiana es un campo maduro, donde Equion podría optimizar la recuperación con las tecnologías existentes de recuperación mejorada del petróleo. El petróleo dejado en las formaciones puede ser localizado con herramientas avanzadas de adquisición de registros, evaluaciones sísmicas de 4D, Tecnologías de generación de imágenes entre pozos, métodos de geo-modelado de 3D y otros sistemas de software de última generación.

La industria ha avanzado a pasos agigantados en cuanto a la comprensión de las estructuras sedimentarias clásicas, la petrofísica de los carbonatos para construir modelos, y el conocimiento de la geo-mecánica de los yacimientos para planificar los trayectos de los pozos, hoy la industria puede perforar pozos mas complejos y acceder con precisión a objetivos múltiples que contienen petróleo sin explotar. Las terminaciones pueden diseñadas para monitorear y controlar mejor los procesos de producción e inyección en el fondo del pozo y para medir las propiedades de los fluidos, tanto en sitio como en la superficie.

Figura 5: Tecnología EOR



Fuente: Artículo Oilfield Review 2010-2011 Schlumberger, ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?

6.3.1 Recuperación mejorada de crudo mediante la inyección a media presión del CO₂ producido en la planta de gas

Se ha considerado hacer una prueba piloto en un pozo cercano al CPF de Cusiana y para ello se definió el pozo BA Y. Esta es una opción técnicamente posible y de un costo relativamente bajo por estar el pozo cerca de la facilidad.

Se evaluarán las diferentes opciones de compresión y opciones de transporte desde el CPF de Cusiana hasta el pozo BA-Y7 para envío del CO₂ a inyectar y

para el envío de la producción desde el pozo BA-PA31 o el pozo BA-Y16 hacia el CPF de Cusiana.

Dentro de las opciones evaluadas se encontró que el mejor esquema técnico estaría conformado por los dos compresores de gas ácido existentes, trabajando en serie con una unidad nueva de compresión, para incrementar la presión del gas ácido hasta el nivel requerido para inyección.

En cuanto al transporte del gas ácido hasta el pozo BA-Y7 y el envío de la producción asociada al BA-PA31 o al pozo contingente BA-Y16 hacia el CPF, se concluyó que la opción más viable es la instalación de una línea nueva de inyección en tubería Flexsteel de 4" y emplear la línea de producción existente CPF-PA o Y-CPF (ambas de 12"), para llevar la producción desde el pozo BA-PA31 o el pozo contingente BA-Y16 hasta el CPF.

6.3.2 Antecedentes

Hace 3 años se evaluó la opción de disponer el CO₂ en la formación Barco y/o Guadalupe; el costo de elevar la presión del CO₂ hasta 5000 psig y de adecuar el pozo BAJ-20, era de 46 MMUSD\$. Desafortunadamente no se podía esperar ningún beneficio, ni siquiera soporte de presión ya que este era provisto para la inyección de agua en estos yacimientos.

Hoy en día se identifica una mejor oportunidad que consiste en usar este CO₂ en la formación Barco para la recuperación de crudo como recobro mejorado en el campo Cusiana y la idea es desarrollar un proyecto piloto que nos permita cumplir con este objetivo y de paso evitar la emisión del CO₂ a la atmósfera.

El proyecto consiste en inyectar en la formación Barco a través del pozo BAY7, el volumen de CO₂ disponible en las facilidades de la Planta de Gas ventas, que en este momento se está descargando a la atmósfera, considerando la escasez de gas para inyección en las condiciones actuales. El volumen a inyectar es de 17 mmscfd aproximadamente, que por la densidad del CO₂

comparada con el gas natural que se inyecta actualmente, equivale a inyectar 30 mmscfd de gas natural. Las razones de escoger el sector de Barco central principalmente obedecen a:

- En las condiciones actuales de presión de yacimiento, la inyección del CO₂ estaría en condiciones mínimas de lograr miscibilidad, haciendo muy eficiente el proceso de recuperación de petróleo.
- Se tienen altas saturaciones de petróleo y gas debido a que el área no ha sido sometido a procesos de inyección de gas.
- El área presenta un alto grado de confinamiento asegurando que el CO₂ quede en el sector.
- Debido a la cercanía de estos pozos con el CPF de Cusiana las inversiones de superficie disminuyen sustancialmente.
- El pozo inyector (BAY7) y los pozos productores (BAY16 y BAPA31) presentan condiciones de integridad para soportar cargas y evitar daños de corrosión por tener completamientos en material de Cr13. El costo del proyecto se estima en US\$11mm como máximo y cuyo rublo principal es la compra de un compresor de gas ácido y la construcción de una línea de 4"x 0.8 km para inyección de CO₂ y una línea de 6"x1.6 km para producción de crudo, ambas en tubería flexible.

Los objetivos principales de este proyecto piloto son:

- Comprobar el beneficio de la inyección de CO₂ para el recobro mejorado de hidrocarburos en Cusiana, para hacerla extensivamente a todos los campos de esta misma tendencia en el Piedemonte llanero (Cupiagua, Piedemonte, Niscota).
- Establecer los requerimientos de equipos, materiales y prácticas operativas necesarias para el manejo del CO₂, en preparación para un proyecto a gran escala.

6.3.3 Condiciones de La Corriente de Inyección

La corriente de gas ácido proveniente de las unidades de amina (M01-081-00001 Y M02-081-00001), específicamente de los acumuladores de reflujo de las regeneradoras (V-81104 y V-81204) presenta las siguientes condiciones:

Tabla 19: Composición del gas ácido

Componente	Fracción mol
CO2	0.915788
Metano	0.001010
Etano	0.000285
Propano	0.000119
i-Butano	0.000014
n-Butano	0.000027
i-pentano	0.000005
n-pentano	0.000004
n-hexano	0.000002
benceno	0.000078
tolueno	0.000062
e-benceno	0.000002
m-xileno	0.000007
p-xileno	0.000007
SO2	0.000000
O-xileno	0.000005
H2S	0.000082
N2	0.000000
O2	0.000000
H2O	0.082503 (Nota 1)

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Nota 1: Se considera que la corriente de gas ácido está saturada en agua.

La composición mostrada anteriormente resulta de una cromatografía tomada el 21 de enero del 2011.

Tabla 20: Condiciones de proceso del gas ácido

Presión (Psig)	5
Temperatura (°F)	120
Flujo (MMscfd)	16-20

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

6.3.4 Requerimientos Mínimos de Inyección

Las condiciones de inyección requeridas en el pozo BA-Y7 son las siguientes:

Tabla 21: Condiciones de inyección del gas ácido

WHIP (Psig)	1500-1800
WHT (°F)	140
Gravedad específica	1.5
Flujo (MMscfd)	16-20

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

6.3.5 Esquema Y Pronósticos De Producción

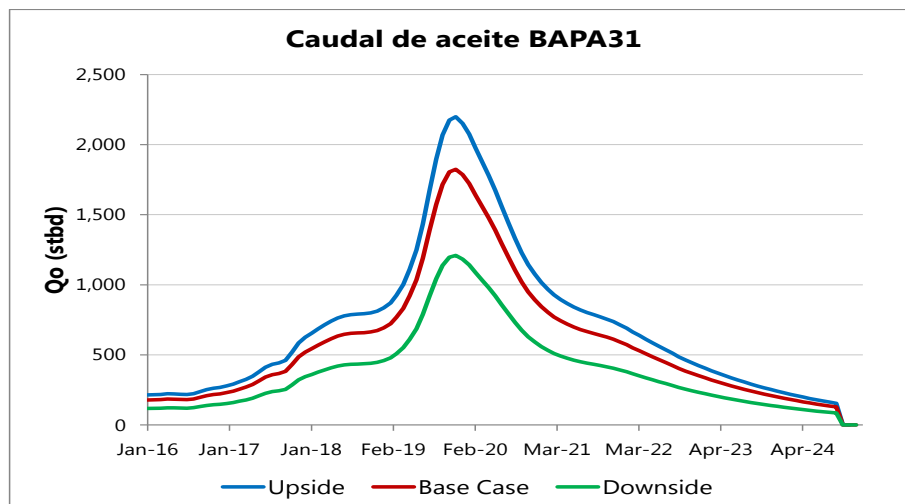
Para el piloto de inyección de CO₂, el pozo inyector será el BAY7 y el pozo productor será el BAPA31.

A nivel de yacimiento el piloto se enfocará en la formación Barco. Las etapas a desarrollar serán las siguientes:

1. Inyectar CO₂ en el pozo BAY7.
2. Monitorear mediante pruebas de pozo el comportamiento en producción de BAPA31.

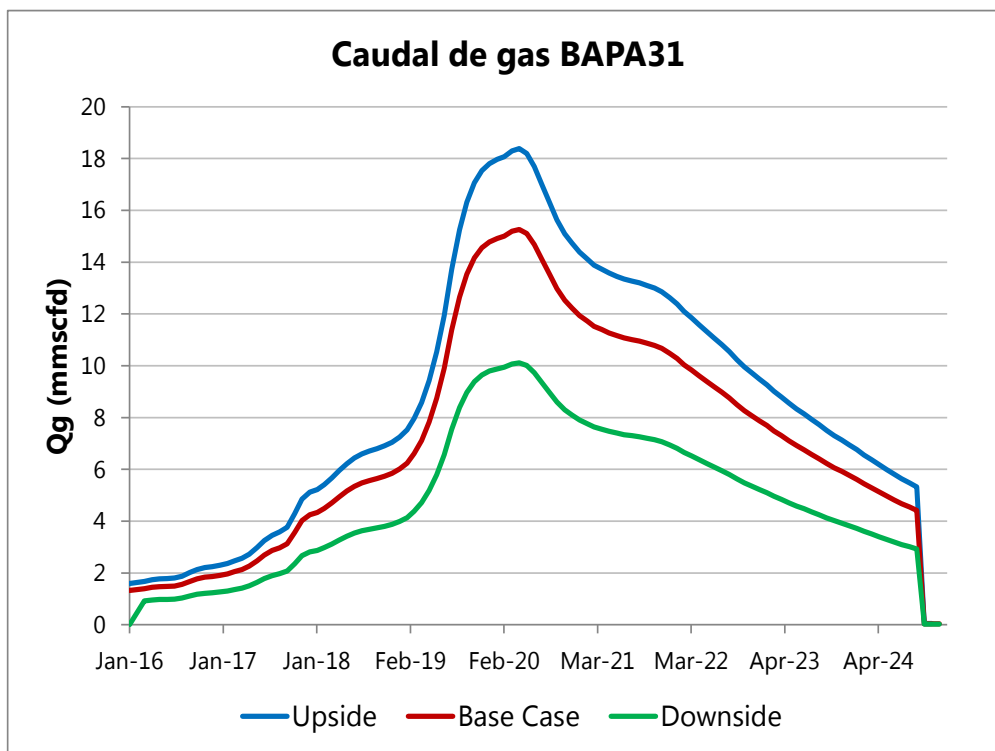
Empleando el modelo numérico disponible para Cusiana y ajustando el comportamiento esperado de los pozos, los perfiles esperados para el pozo BAPA31 son:

