

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL CO₂ PRODUCIDO EN EL
CAMPO CERRO GORDO DE LA CUENCA DEL CATATUMBO MEDIANTE UN
MODELO ECONÓMICO**

LUIS JOSÉ SOTO PLAZAS

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL CO₂ PRODUCIDO EN EL
CAMPO CERRO GORDO DE LA CUENCA DEL CATATUMBO MEDIANTE UN
MODELO ECONÓMICO**

LUIS JOSÉ SOTO PLAZAS

**Proyecto integral de Grado para actuar optar al título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

Director

**Benjamín Alexander Garavito Linares
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

Nota de aceptación

ADRIÁNGELA ROMERO S.

FERNANDO W. LONDOÑO.

Bogotá, Junio 2020.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

El autor presenta sus agradecimientos a:

A la Universidad de América, por la formación como profesional y por los conocimientos adquiridos.

A la Doctora ANA MARIA SILVA, por su gran apoyo y por sus aportes al proyecto de grado y a mi formación como profesional

A mi orientador SEBASTIÁN A. GÓMEZ ALBA, por sus aportes, su orientación, su acompañamiento y por su tiempo; su guía en el desarrollo del proyecto de grado fue fundamental para culminar el trabajo.

Al Ingeniero de Petróleos y director del proyecto BENJAMÍN ALEXANDER GARAVITO LINARES por sus aportes al desarrollo del proyecto y permitirme adquirir conocimientos que me serán útiles para toda mi carrera profesional.

A la profesora ANGIE TATIANA ORTEGA, por su tiempo y por la ayuda brindada en todo momento.

A la empresa Wattle Petroleum Company y el equipo de trabajo por la confianza y el aprendizaje brindado.

A la Ingeniera ADRIANA VICTORIA PLAZAS por sus aportes técnicos, por su especial manera de ser y por ayudarme en todo momento.

A la Ingeniera ADRIANA ALEJANDRA RODRIGUEZ por sus consejos, por la formación y por ayudarme en muchos aspectos de mi vida, tanto personal como profesional.

DEDICATORIA

“Dedicado a mi familia que siempre estuvo a mi lado, a mis padres que son el motor de vida y las personas que siempre ha creído en mí.

Mi hermana Carito, que espero seguir de la mano contigo, como desde el primer día de tu vida.

A mi tío, hermano y amigo Jose Manuel Guzmán, su apoyo espero retribuirlo de todas las formar.

A mi profesor de Formación AMERICO ORBES, espero que vea desde el cielo este gran logro en mi vida, lo recuerdo con mucho cariño.”

Luis Jose Soto Plazas

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	17
INTRODUCION	18
1. MARCO TEORICO	21
1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA EL CATATUMBO Y DEL BLOQUE CARBONERA	21
1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN LA LUNA	23
1.3 GENERALIDADES DE PRODUCCION	25
1.4 FACILIDADES DE PRODUCCION DEL BLOQUE CARBONERA	27
1.5 CARACTERÍSTICAS DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO CERRO GORDO	28
1.6 CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE GAS NATURAL	30
1.6.1 Infraestructura.	30
1.6.2 Procesamiento.	30
1.6.3 Riesgo de Fugas.	30
1.6.4 Menor Afectación al Medio Ambiente.	30
1.7 GASES EFECTO INVERNADERO	31
1.8 DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	31
1.9 METANOL (ALCOHOL METÍLICO CH ₃ OH)	33
1.10 ACIDO FORMICO	33
1.11 EFICIENCIA ENERGÉTICA	33
2. METODOLOGÍA	35
2.1 MODELO ECONOMICO	35
2.2 Diagrama de Flujo del Proyecto	36
2.3 PARAMETROS DEL MODELO ECONOMICO	38
2.4 PARAMETROS DE LA INVERSION INICIAL Y COSTOS OPERATIVOS	40
2.4.1 Inversión Inicial.	40
2.4.2 Costos Operativos.	42
2.5 PARAMETROS DE INGRESOS ANUALES	43
3. DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE CO₂	45
3.1 EQUIPOS DE SEPARACIÓN DE CO ₂ DEL GAS NATURAL	45
3.1.1 Sistema de Separación por Aminas (DEA).	45
3.1.2 Sistema de Separación por Membrana.	46

3.1.3	Inversión del Sistema de Separación.	46
3.2	REACTOR DE DISOCIACIÓN DEL CO ₂ PARA PRODUCIR GAS DE SÍNTESIS	47
3.3	EQUIPOS EMPLEADOS PARA LA PRODUCCION DE METANOL A PARTIR DE GAS DE SINTESIS	49
4.	INTEGRADO ESTIMADO DE LA INVERSION	52
4.1	COSTOS FIJOS	52
4.1.1	Montaje e Instalación de los Equipos.	52
4.1.2	Accesorios de Diseño.	52
4.1.3	Automatización de Equipos.	52
4.1.4	Servicios.	53
4.2	COSTOS INDIRECTOS	53
4.2.1	Costos Estimados de Supervisión.	53
4.2.2	Costos de Levantamiento.	53
4.2.3	Seguros e Impuestos.	53
4.2.4	Comisión Contratistas.	53
4.2.5	Imprevistos.	53
4.3	CAPITAL DE TRABAJO	54
4.4	PROYECCIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	54
4.4.1	Costos Directos.	55
4.4.2	Costos Indirectos	55
4.4.3	Costos Fijos.	55
4.4.4	Gastos Generales.	55
4.5	UTILIDADES	56
4.5.1	Balance.	57
5.	ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO	60
5.1	PRIMER ESCENARIO	60
5.1.1	Tasa Interna De Retorno (TIR).	61
5.1.2	Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).	62
5.1.3	Valor Presente Neto (VPN).	62
5.2	SEGUNDO ESCENARIO	63
5.2.1	Tasa Interna De Retorno (TIR).	65
5.2.2	Valor Presente Neto (VPN).	65
5.3	TERCER ESCENARIO	66
5.4	CUARTO ESCENARIO	68
6.	CONCLUSIONES	72

7. RECOMENDACIONES	74
BIBLIOGRAFIA	75

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
Diagrama 1. Parámetros Modelo Económico	36
Diagrama 2. Diagrama de flujo del Proyecto	37
Diagrama 3. Paso a paso de procesos de separación en el reactor	48
Diagrama 4. Modelo integrado del proceso	50

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Valor Presente Neto	38
Ecuación 2. Concentración volumétrica de CO ₂ en el Gas Natural	43
Ecuación 3. Conversión a M ³	44
Ecuación 5. Balance estequiométrico para el Metanol y el Oxígeno	44
Ecuación 6. Conversión volumétrica empleando la densidad	44
Ecuación 7. Disociación por medio de electrones	47
Ecuación 2. Solución (concentración volumétrica de CO ₂ en el gas natural)	57
Ecuación 3 Y 4. Solución (conversión a m ³ / valor masico del proceso)	57
Ecuación 5. Solución(balance estequiométrico para el Metanol y el Oxigeno)	58
Ecuación 6. Solución (conversión volumétrica empleando la densidad)	58
Ecuación 1. Solución VPN primer escenario	62
Ecuación 1. Solución VPN segundo escenario	66
Ecuación 1. Solución VPN cuarto escenario	70

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación Geográfica Bloque Carbonera	22
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca el Catatumbo	24
Figura 3. Instrumentación de gas producido en el Bloque Carbonera	28
Figura 4. Matriz energética mundial	31
Figura 5. Métodos de implementación de Dióxido de Carbono	32
Figura 6. Energía requerida para la Disociación de CO ₂ y H ₂ O	48
Figura 7. Índices de Inversión	51

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del Pozo CG1	25
Tabla 2. Componentes del gas producido en el Campo Cerro Gordo	29
Tabla 3. Propiedades del gas producido en el Campo Cerro Gordo	29
Tabla 4. Criterio de la Inversión total USD	41
Tabla 5. Criterios de total Costos Anuales USD	42
Tabla 6. Descripción de Costos de Inversión del separador de CO ₂	46
Tabla 7. Inversión de equipos para la producción de Metanol a partir del Gas de Síntesis	49
Tabla 8. Inversión total de equipos para tratamiento energético de CO ₂	51
Tabla 9. Plan Global de Inversión	54
Tabla 10. Plan de Costos Anuales	56
Tabla 11. Ingresos Anuales primer escenario	59
Tabla 12. Análisis Utilidades del primer escenario en 11 años de producción	60
Tabla 13. Valores financieros del segundo Modelo	62
Tabla 14. Análisis Utilidades del segundo escenario en 11 años de producción	64
Tabla 15. Valores financieros del segundo escenario	66
Tabla 16. Utilidades del tercer escenario referente a la formulación de TIR	67
Tabla 17. Valores financieros del tercer escenario	68
Tabla 18. Valores financieros del cuarto escenario	68
Tabla 20. Análisis de las Utilidades cuarto escenario en 11 años de producción	69
Tabla 21. Ingresos Anuales cuarto escenario	70

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Producción mensual campo cerro gordo, pozos CG1 y CG5	26
Grafica 2. Costos Ingresos del primer escenario analizado	39
Grafica 3. Utilidades / Año primer escenario	61
Grafica 4. costos - ingresos del segundo escenario analizado	63
Grafica 5. Utilidades / Año segundo escenario	65
Grafica 6. Utilidades / Año cuarto escenario	69

LISTA DE ABREVIATURAS

°API.	Grados API (American Petroleum Institute)
°C	Grado Celsius
°F	Grado Fahrenheit
°K	Grado Kelvin
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BBL	Barril de Petróleo
BPD	Barril de Petróleo
COP.	Pesos Colombianos
CG1	Cerro Gordo 1
CG5	Cerro Gordo 5
CO₂.	Dióxido de Carbono
CO	Metano
GEI	Gases Efecto Invernadero
GNC	Gas Natural Comprimido
H₂	Dihidrógeno
MSCF.	Miles de Pies Cúbicos Estándar
MSCFD.	Miles de Pies Cúbicos Estándar Día
M³.	Metros Cúbicos
PIB	Producto Interno Bruto
USD.	Dólar Estadounidense
TIO.	Tasa Interna de Oportunidad
TIR.	Tasa Interna de Retorno
TON.	Toneladas
VPN	Valor Presente Neto
WPC	Wattle Petroleum Company

RESUMEN

El Bloque Carbonera, localizado en la zona media del departamento de Norte de Santander (Colombia), es una concesión otorgada desde el año 2005 a la empresa Well Logging, identificada ahora como Wattle Petroleum Company, para la explotación y producción de hidrocarburos. En su mayoría su producción se destaca por ser hidrocarburos ligeros con una presencia importante de CO₂, el cual es considerado como un contaminante; además de estos componentes la producción también cuenta con una proporción en menor escala de agua y de condensado.

*“Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones del futuro para atender sus propias necesidades”*¹ ha sido una de las premisas más importantes en las cuales la comunidad científica se ha basado para buscar opciones viables que permitan preservar el medio ambiente y mantener el ritmo energético de las necesidades del mundo actual.

El presente trabajo de grado expone la viabilidad económica de una tecnología innovadora que implementa la transformación electroquímica del dióxido de carbono para generar un compuesto con un elevado poder energético el cual es conocido como metanol. Esta tecnología fue desarrollada por el ingeniero Jacob Karni, profesor del instituto Weizsmann en Israel, junto a su equipo de trabajo y tras ocho años de investigación logró sentar las bases de este proyecto, el cual ya se encuentra en fase comercial desde el año 2017².

Su invención no solo es importante en el aspecto ambiental por la transformación del dióxido de carbono, sino también porque el metanol representa un recurso que a corto y mediano plazo podrá generar energía, dada la similitud de sus propiedades con las de la gasolina, lo que nos lleva a pensar en su implementación en muchos campos.

El desarrollo del modelo económico estima la mayoría de aspectos posibles para la realización del proyecto, partiendo de los separadores de dióxido de carbono-gas natural, de los equipos necesarios para llevar a cabo el proceso, el análisis de la inversión, los costos operativos e ingresos anuales entre otros factores relevantes, que serán considerados a la hora de analizar la viabilidad del proyecto.

PALABRAS CLAVE: Gas natural, Cerro Gordo, Eficiencia Energética, Dióxido de Carbono, Modelo Económico.