Gráfica 3: Perfil estimado de producción de aceite en BAPA31



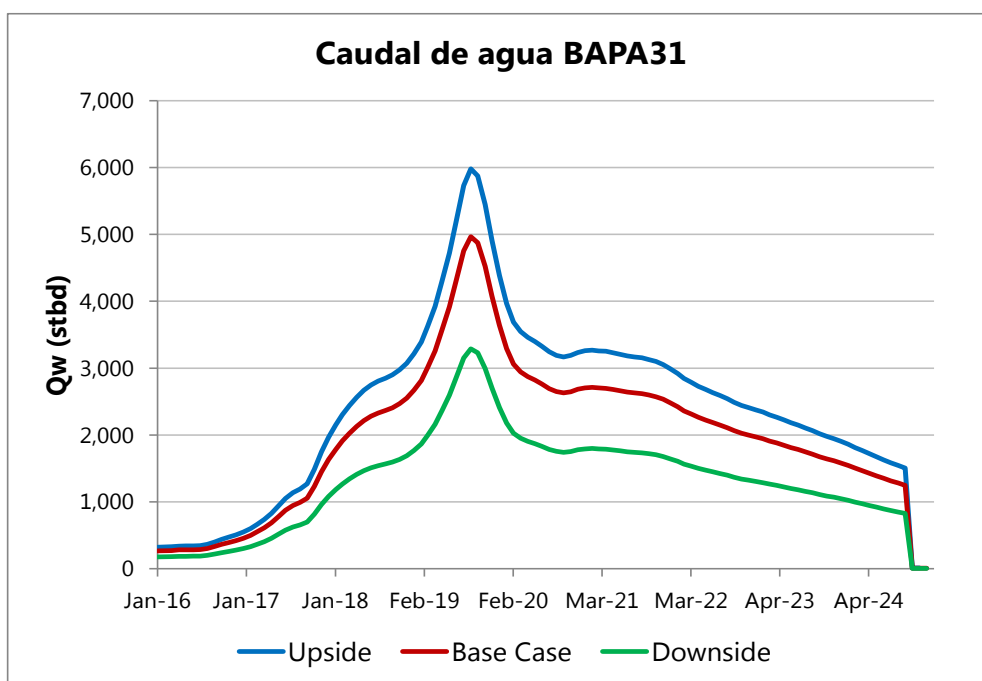
Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Gráfica 4: Perfil estimado de producción de gas en BAPA31



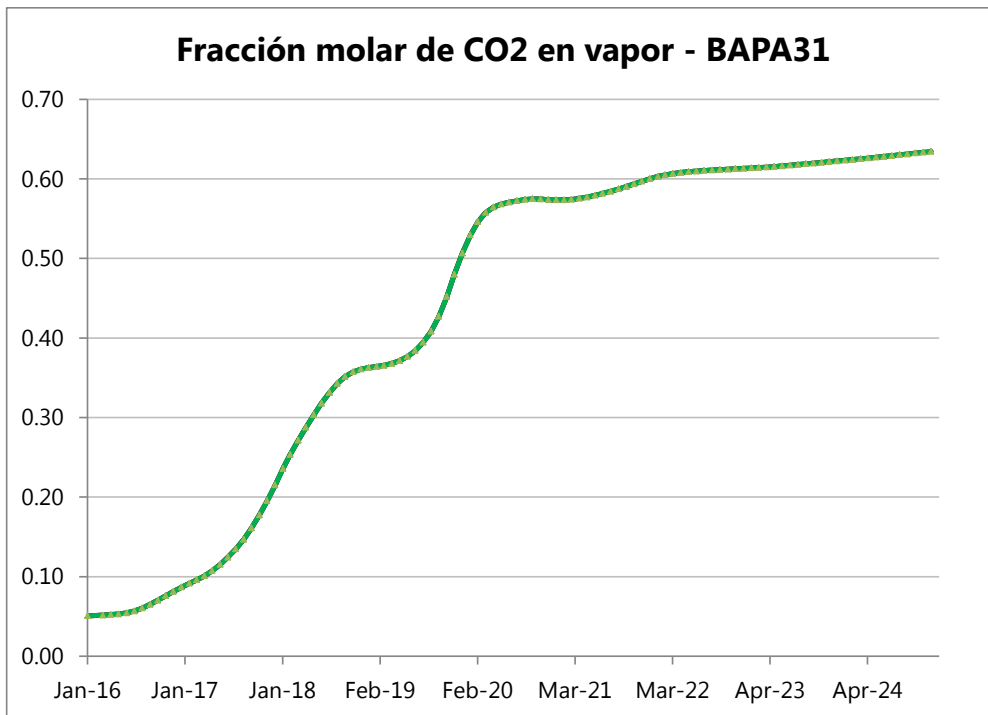
Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Gráfica 5: Perfil estimado de producción de agua en BAPA31



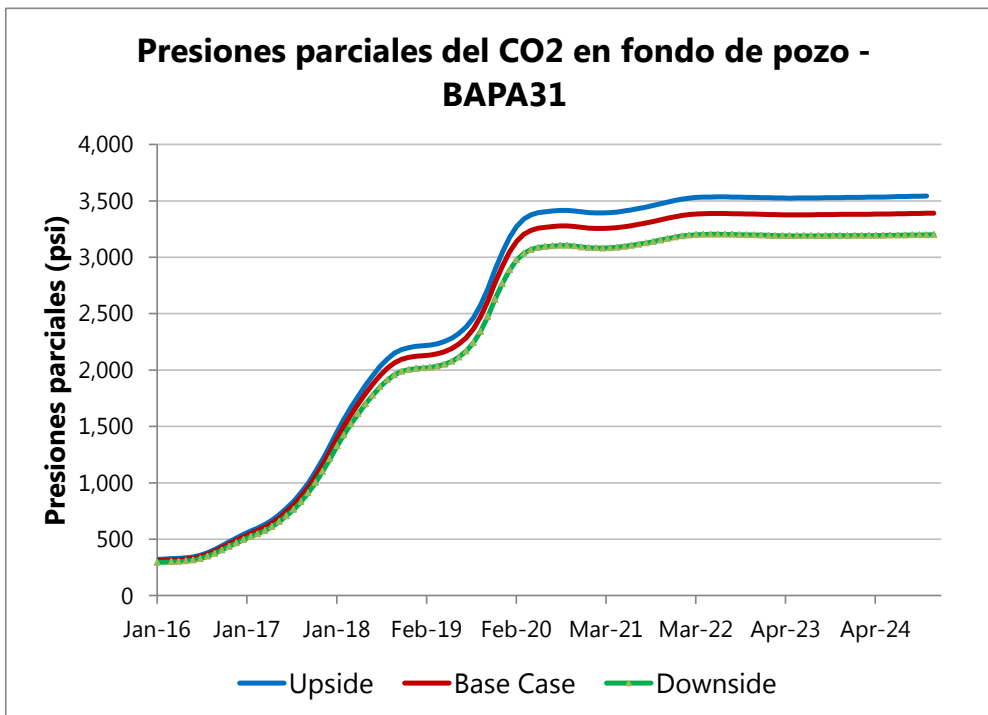
Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Gráfica 6: Fracción molar de CO₂ en vapor



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Gráfica 7: Presiones parciales del CO₂ (frac. molar*FBHP)



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Adicionalmente, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones durante la producción:

- Temperatura de fluidos en cabeza de pozo: Considerando las temperaturas que se han presentado en los pozos del área, para tasas de producción similares a las previstas, la WHT estaría entre 150 y 190 °F.
- Presión de flujo: Entre menor sea, mayores son las posibilidades de recobro, por lo que se debe evaluar buscando que la presión de operación de las facilidades que recibirán los fluidos en el CPF sea tan baja como sea posible.
- Tiempo de arribo del CO₂: La irrupción del fluido inyectado ocurriría en cuatro años.

El pozo productor debe estar fluyendo a partir del momento en que inicie la inyección de CO₂.

Si la producción en BAPA31 no se ha podido restablecer para ese tiempo, es necesario tener un pozo productor de contingencia, el cual sería el pozo BAY16 (para la evaluación de este pozo contingente se utilizaran los mismos perfiles mostrados en las figuras 1 a 5). Por lo tanto en el escenario de contingencia, el pozo inyector será el BAY7 y el pozo productor será el BAY16.

6.3.6 Infraestructura Existente De Líneas De Flujo

Con el fin de interconectar la plataforma BA-Y con el CPF, se ha considerado la línea de flujo existente para su utilización en este proyecto:

Figura 6: Línea Y-CPF



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

El pozo BAY7 tiene instalación permanente de inyección de gas, pero la inyección está suspendida y actualmente se está realizando una prueba de potencial de producción con una instalación temporal. Además del BAY7, en el pad BAY se encuentra el pozo BAY16 que actualmente inyecta gas pero también ha operado en periodos como productor. Por lo tanto, la línea Y-CPF se encuentra operativa.

Tabla 22: Línea Y-CPF

TIPO DE LÍNEA	Inyección de gas
MATERIAL	STEEL API 5LX65
DÍAMETRO NOMINAL (in)	12
ESPEJOR DE PARED (in)	1.375
Corrosion Allowance (in)	0.125
LONGITUD (m)	1107.65
MAOP (psig)	1440

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Para interconectar la plataforma BA-PA con el CPF, se ha considerado la siguiente línea de flujo existente para su potencial uso en este proyecto:

Figura 7: Línea CPF-PA



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Actualmente el pozo BA-PA36 es un pozo productor de la formación Mirador. El pozo BA-PA31, el cual fue inyector de gas en el pasado fue convertido a productor y se encuentra inactivo. La línea CPF-PA se encuentra activa transportando los fluidos producidos en el pozo BA-PA36.

Tabla 23: Línea CPF-PA

TIPO DE LÍNEA	Inyección de producción
MATERIAL	STEEL API 5LX65
DIÁMETRO NOMINAL (in)	12
ESPEJOR DE PARED (in)	0.375
Corrosion Allowance (in)	0.125
LONGITUD (m)	2545.14
MAOP (psig)	6200

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

6.3.7 Sistema De Compresión De CO₂

6.3.7.1 Sistema de compresión existente

El gas residual que se despoja en las torres regeneradoras de amina se encuentra a 7 psig y es enviado a la succión de dos compresores que incrementan su presión hasta aproximadamente 500 psig. Las especificaciones principales de estos compresores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 24: Sistema de Compresión de CO₂ Existente

Equipo	K-85101/85102		
Compresor	Modelo	Superior WH-76	
	1st stg	Cilindros	3 X 25.5 in
		P succión / P descarga	5 / 33.5 Psig
	2nd stg	Cilindros	1 X 25.5 in
		P succión / P descarga	33.5 / 72.4 Psig
	3rd stg	Cilindros	1 X 20 in
		P succión / P descarga	72.4 / 211
	4th stg	Cilindros	1 X 12 in (703)
		P succión / P descarga	211 / 500 Psig
Capacidad	8 – 10 MMscfd		
Motor	Modelo	TECO Westinghouse	
	Potencia	3000 HP	
	Tipo	Eléctrico	

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

6.3.7.2 Otros compresores disponibles

Dentro del CPF de Cusiana se encuentran disponibles un total de 24 unidades compresoras de reinyección que se encuentran fuera de servicio y que mediante un revamping podrían ser utilizadas para alcanzar la presión requerida para la inyección de CO₂.

Estos compresores han operado por más de 14 años, cada uno ha pasado por 4 overhaull y llevan más de cuatro años fuera de servicio. Antes de salir de operación tenían una disponibilidad del 95%.

En la siguiente tabla se encuentran las especificaciones de los compresores mencionados:

Tabla 25: Sistemas de Compresión Disponibles

Equipo			
Compresor	Modelo	Superior WH-74	
	1st stg	Cilindros	1 X 9.5 in
		P succión / P descarga	570 / 1100 Psig
	2nd stg	Cilindros	1 X 5.75 in
		P succión / P descarga	1100 / 2150 Psig
	3rd stg	Cilindros	2 X 3.125 in
		P succión / P descarga	2150 / 5800 Psig
Motor	Modelo	SUPERIOR 16 - SGT	
	Potencia	2650 HP @ 900 RPM	
	Tipo	Moto-compresor	

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Es importante aclarar que todos los compresores disponibles en el CPF de Cusiana (excepto los que actualmente manejan CO₂), fueron diseñados para manejar gas natural y por lo tanto contruidos en acero al carbono, por lo cual es probable que se necesiten modificaciones para el servicio de gas acido. A pesar de los requerimientos mencionados, serán tenidos en cuenta y analizados como parte de este estudio.

6.3.8 Análisis Del Sistema De Transporte Para Inyección

6.3.8.1 Opción A: Utilización líneas existentes

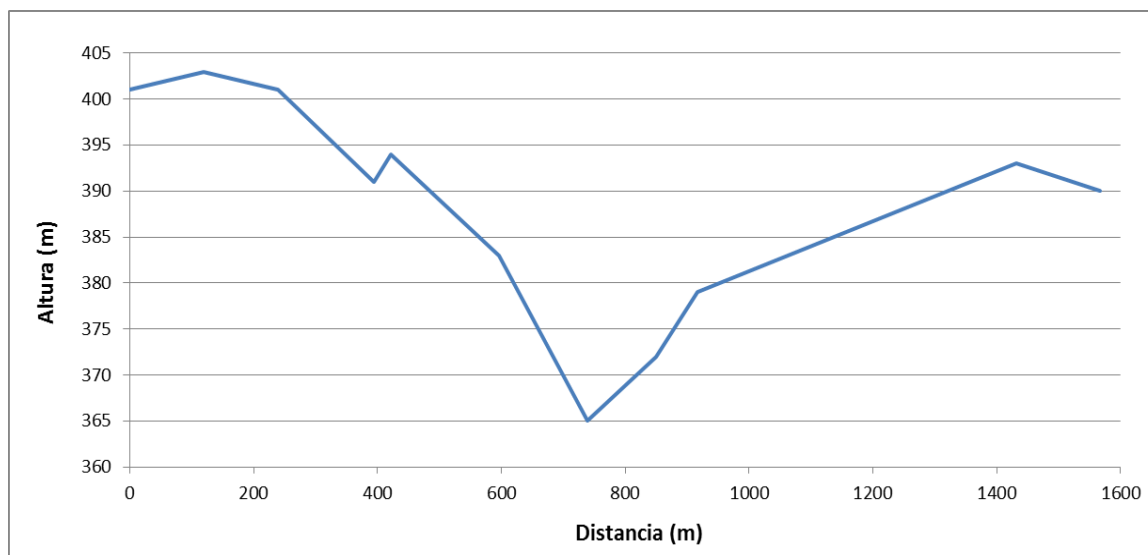
Dado que la agresividad corrosiva de la corriente de CO₂ a inyectar (98.9% mol de CO₂), y que no hay una línea que interconecte el CPF con la plataforma BA-Y, con material adecuado para manejar dicha concentración, no sería posible la

utilización de una línea existente para la inyección y esta opción quedaría descartada. En la sección 7.3.9 del presente documento se presenta un análisis detallado de las tasas de corrosión que tendrían en el sistema.

6.3.8.2 Opción B: Nueva línea de inyección de CO₂

Esta opción consiste en la construcción de una nueva línea para transportar el CO₂ desde el CPF de Cusiana hasta la plataforma BA-Y; para la nueva línea se utilizaría el derecho de vía existente, cuya planta perfil se muestra en la siguiente figura:

Gráfica 8: Planta Perfil derecho de vía

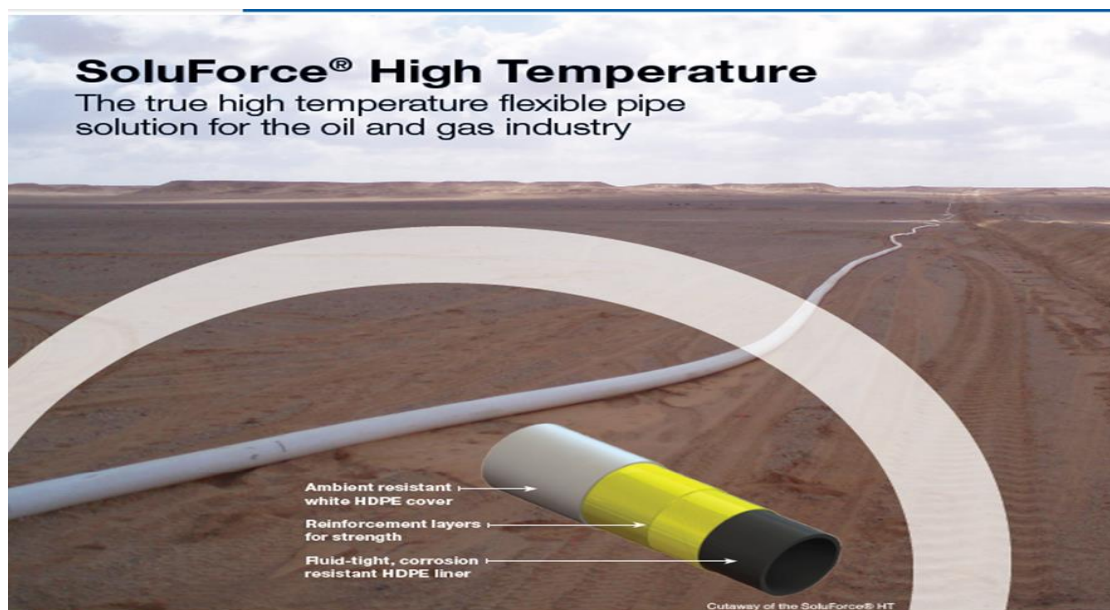


Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Dado la corrosividad del fluido a inyectar, se considera la utilización de tubería flexible, FLEXSTEEL 4" ANSI 900, cuya instalación es más sencilla reduciendo costos y tiempos del proyecto.

En la figura #8 y la tabla #26 se puede se pueden ver las características de la tubería flexible considerada.