¹ Maria Constanza Diaz-Cruz, Bonos de Carbono un instrumento en el sistema financiero internacional, 2015. P 23

² New CO₂ Fuels, Turnig CO₂ into profitable products, 2018. P10

INTRODUCION

La Tesis denominada “*Evaluación de la eficiencia energética del CO₂ producido en el campo Cerro Gordo, Cuenca Catatumbo, mediante un modelo económico*” propone la producción de Metanol a partir de la transformación del CO₂ por medio de un sistema de reactores, partiendo de tecnologías ya utilizadas en la industria, como lo son la separación por aminas e incorporando nuevos avances, como la aplicación de energía química para proporcionar, como resultado final, un compuesto con un poder energético representativo.

La separación del CO₂ es un proceso necesario, hablando desde el aspecto económico demanda-oferta, puesto que, al tener un gas con las mejores características, se presentará más ofertas de compra y maneras eficientes de distribución, si además a esto, se produce un recurso o recursos con un valor económico a partir del CO₂ separado, se está aprovechando un compuesto que hasta hace pocos años se limitaba a ser considerado como un desecho. Esto se considera la Economía del siglo XXI, donde en la práctica, se busca optimizar todos los procesos trabajados generando eficiencia energética, obteniendo más beneficios de la misma cantidad de recursos.

El estudio se centra en el campo Cerro Gordo que forma parte del Bloque Carbonera de la Cuenca del Catatumbo, localizado en el departamento de Norte de Santander, (Colombia), extensión de la cuenca de Maracaibo, teniendo como formación objetivo la Formación La Luna del período Cretácico. Su producción se basa en gases livianos, siendo el metano (C₁) el componente de mayor presencia en el gas, hasta pentano (C₅) incluyendo también hidrocarburos más pesados en mínimas cantidades y algunos contaminantes tales como el CO₂ con un peso molecular aproximado de 10%. Este último es el contaminante con presencia representativa en el gas producido en el Campo Cerro Gordo. Actualmente el Bloque Carbonera cuenta con 2 pozos productores, Cerro Gordo 1 y Cerro Gordo 5, los cuales pueden generar una producción diaria de hasta un millón cien mil pies cúbicos de gas³. Este gas, presenta características de una gravedad API bastante alta, 63,7 grados⁴.

Sabemos que a nivel global la problemática se centra en la excesiva generación de gases contaminantes a la atmósfera, por parte de las industrias existentes; en ese sentido, el dióxido de carbono es, de los GEI, el de mayor presencia por ser el producto de los residuos en la mayoría de los procesos industriales, lo que ocasiona inconvenientes a nivel ambiental.

³ WPC, operaciones. [en línea] (consultado: 3 de marzo de 2020) Disponible en internet <http://wattlepc.com/operaciones/>

⁴ WPC, características de gas, 2018.

Los Gases Efecto Invernadero, GEI, son compuestos presentes en la atmósfera en ciertas concentraciones, que contribuyen a aumentar la temperatura del planeta, debido a su capacidad para absorber y remitir la radiación infrarroja proveniente de la superficie terrestre; una vez emitidos, tienen una vida en la atmósfera de años, décadas o incluso siglos. Muchas actividades industriales, de transporte, de producción agropecuaria, de deforestación, de disposición de residuos sólidos y actividades de minería o de petróleo, entre otras, producen o liberan este tipo de gases.

Hablando particularmente del dióxido de carbono en sí mismo no es malo; de hecho, sin su presencia no habría vida en nuestro planeta. Sin embargo, si se libera en grandes cantidades es muy perjudicial. El CO₂ hace parte del ciclo natural de las plantas, aprovechando el gas para hacer sus procesos vitales y al mismo tiempo generando oxígeno. El inconveniente radica en la excesiva cantidad que se produce año tras año, esto, como dijimos anteriormente, ocasiona acumulación de la radiación solar en la atmósfera e incremento de la temperatura del planeta, afectando los ecosistemas.

Vale la pena indicar que el dióxido de carbono, aparte de los inconvenientes señalados, tiene la ventaja de contar con la presencia de componentes naturales de la química orgánica con los que se puede trabajar para producir otros derivados los cuales podrán brindar beneficios tanto económicos como ambientales.

Desde los años 90 se han venido promoviendo acuerdos políticos que tienen el objetivo de mitigar la producción de los GEI sin afectar la demanda energética mundial, acuerdos que, si bien han generado un avance y una conciencia importante en la población, deben reforzarse aumentando las exigencias ambientales en pro de tener recursos energéticos eficientes y lo menos contaminantes posibles, para continuar con el crecimiento económico y que las energías no convencionales tengan un aporte de mayor peso.

El tema en cuestión motivó el siguiente proyecto, dada la importancia académica, social, ambiental, política y económica que ello conlleva. Académicamente el estudio aporta el análisis respectivo desde varios puntos de vista, hasta llegar al planteamiento del modelo económico, objeto de la tesis. Tiene relevancia social, dado que representa beneficios para la comunidad en general. Su potencial económico y ambiental es evidente, logrando reconocer ingresos al disminuir la producción de CO₂, y además al producir el metanol. Y políticamente, entrega una excelente oportunidad de regulación para la implementación de este modelo, contando como objetivo primordial la mejora del medio ambiente.

¿Cómo se posibilita y se cuantifica la eficiencia energética del CO₂?

La verdad, es un interrogante que, si bien se puede haber estudiado en muchas oportunidades, no cuenta con políticas claras que puedan regular los beneficios económicos, siempre bajo la protección del medio ambiente.

El presente documento se ha organizado de la siguiente manera: primero se detalla el Marco Teórico del estudio, con el cual se ubica al lector dentro de la zona objeto del análisis, identificando la formación Luna y las características fisicoquímicas del gas producido en el Campo Cerro Gordo, pasando por los escenarios viables para la implementación del CO₂ como fuente energética y agregando otros principios teóricos importantes. Posteriormente se expresa la Metodología del Modelo Económico, partiendo de los aspectos evaluativos financieros utilizados y mostrando los respectivos parámetros que fueron tenidos en cuenta en cada aspecto referente a las utilidades. Paso siguiente, se realiza una descripción de los equipos necesarios, enfocando esto, a la inversión requeridas, tomando costos directos e indirectos que requiera la operación para luego presentar el análisis económico final utilizando 4 modelos representativos teniendo como aspecto evaluativo los elementos financieros ya mencionados en la metodología, los cuales avalan la viabilidad de cada modelo según sus valores financieros positivos o negativos. Las conclusiones se realizaron en base a la economía energética que se puede presentar, hablando de manera global y de manera específica a las condiciones presentadas para el desarrollo del proyecto en el Campo Cerro Gordo

Los objetivos propuestos están desarrollados en todo el contenido del proyecto, las descripciones propuestas de la cueca, el gas producido y los escenarios viables del CO₂ se encuentran en el marco teórico.

Los parámetros del modelo económico fueron la base metodológica del proyecto, por esta razón el capítulo metodológico describe los procesos realizados de manera general y se enfoca en presentar la raíz de los datos expuestos, desde índices en costos de inversión hasta balances estequiométricos.

La elaboración y validación del modelo económico se muestra en el capítulo financiero. Se plantearon diferentes escenarios acomodando estos a variables posibles y presentando su viabilidad de acuerdo con los resultados en la evaluación financiera. Con base a los parámetros evaluativos se presentó el escenario que cumple con las expectativas de acuerdo con los ingresos esperados.

1. MARCO TEORICO

El contenido a desarrollar en el siguiente apartado tiene como objetivo introducir al lector en los temas trabajados durante el desarrollo del proyecto.

El marco teórico incluye la ubicación de la Cuenca del Catatumbo y el Campo Cerro Gordo, las características más importantes de la formación productora, en este caso Formación La Luna, el gas producido en el campo, el CO₂ y la importancia de la eficiencia energética.

1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA EL CATATUMBO Y DEL BLOQUE CARBONERA

La cuenca del Catatumbo está ubicada al noreste de Colombia, en el departamento de Norte de Santander, limita al Norte con la serranía del Perijá, al oeste con el macizo de Santander, al sur este con los Andes de Mérida y al este con la Cuenca de Maracaibo.

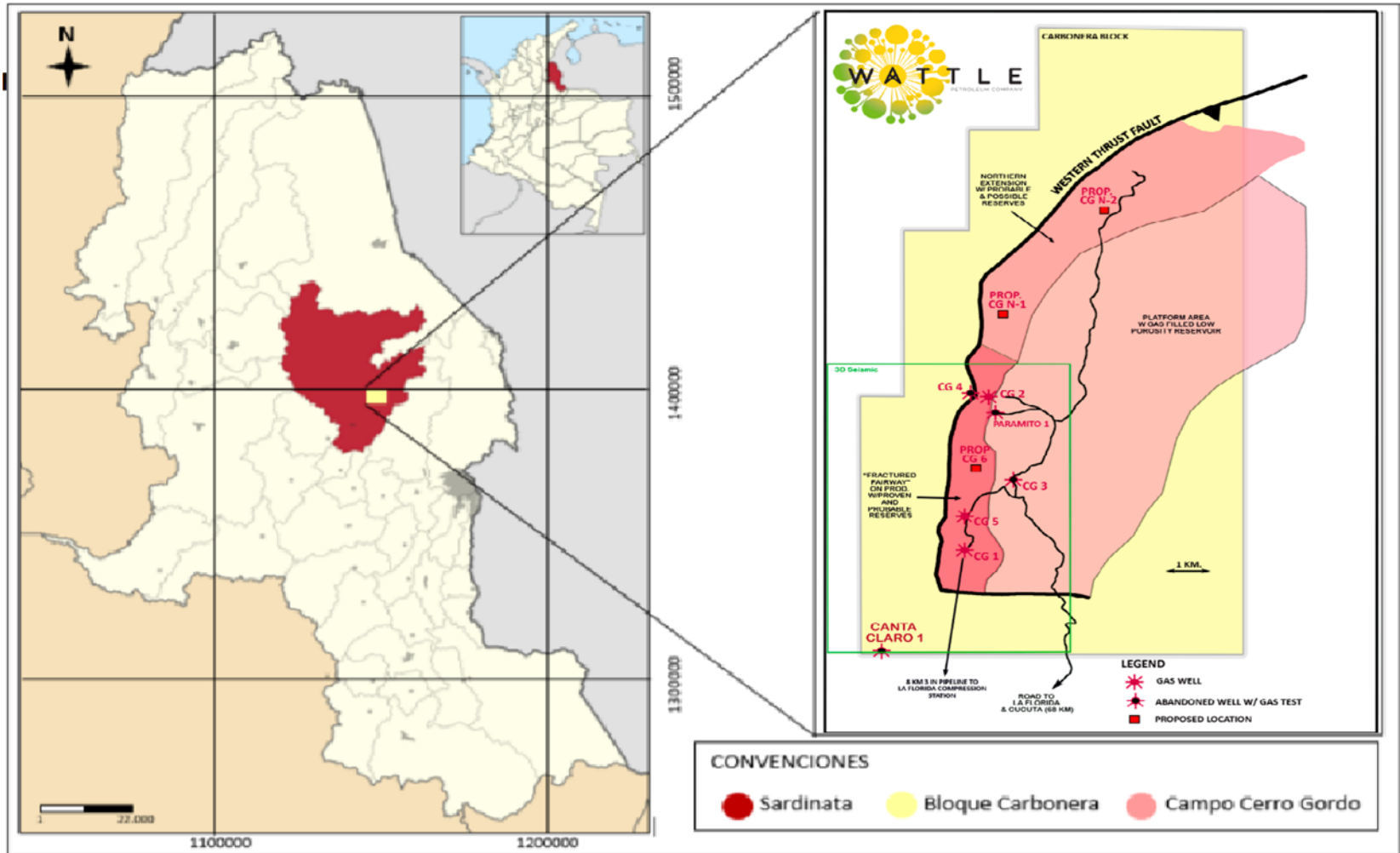
Cuenta con un área de 24.416 Km² aproximadamente, enmarcada dentro de un sistema geológico que se extiende a través de la Gran Cuenca del Maracaibo (específicamente al Suroeste de esta). Es una cuenca antepaís, y una de las que más produce hidrocarburos a nivel mundial; esta cuenca se ha desarrollado por medio de procesos de levantamiento, apertura y esfuerzos transgresivos⁵, algunas unidades geológicas se extienden desde Venezuela hasta Colombia, un ejemplo claro es la Formación La Luna.

La cuenca Catatumbo se caracteriza por una sucesión sedimentaria de origen ígneo, marino y fluvial; en la exploración petrolera las formaciones del Cretáceo al Paleógeno son las que se han reconocido hasta el momento como las más importantes.

El Bloque Carbonera se encuentra ubicado en el municipio de Sardinata, 40 Km al noreste de la cabecera municipal de Cúcuta, limitando al Norte con el Campo Tibú de Ecopetrol, al Este con el Bloque González, también operado por Ecopetrol y al Oeste y Noroeste con el Bloque Catguas. El bloque Carbonera antes contaba con un área de 25.739 hectáreas, pero fue modificada a 14.000 hectáreas; actualmente está siendo trabajado por Wattle Petroleum Company desde 2005 con dos pozos productores, Cerro Gordo 1 y Cerro Gordo 5.

⁵ WPC, Informe de Características Geológicas. 2016.

Figura 1. Ubicación Geográfica Bloque Carbonera.



Fuente: WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S.

1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN LA LUNA

Esta formación hace parte del Periodo Cretácico, este periodo se caracteriza por la presencia de rocas generadoras, su principal composición son calizas y en menor medida por lutitas calcáreas y algunos niveles de caliza silíceas con nódulos de chert. La roca Caliza es gris medio oscuro, gris oscuro, microfosilífera, ocasionalmente silícea, localmente con venas de calcita. La Lutita calcárea es gris oscuro. El chert es de color negro, en bloque, muy duro, ligeramente calcáreo⁶.

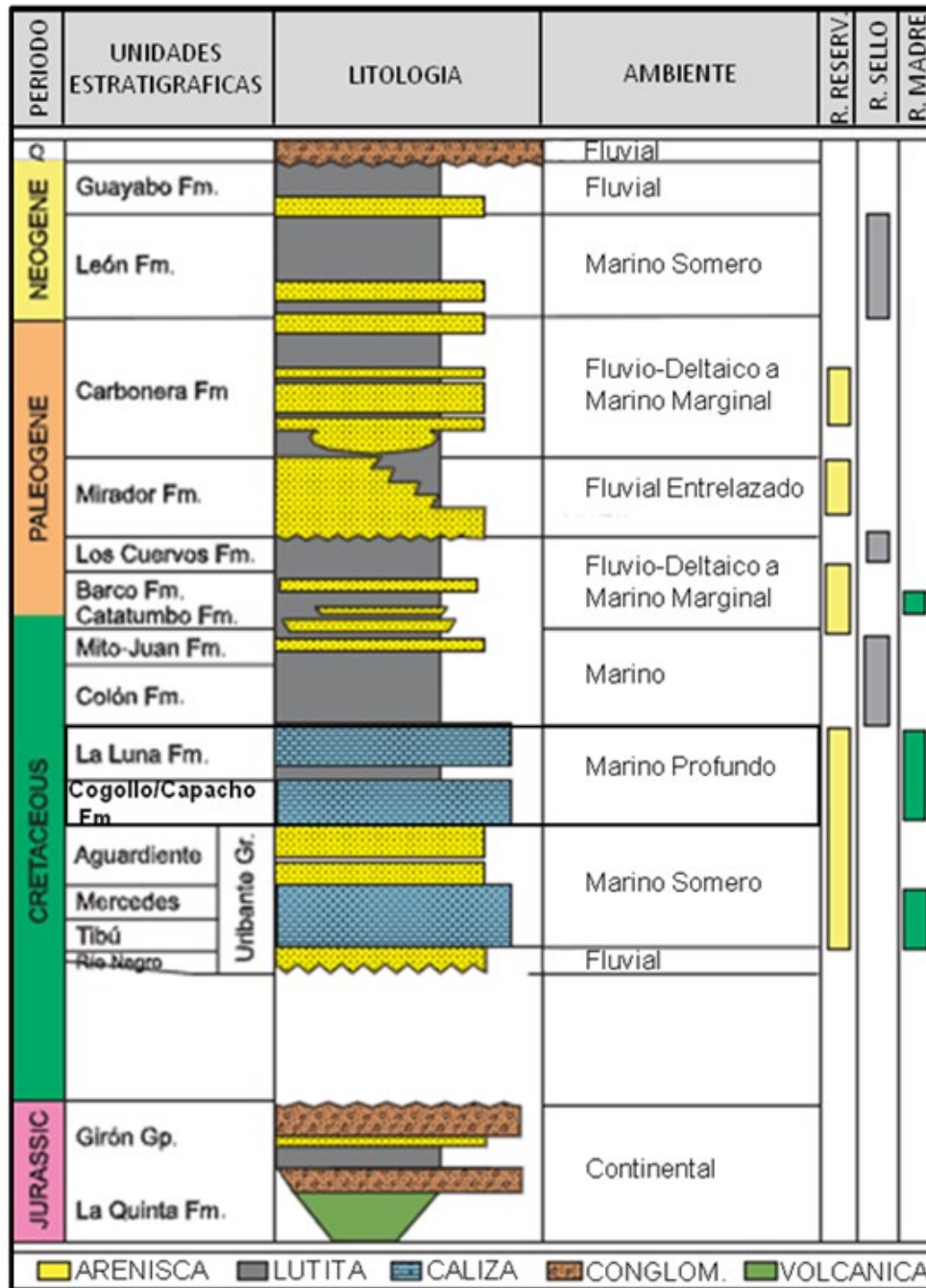
El rasgo geológico más destacado en el Bloque Carbonera es una estructura Dómica tipo flor, debido a una zona de fallas inversas la cual genera esta estructuración. La acumulación de gas está asociada a la porosidad secundaria presente en la estructura, son fallas naturales con esfuerzo compresivos y de cizalla⁷.

La ubicación de los pozos en el campo está enfocado a las fallas naturales de los sedimentos calcáreos de la formación cogollo y la luna, como estrategia para encontrar áreas con un drenaje adecuado de gas, es decir, los trabajos de perforación y producción buscan drenar el gas por medio de la permeabilidad secundaria (fallas y fracturas) generadas de manera natural permitiendo el paso eficiente de los fluidos; esto se debe, a que las características de las rocas en la formación presentan una permeabilidad menor a la adecuada.

⁶ WPC, Informe de Características Geológicas. 2016.

⁷ WPC Informe de pruebas extensas pozo CG1, 2009.

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca el Catatumbo



Fuente: WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S.

1.3 GENERALIDADES DE PRODUCCION

Los primeros trabajos de perforación y producción los adelantó la empresa Texaco en el año de 1987 con el objetivo de encontrar crudo liviano en la formación La Luna, desarrollando los pozos CG-1 y CG-2, los cuales se destacaron como pozos económicamente no rentables al presentar mínimas cantidades de condensado y concentraciones elevadas de gas natural. Para esos tiempos el gas natural no tenía un valor económico ya que no se presentaba como un recurso con un mercado desarrollado, razón principal para del cierre indefinido de los pozos.

Los estudios realizados en esos años permitieron caracterizar las formaciones perforadas y la formación objetivo, que al paso de los años y con nuevas tecnologías logró determinar de manera más certera características petrofísicas importantes como son la permeabilidad total y efectiva y la saturación de agua.

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del pozo CG 1.

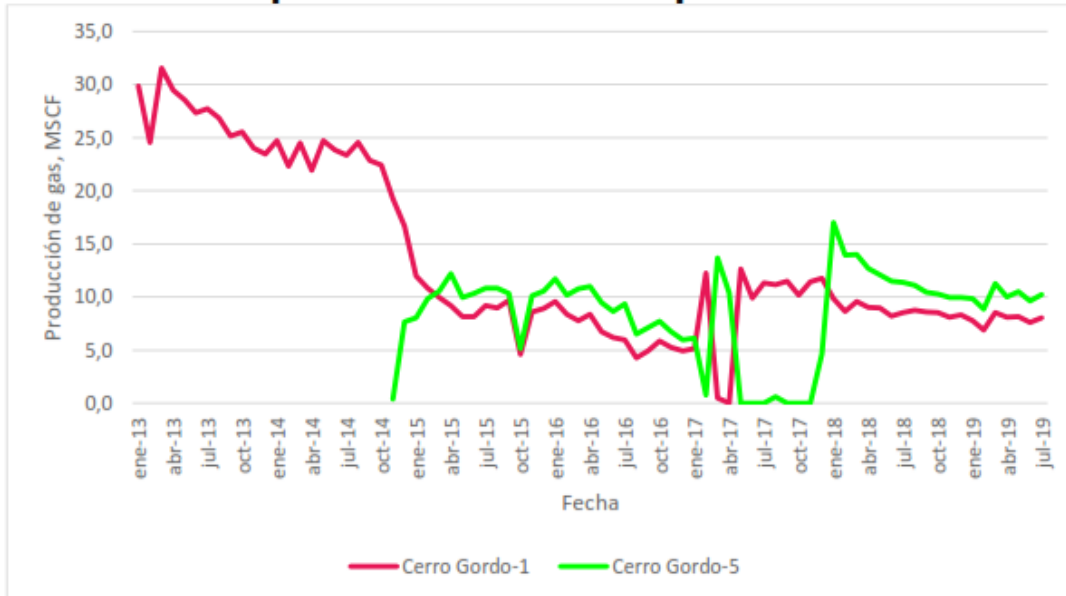
PROPIEDADES PETROFISICAS CG1					
INTEVALO	ESPEJOR	API°	POROSIDAD TOTAL (%)	POROSIDAD EFECTIVA (%)	Sw (%)
2894-2900	6	80	5.38	4.5	28.7
2903-2908	5	80	6	4.4	29.6
2947-2952	5	50	5.1	4.6	21.5
2955-2976	21	70	5.4	4.2	33.7
2979-2984	5	62	10.8	8.9	19
2990-2997	7	80	6.9	5	20.9
2998-3010	12	82	14.7	10.5	8.7
3014-3026	12	85	8.1	5.8	17
3075-3079	4	70	6	4.7	39.2
3080-3084	4	90	14.1	9.4	15.1
3113-3120	7	100	6.7	4.1	27.4

Fuente: WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S.

En el año 2005 fue otorgada nuevamente la concesión de explotación y producción de hidrocarburos del bloque Carbonera, y fue hasta el año 2009 en el que se iniciaron las operaciones de producción implementando el pozo CG-1 para esta labor. Hasta la fecha se han perforado más de 5 pozos nuevos, los cuales por rentabilidad o por problemas de diseño no han podido desempeñar su objetivo de producción.

El pozo CG-5 es el único pozo nuevo que ha tenido la capacidad de producir gas natural de manera rentable. Este pozo inició su producción en el año 2014 siendo su característica más importante que es un pozo horizontal.

Grafica 1. Producción Mensual Campo Cerro Gordo, Pozos CG1 y CG5.



Fuente: ALBARRACÍN, Daniel y ARANGO, Maria. Diseño del Sistema Virtual y la red de distribución de Gas Natural en el municipio de bucarasica desde el campo Cerro Gordo; Ingeniería de Petróleos; 2019. p.28.

Gracias a los estudios realizados en los últimos años, se han encontrados zonas prospectivas con una expectativa de producción alta.

Un OFT⁸ (“Oil and Gas Finder Technology”) es un estudio que se realiza implementando tecnología satelital, el cual permite analizar la concentración de gas y otros compuestos que se encuentran en el subsuelo por medio de identificación electromagnética. Este estudio, junto con análisis 2D y 3D han permitido estimar zonas con una alta concentración de gas natural y tener una expectativa de producción de mas del 300% de la producción obtenida actualmente.

El pozo CG-2 se encuentra en una zona con alto potencial, donde se espera obtener cantidades económicas importantes de gas natural, el reentry de este pozo es una de las actividades a corto plaza más destacadas, se podría estimular la producción diaria en mas de dos millones de pies cúbicos diarios. Se tienen otras actividades prospectivas para los próximos años que permitan trabajar el campo de la mejor

⁸ WPC, “Oil and Gas Finder Technology”. 2016.

manera hasta el año 2033, donde culmina el contrato de Exploración y Producción del bloque Carbonera.