Figura 8: Configuración tubería flexible



Fuente: SOLUFORCE® HIGHT TEMPERATURE – DATA SHEET

Tabla 26: Especificaciones tubería flexible

SoluForce® High Temperature				
Technical specifications – SoluForce® Heavy HT				
	H415 HT		H515 HT	
DIMENSIONS				
Nominal diameter	4"	100mm	6"	150mm
Inside diameter	4"	100mm	5"	125mm
Maximum Allowable Operating Pressure Hydrocarbons and Water	2250 psig	150 barg	2250 psig	150 barg
Maximum Allowable (Partial) Operating Pressure Gas	305 psig	21 barg	305 psig	21 barg
Maximum fluid temperature	185°F	85°C	185°F	85°C
Minimum fluid temperature	-40°F	-40°C	-40°F	-40°C
DESIGN LIFETIME				
Surface installed, exposed to direct sunlight	20 years		20 years	
Buried or protected from direct sunlight	50 years		50 years	
PACKAGING				
Length of pipe per coil	721 ft	220 mtr	721 ft	220 mtr

Fuente: SOLUFORCE® HIGHT TEMPERATURE – DATA SHEET

6.3.9 Análisis De Integridad En Tuberías De Carbon Steel

Esta sección tiene por objeto evaluar el comportamiento de las tuberías existentes en acero al carbono frente a los fluidos que manejará el proyecto.

Básicamente, los factores que afectan la velocidad de corrosión por CO₂ son los siguientes:

- **Presión parcial de CO₂:** La velocidad de corrosión por CO₂ es directamente proporcional a la presión parcial de CO₂ en la corriente de proceso, sin embargo la existencia de CO₂ en una corriente de proceso no es una condición suficiente para la aparición de corrosión.
- **Temperatura del fluido:** En el intervalo de 32°F hasta 140°F (0-60 °C) tiene un efecto directamente proporcional debido a que los productos de corrosión formados sobre la superficie del material son débiles y porosos, por tanto no logran tener una adecuada adherencia para resistir el efecto de las corrientes de proceso y por otra parte no actúan como barrera protectora para evitar que los agentes corrosivos alcancen el material y el proceso de corrosión continúe. Entre los 140 °F hasta 194 °F (60 y 90 °C) tiene un efecto inhibitor de la velocidad de corrosión, debido a que disminuye la solubilidad de los productos de corrosión formando capas altamente protectoras. A temperaturas superiores a los 194 °F (90 °C) la temperatura tiene influencia directamente proporcional sobre la velocidad de corrosión.
- **Presencia de Agua libre:** Solamente se puede considerar una corriente de proceso que contenga CO₂ con potencial corrosivo cuando existe agua libre asociada a la misma; la corrientes de proceso que contengan agua en la fase vapor y la temperatura de las corrientes de proceso se encuentre arriba de la temperatura de rocío del agua se consideran corrientes sin efectos corrosivos.

6.3.9.1 Tuberías CS vs. Fluido de inyección

El gas de inyección de CO₂ es un gas que se encuentra saturado en agua entre 140 y 150 °F, y si bien es cierto que a la salida del CPF de Cusiana no tendría agua libre, con cualquier descenso mínimo de la temperatura durante el transporte, se produciría condensación y la corrosión por CO₂ estaría presente.

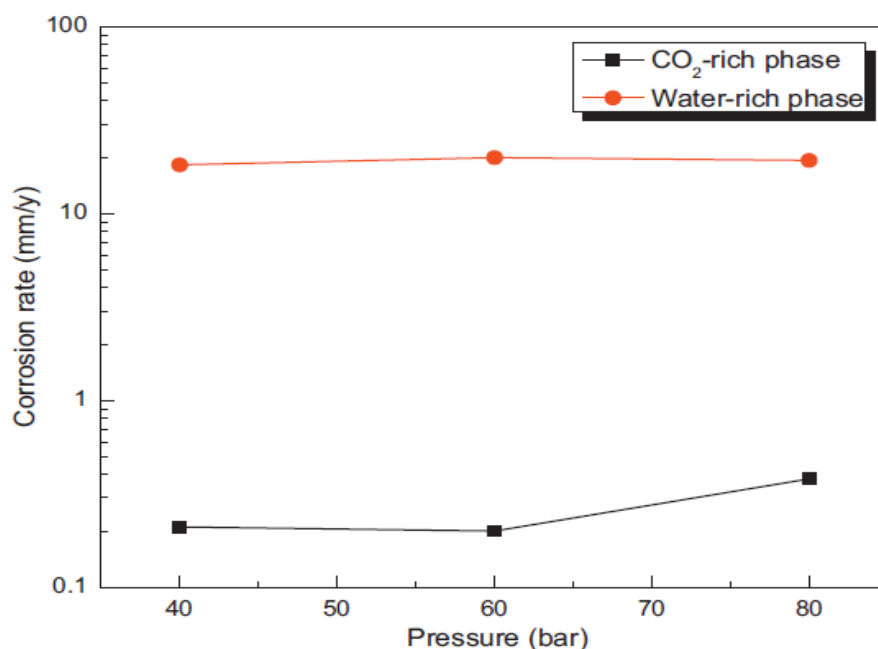
Dado que la mayoría de los modelos para estimación de corrosión, fueron desarrollados para presiones parciales de CO₂ bajas y moderadas, sin

embargo para nuestro caso la presión parcial del CO₂ alcanza valores mayores a 1500 psig, no es fácil estimar con detalle cuales serían las tasas de corrosión.

Por lo tanto, se tomará como referencia el siguiente artículo "*Determining the corrosive potential of CO₂ transport pipeline in high pCO₂-water environments* - Yoon-Seok Choi*, Srdjan Nešić

Institute for Corrosion and Multiphase Technology, Department of Chemical and Biomolecular Engineering, Ohio University, Athens, OH 45701, USA" para obtener un valor aproximado de la velocidad de corrosión a altas presiones parciales de CO₂, en resumen en dicho artículo se presenta la siguiente Figura:

Gráfica 9: Tasa de corrosión a presiones parciales de CO₂ Altas



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA}

Como se puede observar, la tasa de corrosión en acero al carbono para la corriente de CO₂ saturada con agua está en un rango de 18-20 mm/año para presiones parciales de CO₂ de entre 40 y 80 bar (480-1160 psig).

Teniendo en cuenta que las tuberías existentes incluyen un CA de 0.125 in, a estas tasas de corrosión la tubería perdería la totalidad de su CA en aproximadamente dos meses de operación.

Por esta razón se concluye que desde el punto de vista de la integridad del sistema, las tuberías de CS no serían aptas para el servicio de inyección de CO₂ a altas presiones.

6.3.9.2 Tuberías CS vs. Fluido de producción

Los fluidos de producción, además de altos contenidos de CO₂, también tendrán agua libre en grandes cantidades y las temperaturas de operación estarán del orden de 150 a 190°F dependiendo de la cantidad de agua libre asociada.

Para evaluar la tasa de corrosión de las líneas CPF-PA y Y-CPF, se emplea el simulador CIWELL, y se calcula la velocidad de corrosión a una concentración de CO₂ de 10%, 15%, 20% y 25%. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 27: Resultados de las velocidades de corrosión y vida de servicio de remanente calculado por CIWELL

POZO	DIAMETRO	SCHE DULE	Corrosion Allowance	BSW	%CO ₂	CIWELL	
						Velocidad de corrosión hidrodinámica corregida C.S (mpy)	Vida de servicio remanente hidrodinámica (Años)
PA-31	12"	1,375"	0,125"	83%	10%	15,16354078	8,24
					15%	22,15427108	5,64
					20%	28,96824047	4,32
					25%	35,64785973	3,51
Y-16	12"	0,375"	0,125"	94%	10%	31,61232752	3,95
					15%	44,7070765	2,80
					20%	57,09717123	2,19
					25%	68,97590927	1,81

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Los resultados anteriores deben evaluarse bajo las siguientes consideraciones:

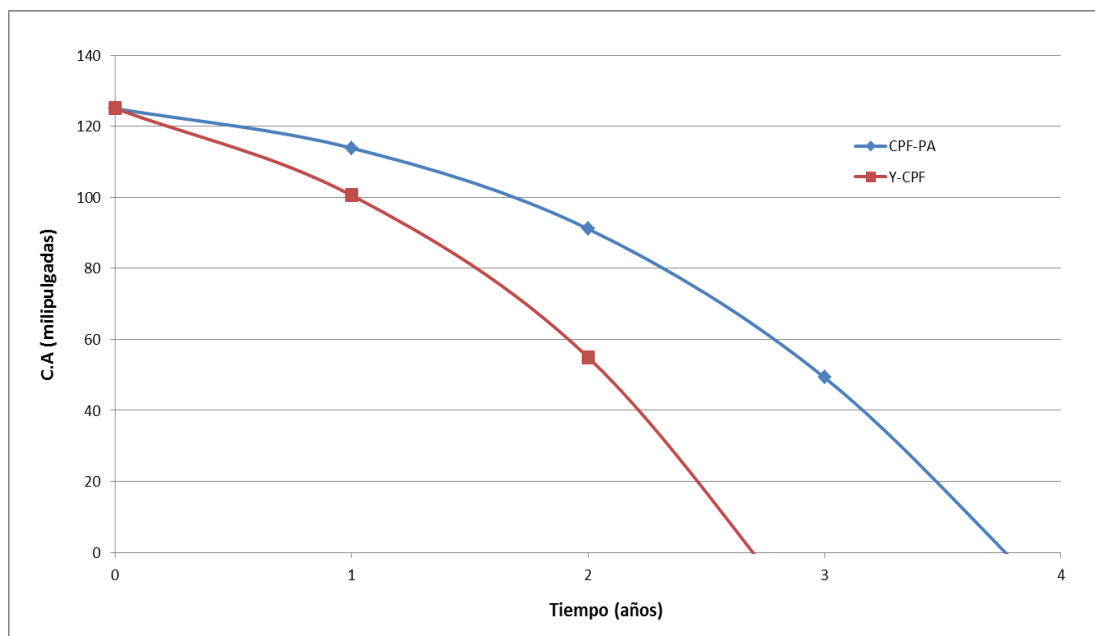
- Se utilizaron datos del último well testing reportado para estos pozos (PA-31: 10 /09/2014 y Y-16: 13/06/2014). Debido a que no se especifica el BSW de los pozos, se aplica un valor de 1000 bls de agua para el PA-31 teniendo en cuenta el comentario de que la producción manejará un alto volumen de agua libre (obteniendo un BSW de 83%), y se conserva

el BSW reportado en el último well testing para el pozo Y-16 (BSW 94%).