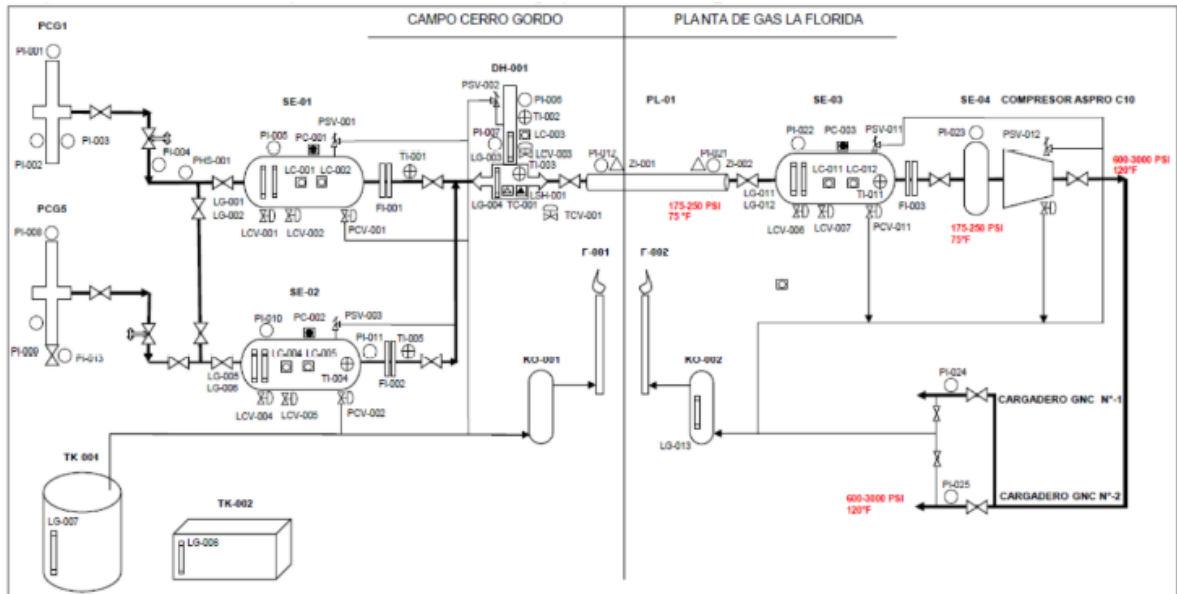
1.4 FACILIDADES DE PRODUCCION DEL BLOQUE CARBONERA

Las facilidades de producción se encuentran divididas en dos partes, los equipos necesarios en cada pozo y los equipos de tratamiento de la planta de gas La Florida la cual está ubicada a menos de 6 kilómetros de los pozos de producción y está conectada por un gasoducto de 6”.

Cada pozo del campo (CG 1 y CG5) cuenta con un separador trifásico el cual permite separar agua y condensado; estos compuestos se disponen en tanque de almacenamiento. Antes de canalizar el gas a la planta de tratamiento se realiza el paso del gas por un agente desecante-secante en contra corriente (TEG) un proceso de deshidratación para limpiar el gas natural.

En la planta de gas La Florida es recibido el gas por otro separador trifásico, el cual termina la labor de limpieza; si se llegara a necesitar, además cuenta con la instrumentación necesaria de la fiscalización de gas natural, luego de pasar por este equipo es llevado a un compresor donde se eleva la presión de 600 Psi a 3000 Psi. Se continúa el proceso en el área de carga y despacho de gas.

Figura 3. Instrumentación de Gas Producido en el Bloque Carbonera.



Fuente: WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S, 2016.

1.5 CARACTERÍSTICAS DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO CERRO GORDO

Para analizar la composición del gas, la empresa Wattle Petroleum Company realizó un análisis de composición por medio de un cromatógrafo Varian 3800 con el método GPA 2286.

A partir de tres columnas, el cromatógrafo analizó todos los componentes y arrojó un alto contenido en metano (C_1) seguido de dióxido de carbono (CO_2) y etano (C_2). Adicionalmente se realizó un análisis de sulfuros de hidrógeno por medio de "Tubos Drager".

En la **Tabla 2**, se observa la composición detallada del gas y en la **Tabla 3**, se muestran las propiedades de este, el aporte cromatográfico, realizado por la empresa Core Lab. en el año 2017⁹.

⁹ ANALISIS COMPOSICIONAL DE GAS, Wattle Petroleum Company, 2017

Tabla 2. Componentes del gas producido en el Campo Cerro Gordo.

Componentes	MOL (%)	PESO (%)
CO₂	10.23	18.61
N₂	0.42	0.49
C₁	71.28	47.29
C₂	9.76	12.13
C₃	3.81	6.95
iC₄	0.63	1.52
nC₄	1.07	2.57
iC₅	0.42	1.26
nC₅	0.41	1.23
C₆	0.65	2.3
C₇	0.53	1.99
C₈	0.46	1.98
C₉	0.25	1.24
C₁₀	0.07	0.4
TOTAL	100	100

Fuente: WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S.

Tabla 3. Propiedades del Gas producido en el Campo Cerro Gordo.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Gravedad específica	0,8032	@14,73 Psia, 60°F
Peso molecular	23,22	g/mol
Densidad ideal	0,9788	Kg/m³ @14,65 Psia, 60°F
Poder calorífico bruto (ideal/ real)	1125,7 / 1129,8	BTU/SCF @14,65 Psia, 60°F
Poder calorífico neto (ideal/ real)	1020,8 / 1024,5	BTU/SCF @14,65 Psia, 60°F
Factor Compresibilidad	0,996420	14,65 Psia, 60°F
Temperatura pseudocrítica	411,2	Rankine
Presión pseudo crítica	704,1	Psia

Fuente: WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S.

1.6 CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE GAS NATURAL

Es una fuente de energía competitiva, abundante y eficiente. Esta energía es consumida por comercios, residencias, industrias, termoeléctricas, etc. Está compuesta en su mayoría por metano (CH₄) y otros hidrocarburos livianos, además no hidrocarburos, en mínimas cantidades como lo son H₂S, CO₂ y otros.

Las principales ventajas del Gas Natural son:

1.6.1 Infraestructura. En comparación con otros hidrocarburos, los equipos e instrumentos requeridos para realizar la producción de gas natural son básicos, esto genera menores costos de producción y que el gas natural sea considerado un compuesto llamativo en términos económicos.

1.6.2 Procesamiento. Los tratamientos que se realizan al gas son procesos de poca complejidad. De forma general se requiere deshidratar el gas que presenta vapores o agua, separar concentraciones de condensado y limpiar de impurezas y contaminantes, considerándolo un procesamiento simple. La fluidez que presenta al ser un gas lo hace más llamativo y a diferencia del petróleo y la gasolina, no requiere otro proceso de refinación para implementarlo en medios de transporte.

1.6.3 Riesgo de Fugas. Presenta un riesgo menor en comparación con otros hidrocarburos puesto que se disipa rápidamente, se puede considerar un beneficio en la seguridad. Sin embargo, sigue siendo un hidrocarburo con riesgo volátil.

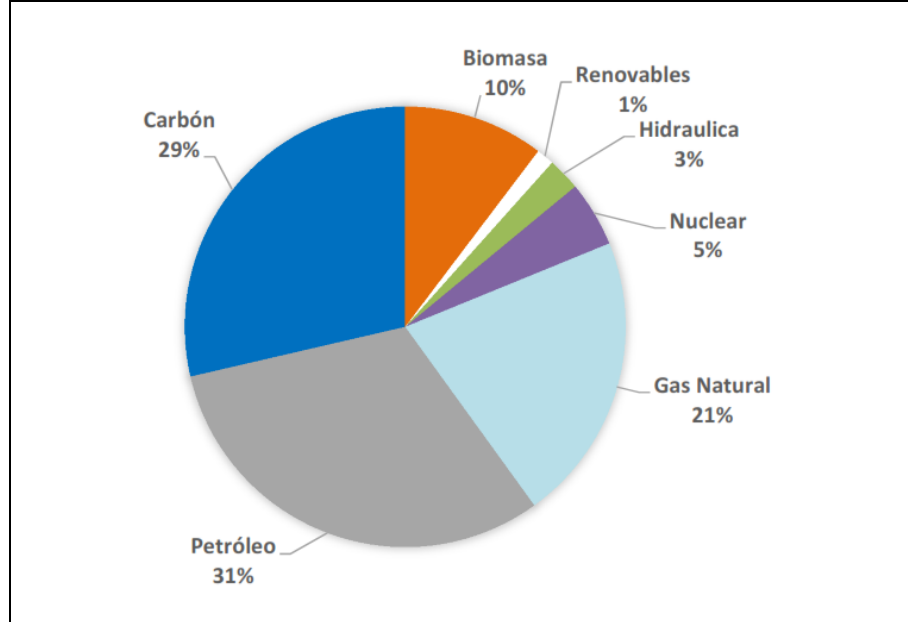
1.6.4 Menor Afectación al Medio Ambiente. La combustión de este hidrocarburo se estima que produce la mitad de CO₂ que el carbón y una cuarta parte de CO₂ que producen algunos derivados del petróleo.¹⁰

En la matriz energética mundial, el gas natural se encuentra en el 3er lugar de los compuestos o mecanismos de mayor aprovechamiento energético, solo superado por el carbón y el petróleo.

Se estima que sea el hidrocarburo con mayor incremento a nivel energético para los próximos años.

¹⁰ ECO INTELIGENCIA, [en línea] (consultado: 6 de marzo) disponible en internet <https://www.ecointeligencia.com/2013/07/el-gas-una-alternativa-menos-contaminante-movilidad/>

Figura 4. Matriz Energética Mundial.



Fuente: INSTITUTO ARGENTINO DE PETROLEO Y GAS. Energía, Ambiente y Mitigación de Emisiones de CO₂. 2017. p. 6

1.7 GASES EFECTO INVERNADERO

Los principales gases efecto invernadero son el vapor de agua (H₂O), el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O), el metano (CH₄) y el ozono (O₃). El incremento en la atmósfera de estos gases genera una retención de los rayos emitidos por la radiación solar, lo cual produce un aumento en la temperatura de la tierra, generando daños ambientales. Un ejemplo importante, ocurre con el derretimiento de los polos. Actualmente, se han desarrollado protocolos y políticas con el fin de reducir la producción de estos gases para así generar un equilibrio ambiental.

Se trata de un objetivo a largo plazo ya que muchas actividades desarrolladas por el ser humano generan este tipo de gases.

1.8 DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

El CO₂ es una sustancia natural que, en condiciones normales, se hace necesaria para llevar a cabo el ciclo biológico de las plantas. En la actualidad se tienen producciones elevadas de este gas junto con el Metano, el Óxido Nitroso entre otros gases.

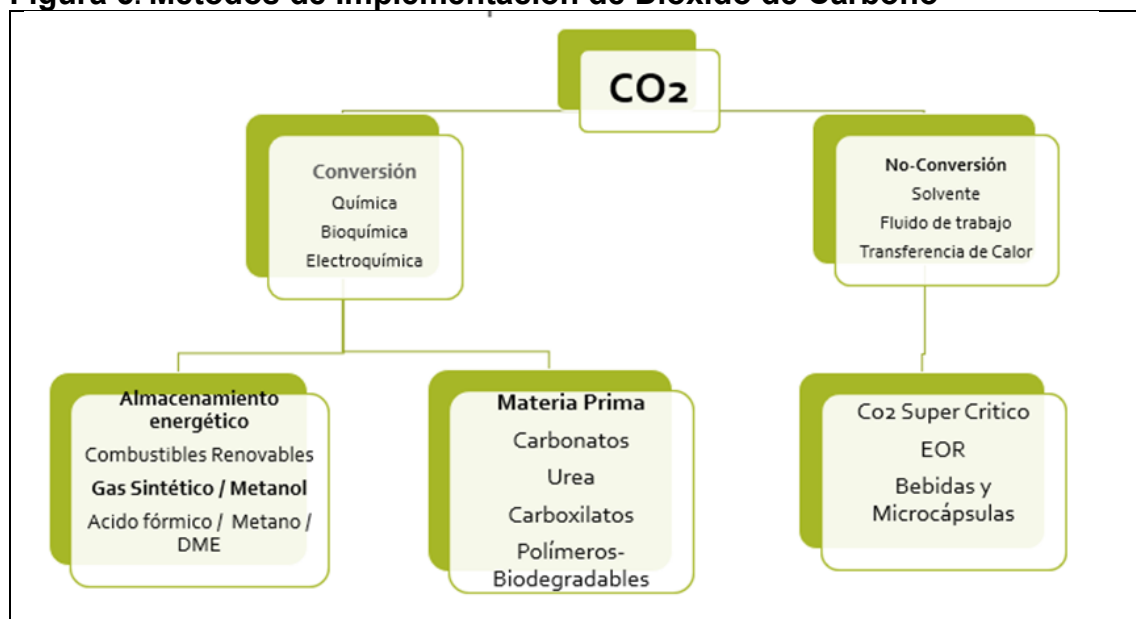
El Dióxido de Carbono es el principal residuo de los combustibles fósiles, esto sucede al aprovechar el elemento Hidrogeno en los compuestos Hidrocarburos, dejando como residuo de la generación de energía mecánica Carbono y Oxígeno.