- La velocidad de corrosión hidrodinámica corregida contempla un 90% de eficiencia del inhibidor de corrosión.
- Para el cálculo de vida remanente se consideró el consumo del corrosion allowance de 0,125".
- Teniendo en cuenta que los resultados de los simuladores de corrosión son conservadores, se recomienda adelantar pruebas en autoclave para C.S. y 13Cr especialmente para concentraciones $\geq 15\%$ de CO_2 .

A partir de las velocidades de corrosión en función de la concentración de CO_2 , se puede estimar la variación que se presenta en el C.A de cada una de las líneas con el pasar del tiempo. El resultado se muestra a continuación:

Gráfica 10: C.A en función del tiempo



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

De acuerdo con la información de la tabla anterior, para la línea CPF-PA el tiempo en el cual el espesor disponible para corrosión C.A de la tubería se hace cero, es de 3.5 años y para la línea Y-CPF este tiempo es de 2.5 años.

6.3.10 Análisis Del Sistema De Compresión

Para evaluar la factibilidad del presente proyecto de inyección de gas ácido, se han considerado 2 posibles opciones que se describen a continuación:

6.3.10.1 Opción 1: Nuevo compresor de inyección

Esta opción plantea el uso de un compresor nuevo que maneje el gas proveniente de los compresores de gas ácido existentes. Las condiciones a la descarga de los compresores de estos compresores son:

Tabla 28: Composición del gas ácido en la descarga de los compresores de gas ácido

Componente	Fraccion mol
CO2	0.989139
Metano	0.001090
Etano	0.000307
Propano	0.000129
i-Butano	0.000015
n-Butano	0.000030
i-pentano	0.000006
n-pentano	0.000004
n-hexano	0.000002
benceno	0.000084
tolueno	0.000067
e-benceno	0.000002
m-xileno	0.000008
p-xileno	0.000008
SO2	0.000000
O-xileno	0.000006
H2S	0.000088
N2	0.000000
O2	0.000000
H2O	0.009015 (430 lb H ₂ O/MMscfd)

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

La composición mostrada anteriormente resulta de la simulación realizada en Hysys 7.3.

Tabla 29: Condiciones de proceso en la descarga de los compresores de gas ácido

Presión (Psig)	500
Temperatura (°F)	120
Flujo (MMscfd)	16-20

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Como la presión requerida en cabeza del pozo inyector es de 1500-1800 psig, las condiciones del nuevo compresor de gas ácido son las siguientes:

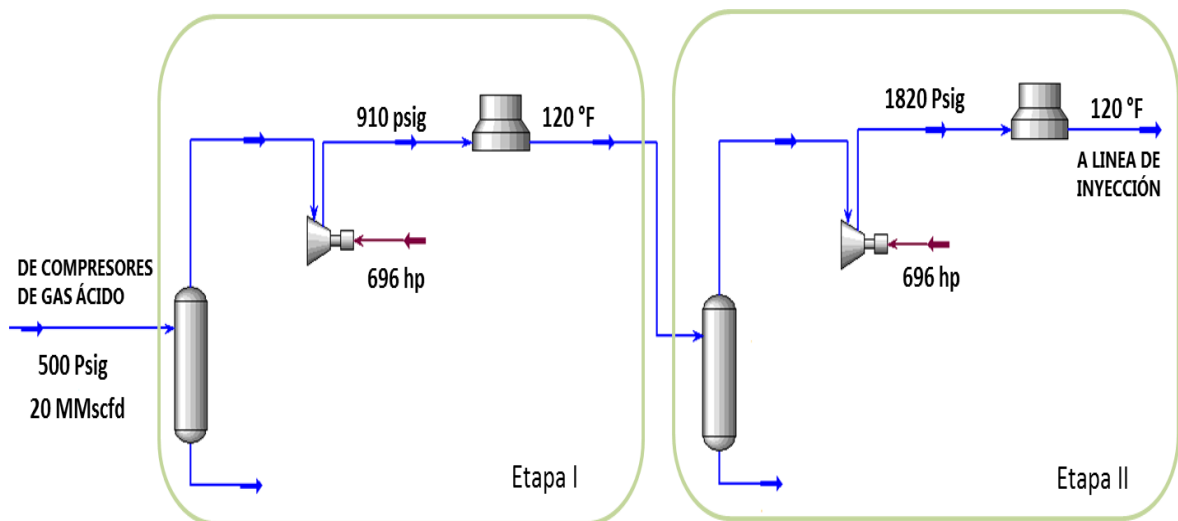
Tabla 30: Condiciones del nuevo compresor

Presión succión (Psig)	500
Presión descarga (Psig)	1820
Relación de compresión	3.64
Flujo (MMscfd)	16-20

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

El esquema de compresión propuesto se muestra a continuación:

Figura 9: Configuración del compresor nuevo



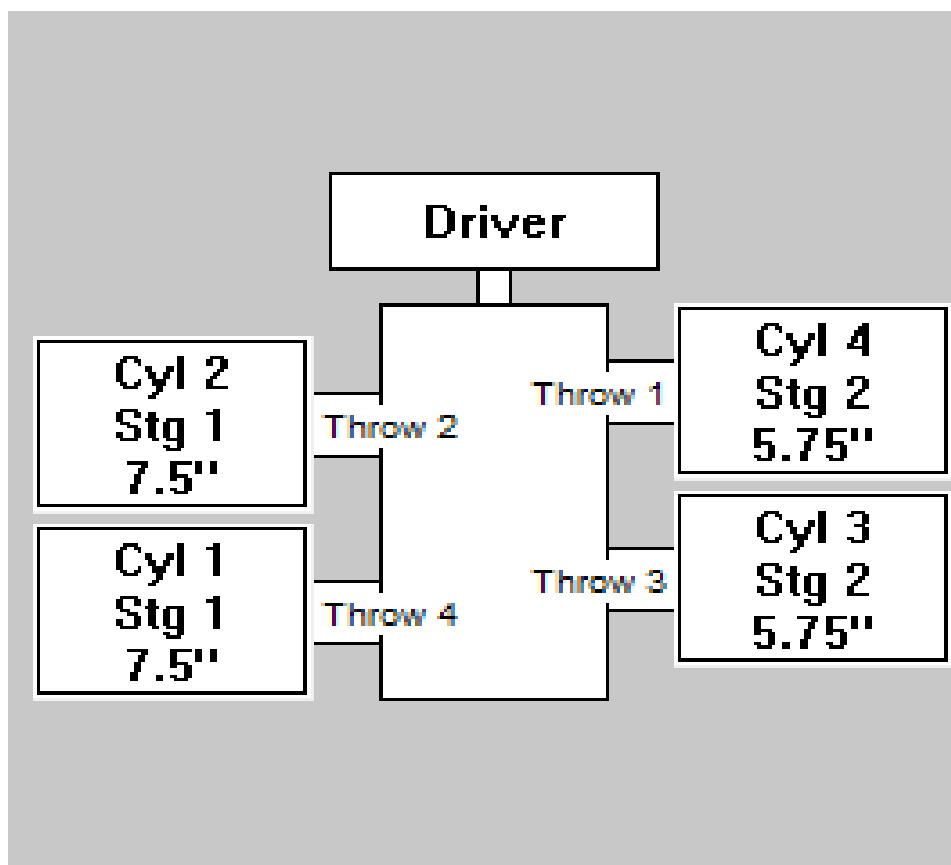
Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

6.3.10.2 Opción 2: Revamping de compresor de Cusiana Fase I

Teniendo en cuenta lo mencionado en el ítem 5.3, dado que los materiales de todos los equipos que se encontrarían en contacto con el fluido de proceso, tales como cilindros, botellas, vasijas de succión, air coolers y tubería asociada, son el acero al carbono, estos elementos deberían ser remplazados por materiales con mayor resistencia a la corrosión. Por esta razón, en esta sección se evaluará la utilización solo del frame y del motor del compresor.

De acuerdo con lo mencionado, realizó la verificación y se concluyó que la mejor configuración para alcanzar las presiones y condiciones de flujo requeridas para el nuevo servicio sería la siguiente:

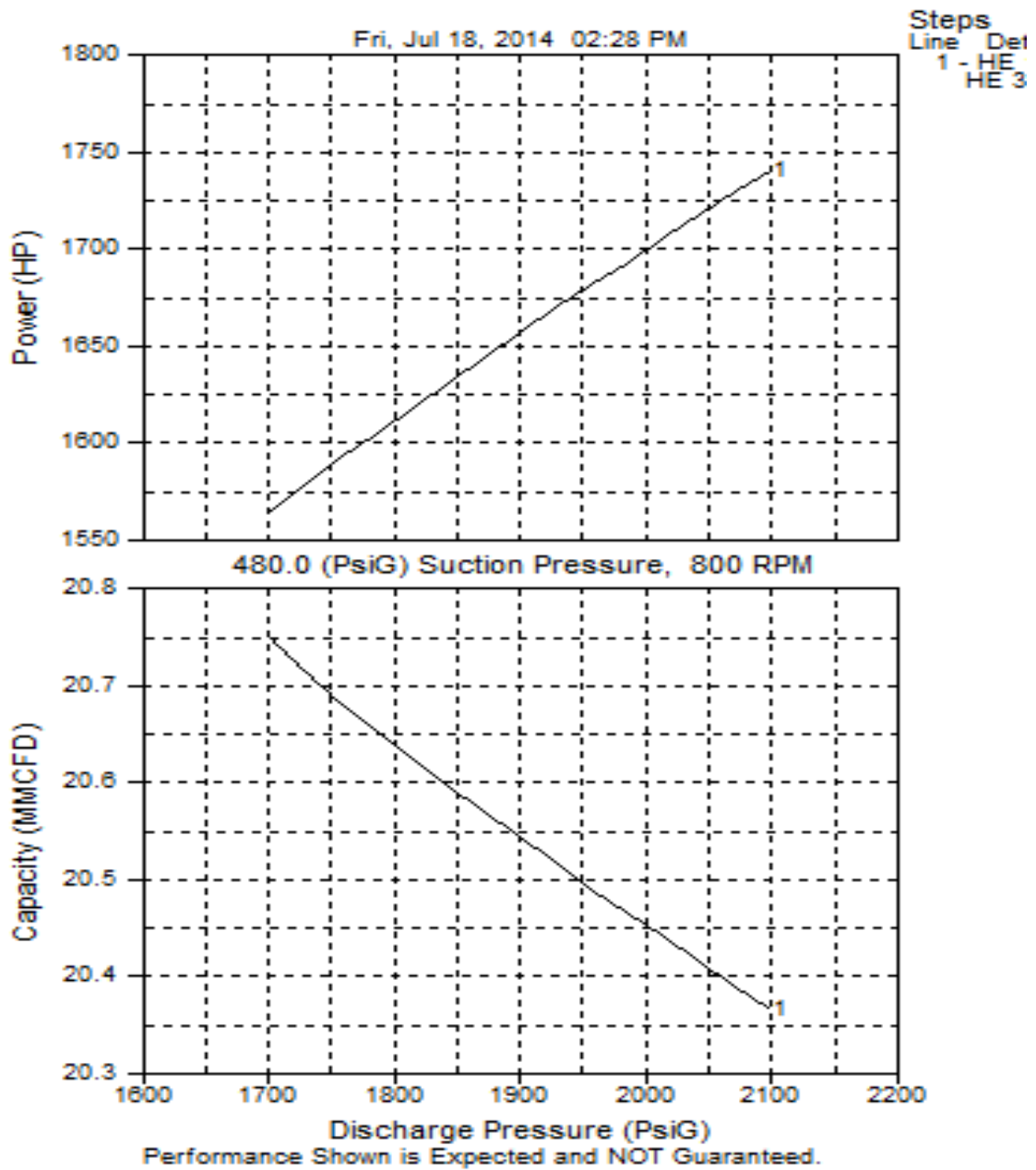
Figura 10: Configuración Revamping Compresor



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

En las siguientes gráficas se puede observar cual sería el comportamiento del equipo tomando una presión de succión de 480 Psig y variando la presión de descarga desde 1700 hasta 2100 Psig:

Gráfica 11: Performance compresor revampeado



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

De acuerdo con estos resultados se puede concluir que tanto el frame como el motor podrían ser útiles para este servicio, sin embargo es importante resaltar las modificaciones mínimas que debería incluir el revamping de estos equipos:

- Reemplazo de cilindros compresores: Debido a cambio de tamaño y metalurgia.
- Reemplazo de vasijas de succión: por cambio de metalurgia.
- Reemplazo de air coolers: por cambio de metalurgia.
- Reemplazo de tuberías asociadas: por cambio de metalurgia.
- Se requiere overhaull.
- Inclusión de sistema de reducción de NOx en motores: Para cumplimiento de licencias ambientales.
- Reemplazo de paneles de control: Los actuales son obsoletos.

6.3.11 Análisis Del Sistema De Transporte Para Producción

Para el transporte de los fluidos producidos en el pozo BA-PA31 se puede emplear la línea existente CPF-PA, y para el pozo contingente BA-Y16 la línea Y-CPF. Ambas líneas se presentan en color rojo en la siguiente figura:

Figura 11: Líneas de producción CPF-PA y Y-CPF



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Sin embargo, y como se analizó en el ítem 8.2, con la línea CPF-PA, el tiempo de inyección sería solamente de 3.5 años y para la línea Y-CPF este tiempo sería de 2.5 años. Dado estos tiempos, y teniendo en cuenta que se contempla el proyecto piloto por 9 años de operación, como alternativa se considera emplear tubería flexible, SoluForce-HighTemperature 6", ya que no solo resiste las altas concentraciones de CO₂, sino también temperaturas de hasta 185°F.

6.3.11.1 Análisis del comportamiento hidráulico del sistema

En esta sección se determinarán cuáles serían las presiones en cabeza de pozo para cada una de las opciones seleccionadas. Para todos los casos se consideró una presión de operación en el Slug Catcher de 510 Psig, Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 31: Back pressure en pozos

Pozo BA-PA31	Pozo BA-Y16
858 psig	864 psig

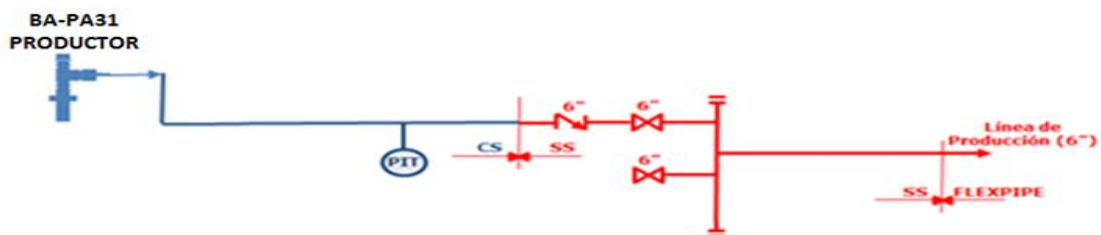
Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

6.3.12 Esquemas De Producción En Cabeza De Pozo

Teniendo en cuenta los requerimientos hidráulicos, metalúrgicos y operativos, el siguiente esquema muestra las facilidades de superficie requeridas en cada plataforma.

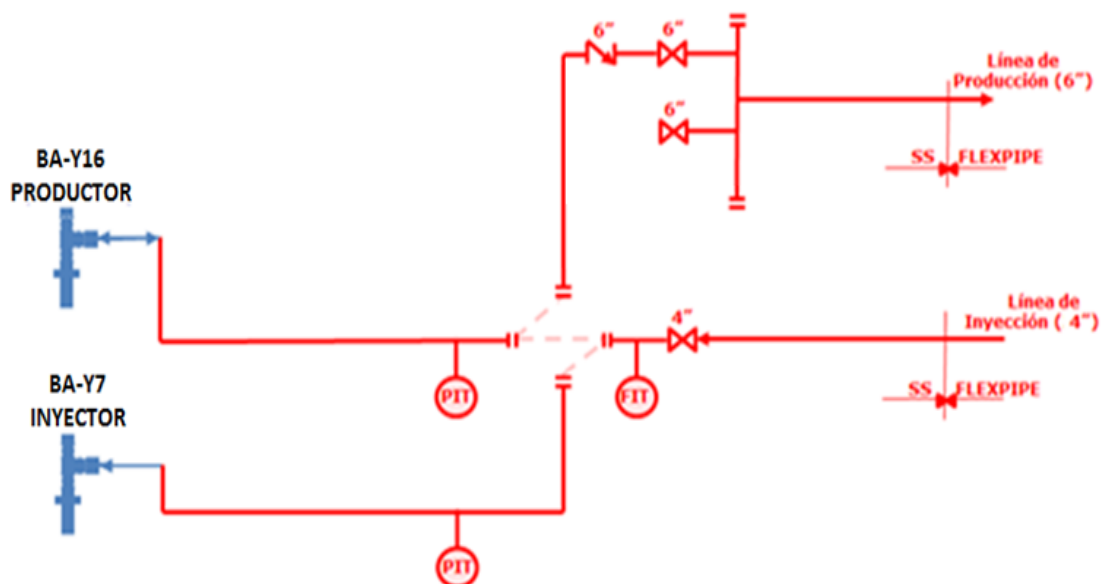
En ninguno de los casos se consideran cabezales independientes para producción y prueba, por lo que para operaciones de well testing se deberá realizar conexión sobre el árbol de navidad y en el cabezal de producción de retorno.

Figura 12: Facilidad de superficie en BA PA



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Figura 13: Facilidad de superficie en BA-Y



Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA-Y

.El pozo BA-Y16, queda con la posibilidad de ser huff and puff (Servicio de productor o inyector),

Tabla 32: Costos del piloto de inyección del CO₂ Rentando el compresor

Proyecto Piloto Inyección de CO ₂		Rentando el compresor de inyección.						
VBS	Descripción	Costo sin UAP (US\$) -	UAP (US\$) =	Costo Directo	Allocations (US\$)	Total IVA (US\$)	Costo Total (US\$)	
ING	Ingeniería	600,000	60,000	660,000	89,100	105,600	854,700	
	Detail Engineering (Antea, HMY)	600,000						
MAT	Equipos y Materiales	2,478,240	247,824	2,726,064	368,019	436,170	3,530,253	
	Compresor de CO ₂ (alquiler, operación y manto)	1,080,000						
	Tubería flexible 4" y 6" (0.8 km y 1.6 km)	160,000						
	Pozo BA Y7: Pozo Inyector en SS (en 3")	1,000,000						
	Gestión de Materiales							
	Inspección Materiales	32,400						
	Logística	205,840						
	Inland - 2%	24,800						
	Transporte Aéreo Internacional - 3.5%	0						
	Transporte Marítimo Internacional - 2.5%	31,000						
	Asesoría Comercio Exterior y Seguro - 1.1%	13,640						
	Gastos de Nacionalización (Aéreo) - 1%	0						
	Gastos de Nacionalización (Marítimo) - 1%	12,400						
	Transporte Nacional (Proced. Aéreo) - 2%	0						
	Transporte Nacional (Proced. Marítimo) - 2.5%	31,000						
	Arancel - 7.5%	93,000						
	Allowances for Delays - Market	0						
CONST	Construcción	2,419,565	241,957	2,661,522	359,305	70,974	3,091,801	
	Montaje y Geotecnia	2,400,000				0		
	Servicios Complementarios							
	Inspección Construcción	19,565				0		
SOP	Soporte	100,000	10,000	110,000	14,850	17,600	142,450	
	1. motor Seguridad Física	100,000						
	1. motor Catering	0						
	2. pozos							
	COSTOS DIRECTOS	5,597,805	559,781	6,157,586				
ALLOC	Allocations			13.50%	831,274			
P&ODIR	P&O Direct			0.00%	0			
	COSTOS INDIRECTOS			13.50%	831,274			
	Iva Capitalizable					194,174		
	Iva Descontable					436,170		
	IVA					630,344		
	COSTO TOTAL						7,619,204	