En las últimas décadas se han venido analizando y desarrollando metodologías para aprovechar este recurso, primando el factor ambiental. lo que se busca principalmente, es generar un valor económico para el CO₂ en el mercado, lo que puede incentivar a las industrias a que aprovechen este compuesto para generar otros recursos o simplemente tener beneficios tributarios gracias la adecuada implementación de este.

Es necesario tener más procesos beneficios para el medio ambiente si se espera continuar con el crecimiento económico y con las comodidades de vida actuales.

La Química Orgánica es un factor a favor del aprovechamiento de CO₂ y esto se debe a que presenta dos elementos fundamentales para esta rama, siendo capaz de aprovechar en muchas maneras este recurso.

Figura 5. Métodos de Implementación de Dióxido de Carbono



Fuente: MARTIN ORTIN, Lara. Conversión de CO₂ a Combustibles Líquidos; Ingeniería Química y Ambiental; Escuela técnica Superior de Ingenieros; p.44.

1.9 METANOL (ALCOHOL METÁLICO CH₃OH)

Considerado el combustible del futuro. Es el compuesto que se puede obtener como producto final del proceso de disociación del CO₂ y H₂O; presenta beneficios como, la gran cantidad de actividades que aprovechan este compuesto y su facilidad para ser transportado.

A corto plazo países como Israel pretenden utilizar el metanol y GNC¹¹ para reemplazar el consumo del petróleo como motor de transporte.

Es pertinente recalcar la importancia de la tecnología tratada en el proyecto de grado, puesto que produce el doble de beneficio, aprovecha el CO₂, recurso contaminante que se encuentra en mayor proporción en la capa de ozono, lo transforma implementando H₂O y genera un recurso el cual es implementado en diversos campos y que presenta capacidades muy similares a la de la gasolina.

1.10 ACIDO FORMICO

Se emplea la electro-reducción del Dióxido de Carbono para generar Ácido Fórmico (HCOOH) y O₂. A este compuesto se le denomina el portador del combustible; esto se debe a que no se consideran todas sus partículas como agentes combustibles, sino que utiliza el Hidrógeno como combustible primario. El Ácido Fórmico tiene el beneficio de que, en estado líquido, permite manejos relativamente básicos¹².

1.11 EFICIENCIA ENERGÉTICA

La eficiencia energética fue un resultado a las necesidades de las industrias y la economía en general. En gran parte del siglo pasado no se pensó en la energía que realmente se utiliza, a partir de la cantidad de energía consumida y esto fue uno de los grandes generadores de contaminación. En los años 70 el precio del petróleo tuvo un incremento a tal punto que los países en desarrollo no lograban abastecerse de este recurso para suplir sus necesidades energéticas, esto fue uno de los primeros pasos que generó conciencia de la cantidad de energía que se puede

¹¹ISRAEL'S NEW MOTORS FUELS STRATEGY LEAN ON GAS, [en línea] (consultado: 8 de Abril) disponible en internet <https://www.reuters.com/article/us-israel-cars-fuels/israels-new-motor-fuels-strategy-leans-on-gas-idUSBRE9BN0BC20131224>

¹² Lara Martin Ortin, Conversión de CO₂ a combustibles líquidos, P45.

aprovechar y de los recursos alternativos de los cuales se puede generar un beneficio. Además de esto, la eficiencia energética enfoca muchos aspectos en energías no convencionales y en beneficios ambientales sin ser necesariamente energéticos.

Se presentarán algunos de los procesos que generan eficiencia energética con este recurso y que son considerados viables para continuar con su implementación y desarrollo gracias a los beneficios positivos que producen tanto ambientalmente como energéticamente.

- La inyección de Dióxido de Carbono es un método de Recobro Mejorado que permite aumentar la presión del yacimiento y generar una eficiencia en la recuperación de los hidrocarburos, una de las características más importantes es la facilidad que tienen el CO₂ para desplazarse por los poros interconectados del yacimiento y de esta manera generar un desplazamiento de los fluidos contenido en el yacimiento. Es importante resaltar el beneficio ambiental que se obtiene inyectando el CO₂ y no liberando este a la atmósfera.
- Las Centrales Geotérmicas observan el calor del subsuelo para transformar este en energía. Utilizan vapor de agua para capturar este calor y llevarlo a las turbinas las cuales transforman la energía térmica en energía eléctrica. El CO₂ presenta características de densidad y fluidez adecuadas para realizar este proceso, absorbe menos cantidad de calor, sin embargo, por las características ya mencionadas se prefiere utilizar el CO₂ como recurso captador de calor.

2. METODOLOGÍA

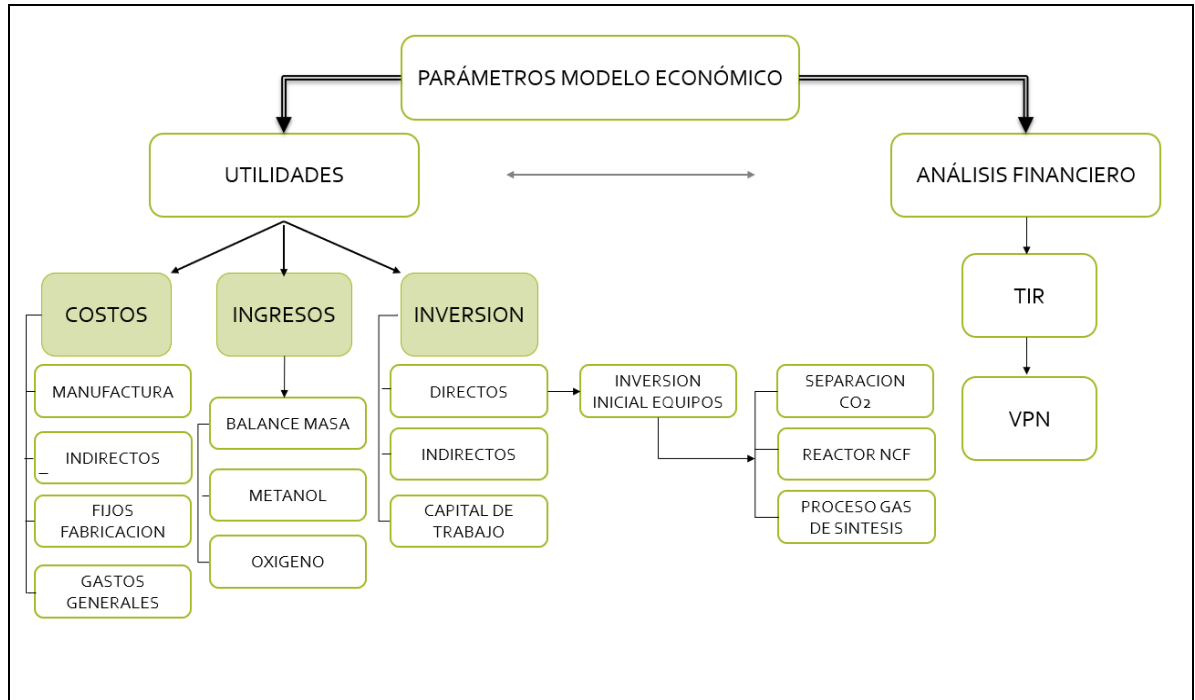
2.1 MODELO ECONOMICO

El Modelo Económico se encuentra evaluado por parámetros financieros. De acuerdo con las fuentes analizadas, los parámetros de VPN y TIR son parámetros ideales en el análisis de la viabilidad económica de un proyecto y se encuentra argumentado este aspecto, por la ecuación que permite generar al valor presente en las utilidades de cada año, generando con esto un valor relativamente confiable para basar la inversión requerida.

Las utilidades fueron otros aspectos importantes en el modelo y en este aspecto se hizo énfasis en generar valores acordes, teniendo en cuenta la mayor cantidad de variables a la hora de considerar una inversión, no solo se estimó la inversión como los equipos necesarios para realizar el proyecto; la inversión presenta valores directos, indirectos y los valores necesarios de capital de trabajo. Esto también se presenta en los costos anuales requeridos para el funcionamiento de la planta de tratamiento, en donde se presentan costos directos, indirectos, de flujo de caja y gastos generales, la sustentación de los valores obtenidos se encuentra expuesto más adelante. Los ingresos presentaron un método diferente sin embargo se buscó la confiabilidad del proceso generado, este proceso también se encuentra expuesto más adelante.

El modelo económico se encuentra basado en cuatro escenarios. Los primeros dos escenarios presentan un modelo real de lo que se puede llevar a cabo en el campo, teniendo como premisa la producción por día de Gas Natural y por ende de Dióxido de Carbono que puede generar el Campo Cerro gordo, al momento de presentar cada escenario se enfatiza en las variables que se tuvieron en cuenta. Los dos escenarios finales presentan la viabilidad que se requiere para obtener un valor adecuado a la inversión elevada, con la que se llevaría a cabo el proyecto. Esta viabilidad la genera el factor evaluativo económico-financiero, estos valores se obtuvieron por medio del programa Excel el cual fue una pieza fundamental para encontrar los valores adecuados.

Diagrama 1. Parámetros del Modelo Económico.

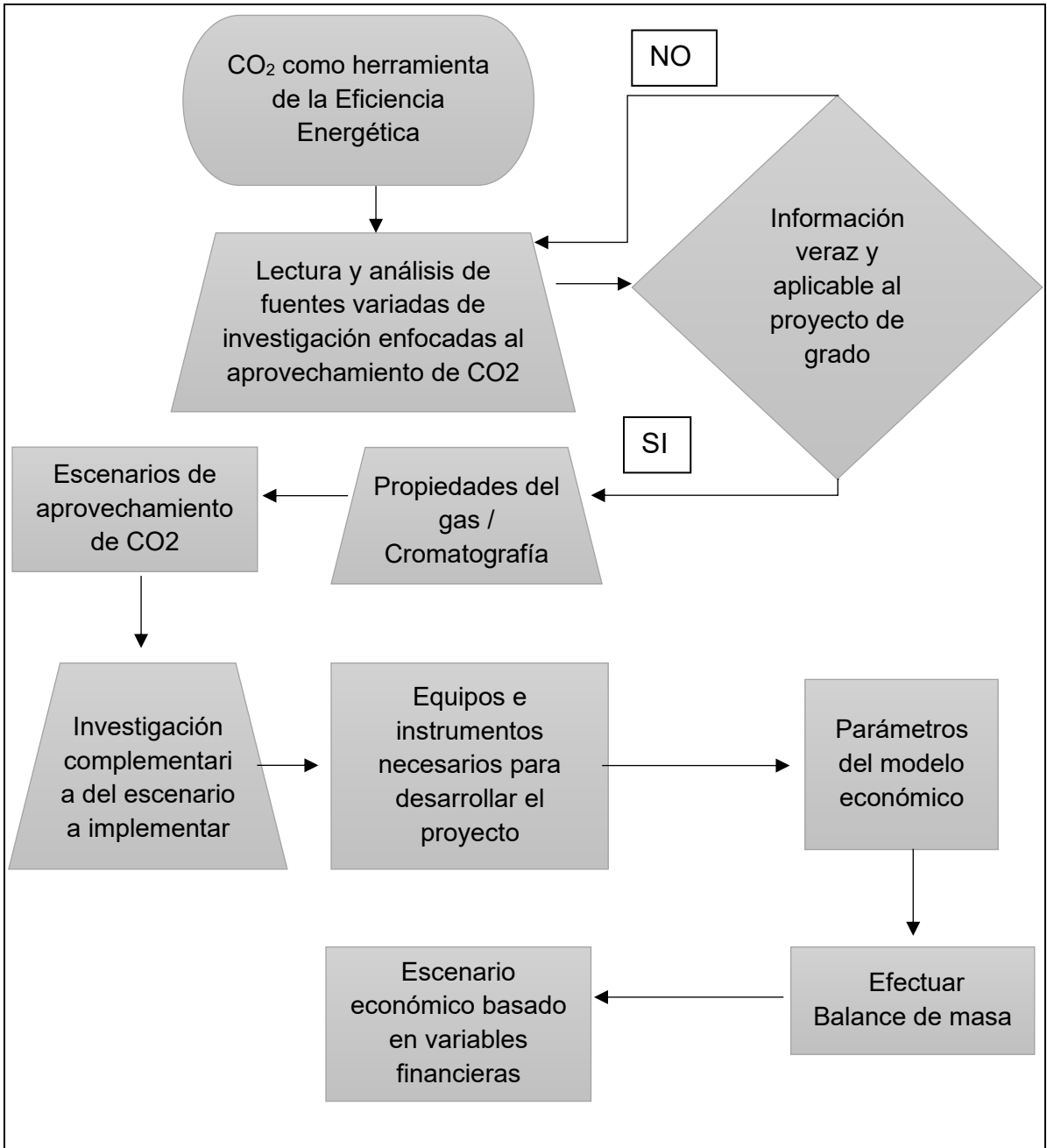


Fuente: elaboración propia.