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

Tabla 33: Costos del piloto de inyección del CO2 Comprando el compresor

Proyecto Piloto Inyección de CO2		Comprando el compresor de inyección					
WBS	Descripción	Costo sin UAP (US\$) - TRM =	UAP (US\$) = 10.2	Costo Directo (US\$)	Allocations (US\$)	Total IVA (US\$)	Costo Total (US\$)
ING	Ingeniería	600,000	60,000	660,000	89,100	105,600	854,700
	Detail Engineering (Antea, HMY)	600,000					
MAT	Equipos y Materiales	4,792,500	479,250	5,271,750	711,686	843,480	6,826,916
	Compresor de CO2	3,015,000					
	Tubería flexible 4" y 6" (0.8 km - 1.6 km)	160,000					
	Pozo BA Y7: Pozo Inyector en SS (en 3")	1,000,000					
	Gestión de Materiales						
	Inspección Materiales	90,450					
	Logística	527,050					
	Inland - 2%	63,500					
	Transporte Aéreo Internacional - 3.5%	0					
	Transporte Marítimo Internacional - 2.5%	79,375					
	Asesoría Comercio Exterior y Seguro - 1.1%	34,925					
	Gastos de Nacionalización (Aéreo) - 1%	0					
	Gastos de Nacionalización (Marítimo) - 1%	31,750					
	Transporte Nacional (Proced. Aéreo) - 2%	0					
	Transporte Nacional (Proced. Marítimo) - 2.5%	79,375					
	Arancel - 7.5%	238,125					
	Allowances for Delays - Market	0					
CONST	Construcción	2,419,565	241,957	2,661,522	359,305	70,974	3,091,801
	Montaje y Geotecnia	2,400,000				0	
	Servicios Complementarios						
	Inspección Construcción	19,565				0	
SOP	Soporte	100,000	10,000	110,000	14,850	17,600	142,450
1. menez	Seguridad Física	100,000					
1. menez	Catering	0					
2. petronar							
	COSTOS DIRECTOS	7,912,065	791,207	8,703,272			
ALLOC	Allocations			13.50%	1,174,942		
P&ODIR	P&O Direct			0.00%	0		
	COSTOS INDIRECTOS			13.50%	1,174,942		
	Iva Capitalizable					134,174	
	Iva Descontable					843,480	
	IVA					1,037,654	
	COSTO TOTAL						10,915,867

Fuente: Estudio Piloto de recuperación mejorada en pozos BA PA

6.3.13 Conclusiones Técnicas

Las conclusiones principales de este estudio son las siguientes:

- Con respecto a la compresión del gas ácido, la mejor opción identificada es trabajar con los dos compresores existentes en paralelo, seguido de una unidad nueva de compresión, ubicada en serie respecto a los compresores anteriores, que permiten incrementar la presión del gas ácido hasta la presión de inyección requerida.
- Dado la agresividad corrosiva de la corriente de inyección, la mejor opción para el transporte desde el CPF hasta el pozo de inyección es la instalación de tubería flexible.
- La línea existente CPF-PA puede manejar la producción del pozo BA-PA31 hasta por 3.5 años.
- La línea existente Y-CPF puede manejar la producción del pozo contingente BA-Y16 hasta por 2.5 años.
- Con la configuración propuesta la presión de compresión sería del orden de las 1820 psig y las máximas contrapresiones alcanzadas en los pozos serían de aproximadamente 860 Psig.

6.3.14 RECOMENDACIONES

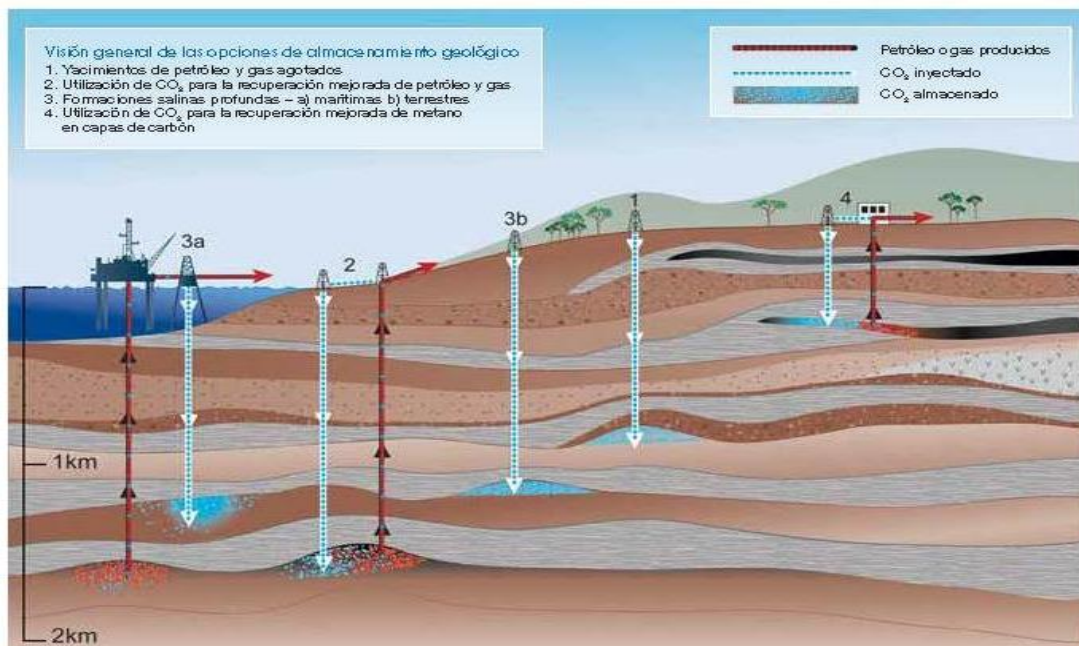
En el caso de continuar con el avance de este proyecto se recomienda tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Realizar una evaluación económica del ciclo de vida para determinar si es más conveniente arrendar ó comprar el compresor requerido, teniendo en cuenta que se trata de una prueba piloto.
- Se deberá evaluar detalladamente la instalación de las tuberías flexibles, y los beneficios que esto representa en términos de costo y tiempo.
- En el caso de optar por utilizar una de las líneas de CS para el manejo de la producción, es necesario realizar pruebas en autoclave en laboratorio para hacer una valoración más real del riesgo por corrosión.

6.4 ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

Corresponde al confinamiento del CO₂ en una formación geológica idónea, cuya estructura favorece su acumulación de forma estable y segura en el tiempo (escala geológica: Cientos a miles de años). Las formaciones idóneas para el almacenamiento de CO₂ son las sedimentarias, destacando aquellas que han retenido petróleo, gas natural, agua salada y capas de carbón. El CO₂ inyectado en los poros de la formación almacén migrará a través de la roca, empujando y expulsando el fluido original contenido en los mismos. Para que el CO₂ pueda desplazarlo debe inyectarse a una presión mayor de la existente en la formación.

Figura 14: Formas de almacenamiento geológico de CO₂



Fuente: Schlumberger CO₂ capture and storage

La inyección de CO₂ es una técnica aplicada en la producción de petróleo:

- Esta tecnología se aplica desde la década de los 70 para mejorar la recuperación de petróleo.
- Esta técnica se aplica con éxito en campos de USA, Canadá y Oriente (Turquía entre otros).

Las siguientes son las principales formaciones geológicas consideradas:

6.4.1 YACIMIENTOS / RESERVAS DE HIDROCARBUROS: PETRÓLEO Y GAS

Puede ser inyectada a los depósitos para llenar los espacios vacíos dejados por la extracción de los hidrocarburos. La geología de estos depósitos es conocida y han sido zonas de almacenamiento de petróleo y gas durante mucho tiempo convirtiéndose en buenos sitios para almacenar CO₂.

6.4.2 ACUÍFEROS SALINOS PROFUNDOS

El CO₂ también puede ser almacenado en aguas saladas profundas entre formaciones rocosas saturadas. Estos existen en todo el mundo y tienen el potencial de almacenar grandes cantidades de CO₂.

6.4.3 CAPAS DE CARBÓN NO EXPLOTABLES

El CO₂ puede ser almacenado en las costuras de carbón profundas, donde se acumulará en los poros de la superficie del carbón y en las fracturas. Esto tiene la ventaja adicional de forzar el metano de los yacimientos de carbón que puede ser usado como combustible.