2.2 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROYECTO

Se presentará, el diagrama de flujo referente al paso a paso que se implementó para cumplir con los requerimientos del proyecto, y los parámetros que fueron implementados para llevar a cabo todas variables referentes al Modelo Económico.

Diagrama 2. Diagrama de Flujo del Proyecto.



Fuente: elaboración propia.

2.3 PARAMETROS DEL MODELO ECONOMICO

Los parámetros seleccionados de mayor escala fueron la Inversión Inicial, los Costos que requiere la operación anualmente y los Ingresos Anuales producidos. Estos tres aspectos conforman las utilidades totales, las cuales serán evaluadas en un periodo de 11 años por los parámetros de VPN, TIR.

La **ecuación 1** pretende mostrar el método utilizado para hallar los valores de VPN y TIR.

Ecuación 1. Valor Presente Neto.

$$VPN(i) = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Fuente: BACA, Gabriel. Fundamentos de Ingeniería Económica. 4ta. Edición. México: McGraw-Hill, 2007, p 90.

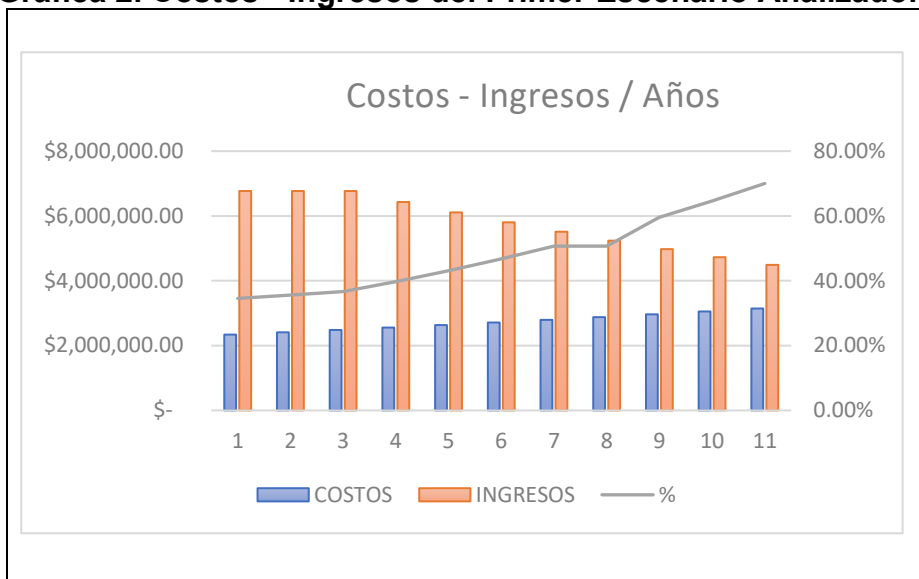
Los valores constantes en cada parámetro fueron la inversión inicial (-P) y las utilidades totales por año (FNE). Para encontrar los valores de VPN se utiliza una tasa de descuento (i) del 12% este valor se consideró óptimo y confiable analizando que en la literatura se consideraban valores entre 15% y 10%. La tasa de descuento en el parámetro de VPN es la misma tasa interna de retorno (TIR) con la diferencia que en el parámetro de TIR se le da un valor de 0 al VPN. Estos dos parámetros (VPN y TIR) son muy importantes para realizar un análisis financiero-económico, esto radica en la capacidad que presentan de generar valores con un análisis de devaluación de acuerdo con los años en los que se estima se va a obtener cierta utilidad.

VPN y TIR fueron los parámetros evaluativos de los cuatro escenarios que se plantearon en el proyecto. Cada escenario se planteó teniendo en cuenta aspectos de producción y de las utilidades necesarias para analizar una viabilidad económica.

Primero se analizó el resultado financiero con una declinación normal de la producción; esto generó que los costos de producción se fueran acercando a los ingresos obtenidos al final de los años analizados.

Como resultado se presentó una Tasa Interna de Retorno negativa -7.8%, esto confirma la no rentabilidad de la inversión.

Grafica 2. Costos - Ingresos del Primer Escenario Analizado.



Fuente: elaboración propia.

Los ingresos de los primeros 3 años presentan una estabilidad debido a la capacidad estimada en la producción del reactor de síntesis; este reactor será abordado a fondo más adelante. Sin embargo, es importante mencionar que la capacidad de transformación de CO₂ por reactor, es de una tonelada por día según Allison Melany Medina Moreno¹³.

Teniendo como base la producción promedio de gas natural del año 2019, se llegaba a una generación de CO₂ de 2.23 toneladas en el día. Utilizar un reactor para realizar un proceso de 0.23 toneladas se consideraba innecesario, por esta razón se decide utilizar 2 reactores y tener un excedente de CO₂ los primeros años, el cual se considera un beneficio por el alto costo de inversión del equipo. Esto generó la simetría en los primeros 3 años.

Se realizaron otros tres escenarios, considerando una producción simétrica para todos los años. En los dos últimos se modificó el valor de los ingresos por venta.

A partir de un 12% en la Tasa Interna de Retorno se evaluó el comportamiento del VPN, teniendo como resultado un valor de \$0 en el tercer escenario lo cual indicaba que desde ese valor de ingresos se obtiene un retorno positivo a la inversión de capital.

¹³ Allison Melany Medina Moreno, Modelo de Logística Inversa aplicado al Aprovechamiento de Dióxido de Carbono asociado al gas de flama del Campo Orito Putumayo, 2019, P 79.

El ultimo escenario presenta un valor mayor en los ingresos para validar el proceso por medio de los datos numéricos.

2.4 PARAMETROS DE LA INVERSION INICIAL Y COSTOS OPERATIVOS

2.4.1 Inversión Inicial. La inversión inicial agrupó todos los equipos necesarios para realizar el proceso de producción de Metanol.

En las facilidades de producción del bloque carbonera no se cuenta con el separador de CO₂, esto, como se había mencionado anteriormente, impide tener una oferta más diversificada, ya que muchos procesos requieren el gas natural con una composición menor al 2% de CO₂. Si se necesitara transportar por gasoductos debería cumplir con esta condición, de lo contrario el gas puede generar corrosión y mayor desgaste en la tubería.

Por esta razón el primer parámetro de la inversión de los equipos fueron 2 mecanismos de separación: con la separación por aminas y membrana se permite obtener hasta un 99% de absorción de CO₂¹⁴. La estimación de estos equipos se realizó mediante una cotización previamente evaluada por la empresa WPC¹⁵, donde se encuentran indicados todos los equipos necesarios para llevar a cabo este proceso.

El segundo punto de la inversión fue el reactor que produce gas de síntesis a partir de CO₂ y H₂O; es la tecnología innovadora del proceso con el mayor costo de inversión llegando a tener el 51% del valor en los equipos.

Por último, se implementó el proceso de gas de síntesis¹⁶, con la tecnología de reformado por vapor; esta tecnología utiliza como materia prima gas natural, en este caso se hace provecho de los equipos desde el reactor de síntesis, hasta las torres destiladoras de metanol, ya que los procesos anteriores serán realizados por el reactor (segundo punto de la inversión) y los separadores, aprovechando el CO₂ producido y no el gas natural.

Con base al costo de la inversión en los equipos, a los índices tomados por “Proyecto de Prefactibilidad de instalación de una Planta de Producción de Metanol a partir del Gas Natural” con referencia de “Diseño de Planta y Economía para

¹⁴ Nancy Gámez, “Purificación de dióxido de carbono emitido en plantas de tratamiento de gas” en Ciencia en Desarrollo Vol. 9, 2018. P 1

¹⁵ Eco Desing, planta de tratamiento de gas, para WPC, 2017.

¹⁶ Lizeth Ugaz Olano, “Proyecto de prefactibilidad de instalación de una planta de producción de etanol a partir del gas natural”

Ingenieros Químicos”¹⁷ y modificados por el criterio del autor a las necesidades del campo, se presentan en la **tabla 4**, los índices seleccionados para los costos de inversión Directos, Indirectos y de Capital de trabajo.

Estos tres hacen parte de la inversión necesaria para poner en marcha la producción. Todos los índices presentes en esta **tabla 4** se basan en la inversión en los equipos.

Tabla 4. Criterio de la Inversión Total (USD).

Costos directos	%
Inversión inicial equipos	\$ 11'743,182.15
Instalación de Equipos	10%
Accesorios de Diseño	4%
Automatización de Equipos	3%
Servicios	0.9%
TOTAL COSTOS DIRECTOS	8%
Costos indirectos	
Supervisión	6%
Costo Levantamiento	8%
Seguros e Impuestos	2%
Comisión Contratistas	3%
Imprevistos	2%
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	21%
Capital de trabajo	
Disponibilidad en Caja	0.1%
Inversión total	
\$ 17'368,166.40	

Fuente: elaboración propia.

¹⁷ Peters, Timmerhaus y Wet, “Diseño de Planta y Economía para Ingenieros Químicos”, 4ta edición.

2.4.2 Costos Operativos. Estos valores fueron obtenidos con la misma metodología de los gastos de inversión. La diferencia evidente es la variabilidad de los índices ya que no están basados en un mismo valor.

Los costos están integraos por Costos Directos, Costos Indirectos, Costos Fijos Fabricación y Costos Generales.

Tabla 5. Criterios de Total Costos Anuales (USD).

Costos manufactura / Direct	
Materia prima	6* Disponibilidad en Caja
Mano de Obra	15.78 USD Turno de trabajo / 5 empleados por turno / 2 turnos al día.
Ingeniería Supervisión	Mano de Obra*40%
Mantenimiento	2% (Equipos+ Diseño + Automatización)
Auxiliares	15% Mantenimiento
Suministros Operación	20% Mantenimiento
TOTAL COSTOS DIREC	\$ -
Costos indirectos	
Cargas a Plantilla	21% (Mano de obra)
Laboratorio	15% (Mano de obra)
Costos Generales Planta	15% (Mano de obra)
TOTAL COSTO INDIRECT	\$ -
Costos fijos fabricación	
Depreciación	10% (Equipos+ Diseño + Automatización)
Impuestos y Seguros	1% Inversión Total
TOTAL COSTOS FIJOS FABRICACION	
Gastos generales	
Administración	10% (Mano de Obra+ Ig. Sup. + Mantenimiento)
Ventas	2(Admin.)

Fuente: elaboración propia.

2.5 PARAMETROS DE INGRESOS ANUALES

Este parámetro parte de la producción diaria promedio de gas natural para el año 2019, se obtiene la cantidad de CO₂ con la **Ecuación 2** y esta es aplicada en la producción estimada de todos los años.

Ecuación 2. Concentración Volumétrica de CO₂ en el Gas Natural.

$$Q_{CO_2} [MSCFD] = Q_{\text{Gas Natural}} [MSCFD] * \frac{\rho_{gas} [Kg/m^3]}{\rho_{CO_2} [Kg/m^3]} * [W/W] \%$$

Fuente: ARRAGA. Daniela Y CRUZ Laura. Combustible Sintético a partir de CO₂. 2019 p.5.

El siguiente paso es convertir esos pies cúbicos a Metros Cúbicos (**Ecuación 3**) e implementar la **Ecuación 4**, para obtener el valor en masa del proceso (0.5458 M³ equivalen a un 1 Kg a una temperatura de 70°F y 14.7 psi de presión).

Se utiliza el valor masico en Toneladas y se implementa un balance estequiométrico **Ecuación 5**, con el objetivo de tener un valor estimado de producción de Metanol y oxígeno.

Para el Metanol se tuvo un valor expresado en Litros, partiendo de la densidad (**Ecuación 6**) de este compuesto y para el Oxígeno se implementó un valor en Metros Cúbicos.

El parámetro como tal está definido por la capacidad de producción a partir del CO₂ producido y el valor de venta del compuesto que se obtienen como resultado.