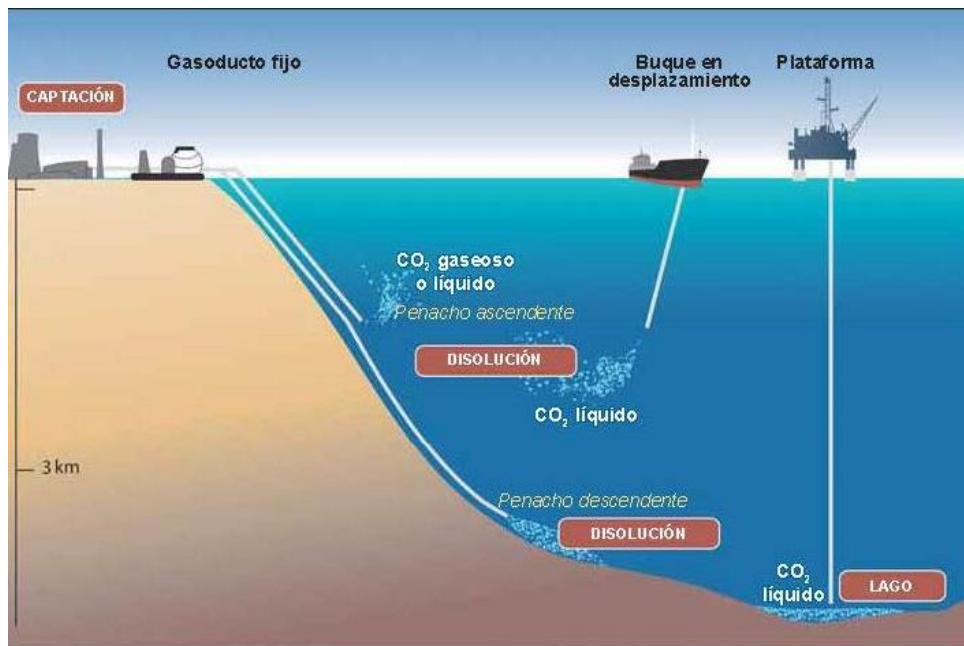
6.4.4 CONFINAMIENTO NATURAL

Hace referencia al proceso biológico en el que los ecosistemas marinos y terrestres son capaces de absorber CO₂ de la atmósfera. De esta forma no es necesario disponer de ningún equipo de captura, ni ningún medio de transporte que aisle y desplace al CO₂ hasta un posible sumidero. Se trata de un uso más eficaz de los bosques donde se almacena el CO₂ a través de la fotosíntesis.

6.5 ALMACENAMIENTO EN OCEANOS

Este método consiste en inyectar el CO₂ captado, directamente en los fondos oceánicos (a más de mil metros de profundidad), en la que la mayor parte quedaría aislada de la atmósfera durante siglos. Ello puede lograrse mediante el transporte por gasoductos o buques a un lugar de almacenamiento oceánico, donde se inyecta en la columna de agua del océano o en los fondos marinos.

Figura 15: Disposición del CO₂ en el lecho marino



Fuente: Schlumberger CO₂ capture and storage

Posteriormente el CO₂ disperso y disuelto se convertiría en parte del ciclo global del carbono. El almacenamiento oceánico aún no se ha desplegado ni demostrado a escala experimental y sigue en la fase de investigación. No obstante, se han realizado experimentos sobre el terreno a pequeña escala, así como 25 años de estudios teóricos, de laboratorio y modelos de almacenamiento oceánico internacional de CO₂.

Debido a que el CO₂ es soluble en el agua, se producen intercambios naturales de CO₂ entre la atmósfera y las aguas de la superficie oceánica hasta que se alcanza el equilibrio. Si la concentración atmosférica de CO₂ aumenta, el océano absorbe el CO₂ adicional gradualmente y de este modo los océanos han absorbido 500 Gt de CO₂ de un total de 1300 Gt de CO₂ de emisiones antropógenas liberadas a la atmósfera durante los últimos 200 años.

Tabla 34: Resumen de alternativas ventajas y desventajas

Alternativa	Ventajas	Desventajas
Emitir el CO ₂ y H ₂ S a la atmósfera	<ul style="list-style-type: none"> • Cumple con la legislación colombiana • No tiene costo • Ahorro en mantenimientos • Se tienen estudios de soporte con SURA de los impactos en las áreas de venteos. • El porcentaje de H₂S es muy bajo que no ocasiona peligro para las personas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aunque cumple la legislación colombiana, se contribuye con la contaminación del medio ambiente siendo esta no una política de la empresa. • Se ventea un Co2 que puede ser usado como mecanismo de recuperación de aceite mediante mecanismos EOR
Inyectar CO ₂ con el gas de proceso y ventear CO ₂ a la atmósfera en forma interrumpida.	<ul style="list-style-type: none"> • Se tiene flexibilidad para operar. • Los costos son mínimos debido a que se cuenta los compresores para el manejo del CO₂ en caso que se requiera inyectar con el gas de proceso. • El H₂S se puede quemar haciendo pasar la corriente de CO₂ y H₂S por las teas en operación. • El porcentaje CO₂ disminuye en la corriente de gas de proceso cuando se ventea gas a la atmósfera. • Es una muy buena alternativa para remplazar el gas de proceso ahora que las reservas de gas de Cusiana están disminuyendo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aunque cumple la legislación colombiana, se contribuye con la contaminación del medio ambiente. • Para inyectar el CO₂ se utilizan los compresores de gas ácido que tienen motor eléctrico, lo que implica emisiones de CO₂ a la atmósfera. • Disminución en las ventas de gas que oscilan entre y 3 MMSCFD y 10 MMSFD • El porcentaje de CO₂ aumenta cuando éste se reinyecta a la formación. • A medida que aumenta el porcentaje de CO₂, se incrementa el porcentaje de amina.
Inyectar CO ₂ para hacer recuperación terciaria de Crudo.	<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden recuperar 1800 bbls de crudo en el caso base. • Se pueden recuperar 15 MMSCFD de gas en el caso base. • No hay emisiones de CO₂ y H₂S a la atmósfera. • La corrosión se puede eliminar utilizando tubería Flexible no metálica tipo SoluForce o similar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se requiere una inversión inicial que consiste en la compra de tubería e instalación de tubería flexible y la compra o alquiler de un compresor de inyección con un valor de US\$ 11 MM u US\$ 8 MM respectivamente. • Si se utilizan las tuberías metálicas existentes los tiempos del proyecto piloto cambiarían a la vida útil de las líneas de 2.5 años y 3.5 años para las líneas de inyección y producción respectivamente. Sin embargo, se aclara que este es un cálculo teórico. Para obtener un valor más exacto se recomienda hacer pruebas en autoclave para diferentes concentraciones de CO₂

CONCLUSIONES

De las alternativas analizadas para la disposición del gas ácido producto del acondicionamiento del gas para ventas, se encontraron como más viables para ser implementadas en nuestro caso de estudio, las siguientes tres opciones, en las cuales se profundizó su revisión:

Mantener la inyección de CO₂ al yacimiento, utilizando los compresores de gas ácido existentes.

Ventear el CO₂ a la atmósfera.

Utilizar el CO₂ como mecanismo de recobro secundario de crudo.

En las condiciones actuales se puede reiniciar la inyección de CO₂ al yacimiento, con una tasa volumétrica de 10 mmscfd con la que no se causarán impactos negativos sobre las ventas de gas.

Para junio del 2017 las ventas de gas se reducirán hasta en 10 mmscfd, es decir a 260 mmscfd; pronosticando para esta fecha el contenido de CO₂ en el gas, igual a 6,5% y con manejo de gas en el CPF Cusiana de 500 mmscfd (declinación estimada del 5% en la producción de gas).

Si en junio del 2017, se reduce la inyección de CO₂ o se suspende, es posible mantener el nivel de ventas de gas sobre los 270 mmscfd.

Si es posible tener la flexibilidad comercial para disminuir las ventas de gas, se puede mantener la inyección de CO₂ al yacimiento (sacrificar ventas de gas por inyección de CO₂).

Los proyectos de traer gas del campo Cupiagua hacia Cusiana, para mantener la energía de este último, permitirán mantener la inyección de CO₂ por más tiempo.

RECOMENDACIONES

- Implementar la opción ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO, siendo esta opción la mas viable desde el punto de vista ambiental y por el valor agregado que tiene, por efecto de la recuperación de aceite.
- Cambiar el punto de entrega de los compresores de gas ácido, relocalizándolo aguas abajo del by-pass de gas agrio hacia las plantas de gas, con el objeto de no impactar en las ventas de gas, por efecto de la adición de esta corriente. La recomendación anterior aplica en caso que se decida mantener la reinyección de CO₂.

BIBLIOGRAFIA

- MANUAL DE OPERACIONES CPF CUSIANA (Crudo) Rev.4 Febrero 1998.
- MANUAL DE OPERACIONES PLANTA DE GAS CUSIANA Rev.3 Agosto 22-2013
- Resolución 909 de 2008; Normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas.
- Resolución 1309 de 2020, Por la cual se modifica la Resolución 909 del 5 de junio de 2008.
- ASPU-AGE-IMT-RSA-3.1-001-01 Hazard and Operability (HAZOP) Study
- ASPU-AGE-IMT-RSA-3.1-002-01 Layer of Protection Analysis (LOPA)
- NFPA 704 Fire Hazards of Materials
- NFPA 472 Standard for Competence of Responders to Hazardous Materials/Weapons of Mass Destruction Incidents
- IEC 61511 Functional safety - safety instrumented systems for the process industry sector
- API RP 752 Management of Hazards Associated with Location of Process Plant Buildings.
- API RP 520 Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries
- API RP 521 Pressure-relieving and Depressuring Systems
- ABU-AND-GGE-AIP-002-01 Technical Practice for the Protection Systems and Safety Critical Equipments Management
- ASPU-AGE-IMT-STR-001-01 Corrosion Strategy Management
Citar Fuentes bibliográficas de sección 5.10
- SCHLUMBERGER. ARTICULO PUBLICADO EN OILFIELD REVIEW. Invierno 2010/2011: 22 no. 4. Copyright © 2011 Schlumberger [EN LINEA] Consultado 19 enero 2015. WEB: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/wi n10/02_llego.pdf

- OBED SANCHEZ RAMIREZ. RECUPERACION MEJORADA DE HIDROCARBUROS MEDIANTE DESPLAZAMIENTO MISIBLE CON CO₂, EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. México DF, Octubre 2009. [EN LINEA] Consultado 19 de enero de 2015. WEB: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1106/Tesis.pdf?sequence=1>