Ecuación 3. Conversión a M³**Ecuación 4. Valor Masico del Proceso**

$X \text{ MSCFD} * \frac{1 \text{ M}^3}{35.31 \text{ ft}^3} = \text{M}^3$	$(X \text{ M}^3) * \frac{1 \text{ Kg}}{0.5458 \text{ M}^3} = \frac{(x) \text{ Kg}}{1000} = (x) \text{ Ton}$
---	---

Fuente: MEDINA MORENO Allison. Modelo de Logística Inversa aplicado al aprovechamiento de dióxido de carbono asociado al gas de flama del Campo Orito Putumayo; Ingeniería de Petróleo y Gas; Escuela ELITE; 2019 p.79.

Ecuación 5. Balance Estequiométrico para el Metanol y el Oxígeno.

<p>Metanol</p> $2\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{CH}_3\text{OH} + 3\text{O}_2$ $2(12+32) \text{ CO}_2 + 4(4+16) \text{ H}_2\text{O} \rightarrow 2(12+3+16+1) \text{ CH}_3\text{OH} + 3(32) \text{ O}_2$ $88\text{grCO}_2 + 72\text{grH}_2\text{O} \rightarrow 64\text{grCH}_3\text{OH} + 96\text{grO}_2$ $8.8*10^{-5} \text{ Ton CO}_2 \rightarrow 6.4*10^{-5} \text{ Ton CH}_3\text{OH}$
<p>Oxigeno</p> $88\text{grCO}_2 + 72\text{grH}_2\text{O} \rightarrow 64\text{grCH}_3\text{OH} + 96\text{grO}_2$ $8.8*10^{-5} \text{ Ton CO}_2 \rightarrow 9.6*10^{-5} \text{ Ton O}_2$

Fuente: MEDINA MORENO Allison. Modelo de Logística Inversa aplicado al aprovechamiento de dióxido de carbono asociado al gas de flama del Campo Orito Putumayo; Ingeniería de Petróleo y Gas; Escuela ELITE; 2019 p.80.

Ecuación 6. Conversión Volumétrica Empleando la Densidad.

<p>Densidad del Metanol = 0.7918 Kgr/ M³</p> $V = \frac{(X) \text{ Kgr}}{0.7918 \text{ Kgr/M}^3} = (X) \text{ M}^3 * 1000 = (X) \text{ Lt}$	<p>Densidad del Oxigeno=1.429 Kgr/ M³</p> $V = \frac{(X) \text{ Kgr}}{1.429 \text{ Kgr/M}^3} = (X) \text{ M}^3$
--	--

Fuente: MEDINA MORENO Allison. Modelo de Logística Inversa aplicado al aprovechamiento de dióxido de carbono asociado al gas de flama del Campo Orito Putumayo; Ingeniería de Petróleo y Gas; Escuela ELITE; 2019 p.81.

3. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE CO₂

En el presente apartado se muestran los equipos de la planta de tratamiento de acuerdo con el análisis de investigación realizado.

Los equipos fueron divididos en 3, teniendo en cuenta los procesos necesarios para la obtención de Metanol a partir de CO₂.

- Equipos de separación de CO₂ del gas natural.
- Reactor encargado del proceso disociativo del CO₂ para producir gas de Síntesis.
- Equipos encargados de la transformación de gas de síntesis a Metanol.

3.1 EQUIPOS DE SEPARACIÓN DE CO₂ DEL GAS NATURAL

La separación, como se había mencionado anteriormente, es realizada por un sistema de aminas (MDEA) y un sistema de membrana¹⁸, estos dos cumplen con las necesidades del proceso, aportando hasta el 99% del total de CO₂ que es extraído del campo.

3.1.1 Sistema de Separación por Aminas (DEA). De acuerdo con Eleonora Erdmann y Liliana Ale Ruiz¹⁹ la Dietanolamina es una Amina adecuada para emplear en estos procedimientos, es mucho menos corrosiva en comparación con otras aminas y no se degrada en soluciones de CO₂.

Los equipos necesarios para este proceso son:

- Torre Contactora: Es el equipo principal junto con la torre generadora²⁰, funciona a contracorriente. Es necesario implementar altas presiones y bajas temperaturas para incorporar la Amina en el gas.
- Torre Generadora: Este equipo al igual que la torre contactora funciona a contracorriente, se encarga de recibir la amina rica en CO₂ y por medio de sus platos de contacto y de altas temperaturas, genera el proceso de separación.

¹⁸ Nancy Gámez, "Purificación de dióxido de carbono emitido en plantas de tratamiento de gas" en Ciencia en Desarrollo Vol. 9, 2018. P 1

¹⁹ Eleonora Erdmann, Liliana Ale Ruiz, Julieta Martínez, Endulzamiento de gas natural con aminas. Simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico, 2012, P 93.

²⁰ Eleonora Erdmann, Liliana Ale Ruiz, Julieta Martínez, Endulzamiento de gas natural con aminas. Simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico, 2012, P 95.

- Tanque de Venteo: Se utiliza para recuperar Hidrocarburos disueltos, esto evita la presencia de espumas en los equipos.
- Enfriador y Filtros: Estos equipos son utilizados para recuperar las propiedades de la amina después de que esta fue cargada con gas ácido (con presencia de CO₂); al salir de la torre regeneradora se encuentra a una temperatura muy alta para ser recirculada en la torre contactora, por eso es necesario implementar el proceso de enfriado. Los filtros son usados para remover impurezas sólidas requieren un mantenimiento frecuente para obtener un buen funcionamiento del equipo.

3.1.2 Sistema de Separación por Membrana. Se implementa la separación con trietilenglicol (TEG) de acuerdo con “sistemas de deshidratación de gas natural”²¹ al no presentar presencia de H₂S, no se genera corrosión y el beneficio que tienen es su capacidad de ser regenerado fácilmente y sus pequeñas pérdidas por vaporización.

3.1.3 Inversión del Sistema de Separación. Se presenta en la **Tabla 6**, con los valores estimados para el proceso de separación de la planta de tratamiento.

Tabla 6. Descripción de Costos de Inversión del Separador de CO₂

Descripción	Valor (USD)
UNIDAD DE REGENERACION DE AMINAS	\$ 1,946,100
UNIDAD DE DESHIDRATACION DE GLICOL	\$ 61,000
UNIDAD DE REFRIGERACION	\$ 897,975
TOTAL	\$ 2,905,075

Fuente: WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S.

Con una inversión total de \$ **2,905,075 USD** el valor de separación de CO₂ tienen un índice del 25% respecto a la inversión total de los equipos.

²¹ Helena Margarita Ribón, Métodos de Deshidratación de Gas Natural, Revista Fuente: El Reventón Energético Vol. 8, 2010

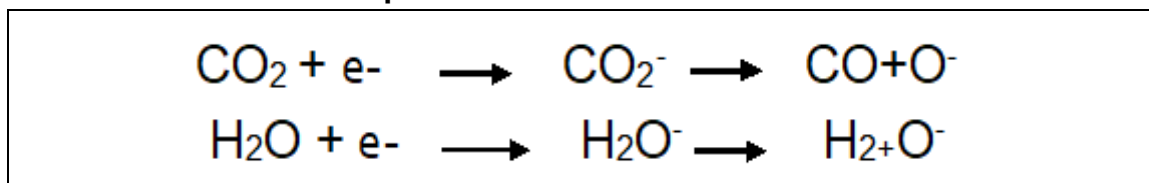
3.2 REACTOR DE DISOCIACIÓN DEL CO₂ PARA PRODUCIR GAS DE SÍNTESIS

Este reactor realiza múltiples procesos para producir gas de síntesis, fue desarrollado por el ingeniero Jacob Karny, en los laboratorios del Instituto de Ciencias Weizmann²², actualmente los reactores son producidos por la empresa “New CO₂ Fuel” la cual opera en Israel, Australia, entre otros países²³ y se encuentra subsidiada por la multinacional “Green Energy Limited” la cual financia trabajos energéticos alternativos.

Entre las características más importantes, el reactor presenta un proceso térmico el cual implica energía eléctrica y calor, que puede provenir de la absorción de radiación solar; este proceso busca generar la carga energética necesaria para disociar los compuestos de entrada como se muestra en la **Figura 6**.

La disociación también es acompañada por electrones que se adhieren a un polo de los compuestos de entrada, produciendo que se carguen negativamente (**Ecuación. 7**) y al implementar un campo eléctrico, se genera la separación de estos compuestos. El reactor cuenta con una membrana que filtra el paso de ciertos elementos, un cátodo y un ánodo que atrae o repele a los compuestos presentes de acuerdo con su estado de carga, y un regenerador de electrones que permiten que estos, vuelvan a ser implementados en el proceso. La electrolisis se encuentra presente en este proceso, sin embargo, cuenta con otro proceso llamado “unión de electrones disociativos”²⁴. Contar con estos dos procesos de separación hace que el sistema sea eficiente a la hora de separar los elementos necesarios y formar otros compuestos **Diagrama 3**.

Ecuación 7. Disociación por medio de Electrones.



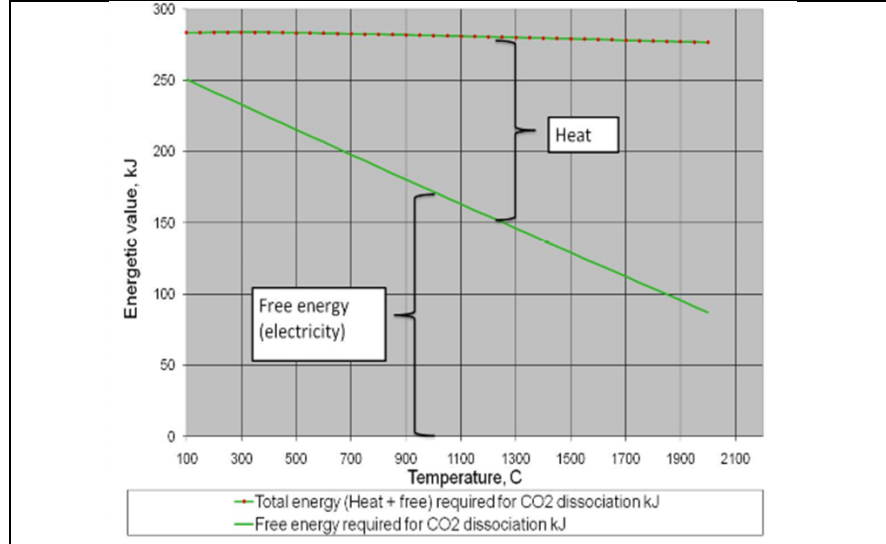
Fuente: KARNI, Jacob y FERDIMAN Gidon. System and Method for Chemical Potential Energy Production. 2012. Disponible en Google Patents <https://patents.google.com/patent/US8268138?q=US+8%2c268%2c138+B2>

²² New CO₂ Fuel, [en línea] (consultado: 30 Marzo) disponible en internet <http://www.newco2fuels.co.il/technology/1/process>

²³ New CO₂ Fuel, [en línea] (consultado: 30 Marzo) disponible en internet <http://www.newco2fuels.co.il/about/>

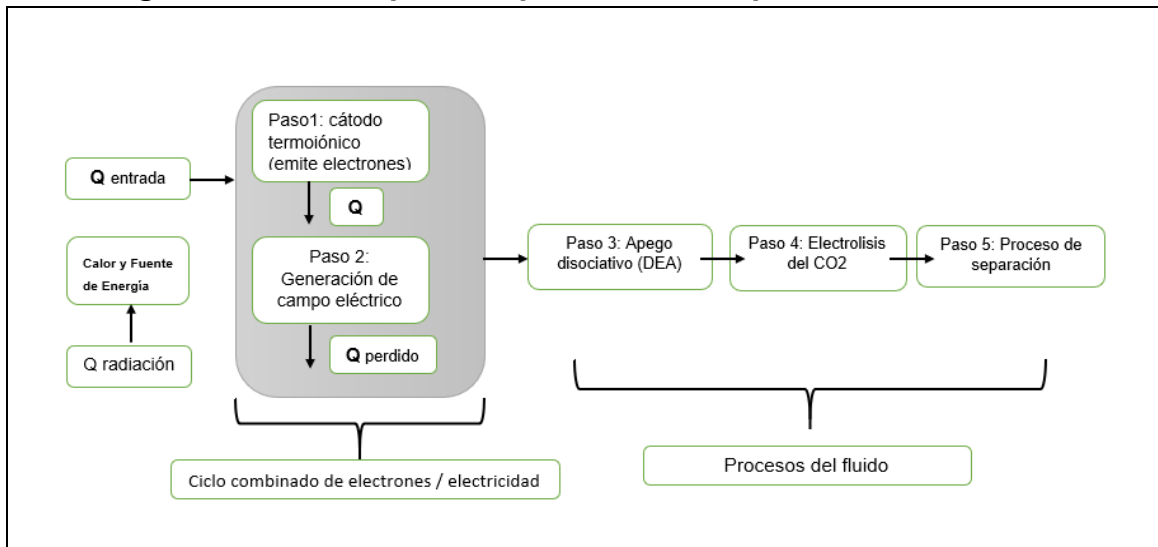
²⁴ World Intellectual Property Organization, SYSTEM AND METHOD FOR CHEMICAL POTENTIAL ENERGY PRODUCTION, 2010, P13

Figura 6. Energía Requerida para la Disociación de CO₂ y H₂O.



Fuente: NEW CO₂ FUELS, Introducción [diapositivas]. 2013. p.12. Disponible en <https://www.asx.com.au/asxpdf/20130411/pdf/42f6524n3tpxs3.pdf>

Diagrama 3. Paso a paso de procesos de separación en el Reactor.



Fuente: elaboración propia con base en KARNI, Jacob y FERDIMAN Gidon. System and Method for Chemical Potential Energy Production. 2012. Disponible en Google Patents <https://patents.google.com/patent/US8268138?oq=US+8%2c268%2c138+B2>

Los dos reactores NCF tiene un valor de **\$ 6,000,000.00 USD** un índice del 51% de la inversión total en lo equipos de la planta.

3.3 EQUIPOS EMPLEADOS PARA LA PRODUCCION DE METANOL A PARTIR DE GAS DE SINTESIS

Con base en “Proyecto de Prefactibilidad de Instalación de una Planta de producción de Metanol a partir del Gas Natural” se implementan los equipos necesarios en la producción, aplicando reformado de vapor²⁵ para trasferir energía química al gas de síntesis y obtener como resultado Metanol.

El proceso normalmente utiliza gas natural para obtener el gas de síntesis y posteriormente el metanol. En este proyecto se implementa el CO2 para producir el gas de síntesis, por esta razón, no se tienen en cuenta todos los equipos para el análisis de inversión del proceso, únicamente desde el reformado de gas de síntesis, esto es contar con un estimado de dos terceras partes del proceso total de reformado de vapor. Los equipos presentados tienen un índice del 24% con referencia al total de la inversión inicial. La **tabla 7**, Presenta los equipos cotizados para esta parte del proyecto.

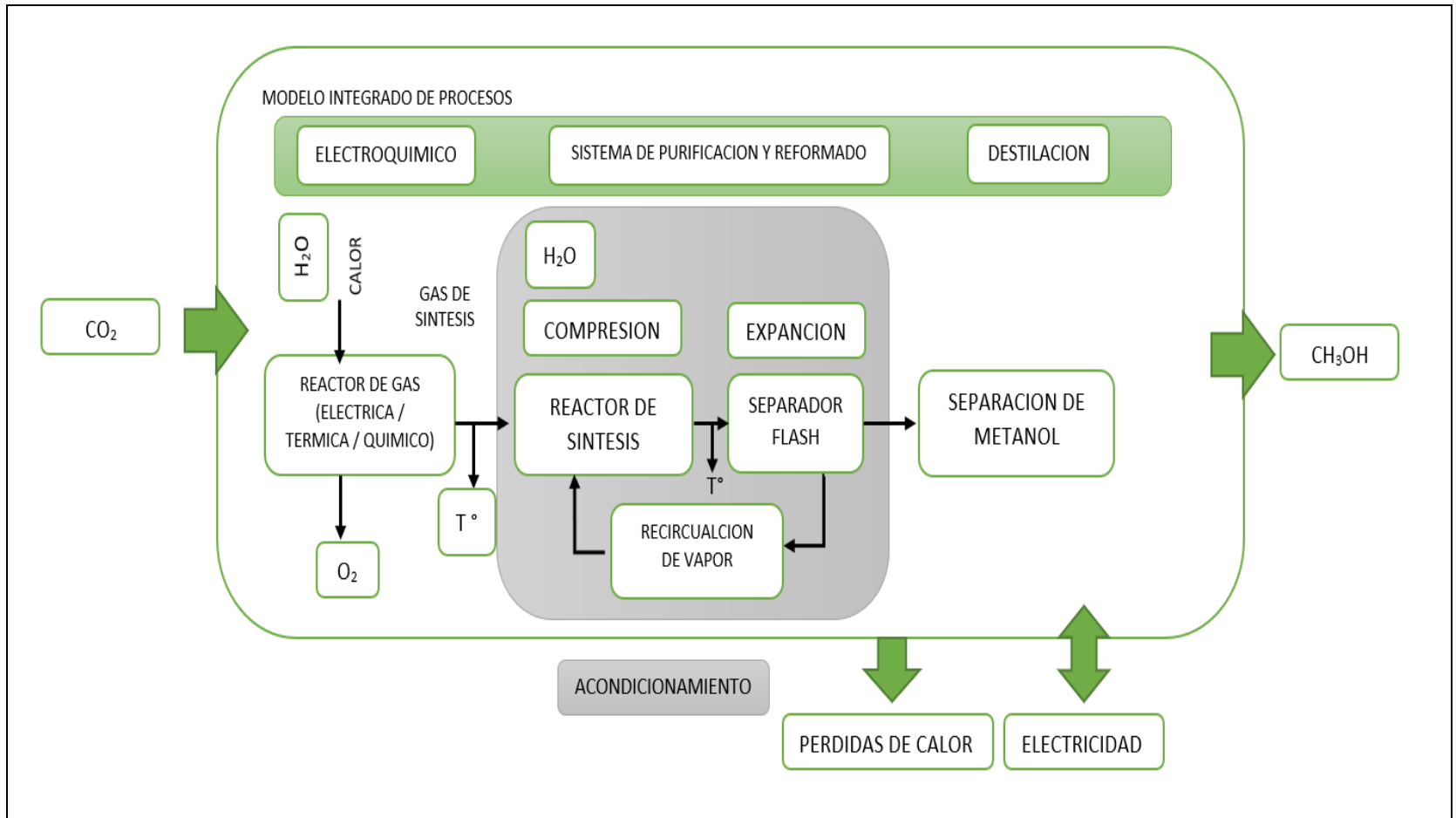
Tabla 7. Inversión de Equipos para la Producción de Metanol a partir del Gas de Síntesis.

EQUIPOS	VALOR (USD)
Tanques Almacenamiento Metanol	\$ 11,580.0
Tanques Almacenamiento Oxígeno	\$ 15,000.0
Reactor de Síntesis de Metanol	\$ 1,000,000.0
Intercambiador de Calor (*3)	\$ 20,748.0
Expansor	\$ 520,000.0
Separador Flash	\$ 400,000.0
Columna Destilación	\$ 200,000.0
Separador Membrana	\$ 100,000.0
Tanque Almacenamiento Metanol	\$ 11,580.0
Conexiones de equipos	\$ 559,199.2
TOTAL	\$ 2,838,107.2

Fuente: elaboración propia.

²⁵ Cieza Guevara Teylor Christians, “Proyecto de Prefactibilidad de Instalación de una Planta de producción de Metanol a partir del Gas Natural”

Diagrama 4. Modelo Integrado del Proceso.



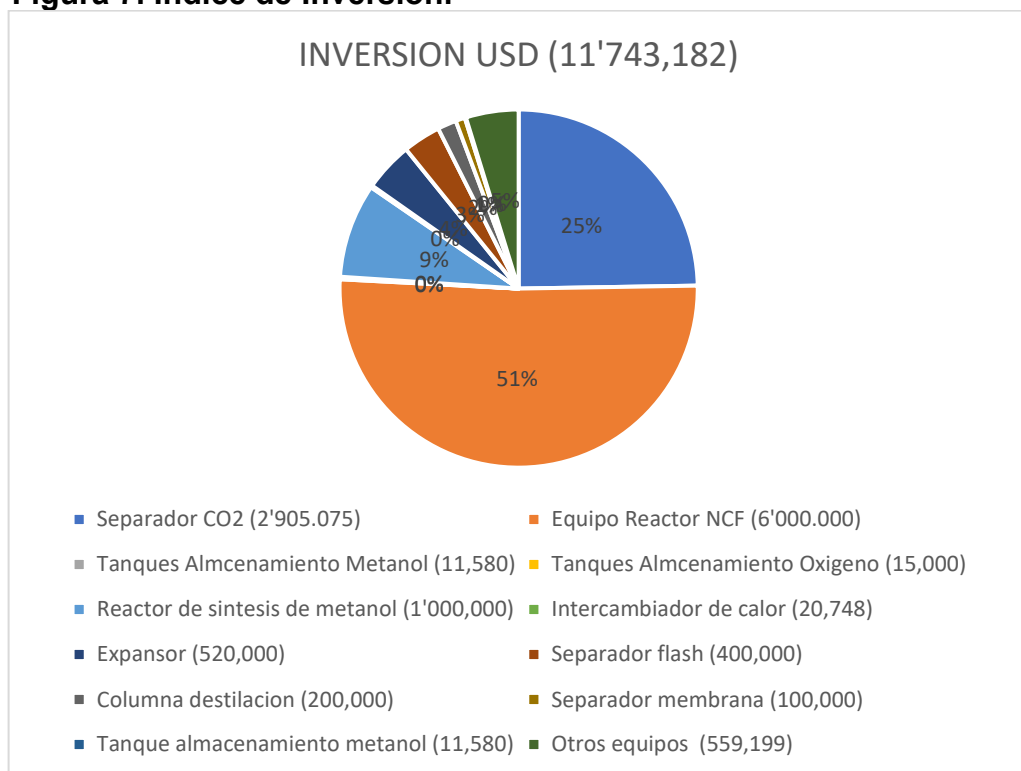
Fuente: elaboración propia.

Tabla 8. Inversion Total de Equipos para Tratamiento Energetico de CO2.

Inversion	Costo Total USD
Separador CO2	\$ 2,905,075.0
Equipo Reactor NCF	\$ 6,000,000.0
Tanques Almcenamiento Metanol	\$ 11,580.0
Tanques Almcenamiento Oxigeno	\$ 15,000.0
Reactor de Sintesis de Metanol	\$ 1,000,000.0
Intercambiador de Calor	\$ 20,748.0
Expansor	\$ 520,000.0
Separador Flash	\$ 400,000.0
Columna Destilacion	\$ 200,000.0
Separador Membrana	\$ 100,000.0
Tanque Almacenamiento Metanol	\$ 11,580.0
Otros Equipos	\$ 559,199.2
TOTAL INVERSION	\$ 11,743,182.2

Fuente: elaboración propia.

Figura 7. Índice de Inversión.



Fuente: elaboración propia.

4. INTEGRADO ESTIMADO DE LA INVERSION

La inversión necesaria para realizar el proyecto se estimó en **\$17'368,166.40 Dólares Americanos**. El capital de trabajo requerido para empezar las operaciones del proyecto está estimado en **\$ 105,668.64 Dólares Americanos**.

4.1 COSTOS FIJOS

En este apartado se tiene consideran los siguientes costos:

- Costos Totales Equipos Principales y Auxiliares.
- Montaje e Instalación de los Equipos.
- Accesorios de Diseño de Equipos.
- Costos de Automatización.
- Instalaciones de Servicios.

4.1.1 Montaje e Instalación de los Equipos. A este parámetro se le otorga un valor del 10% de la inversión a los equipos. La instalación obtuvo un valor de **\$1'174,318. USD**.

4.1.2 Accesorios de Diseño. Tiene un valor del 4% de la inversión (**\$ 469,727 USD**), de acuerdo "Diseño de Planta y Economía para ingeniero Químicos" evaluando las dimensiones de los equipos y el material apto para la operación. Es importante resaltar que muchos de estos equipos tienen que soportar temperaturas y presiones elevadas por lo cual es necesario contar con materiales adecuados en estos trabajos.

4.1.3 Automatización de Equipos. Este aspecto tiene que ver con la instrumentación que se necesita para que los equipos funcionen de manera adecuada. Se considera el 3% de la inversión en equipos, obteniendo un valor de **\$352,295 USD**.

4.1.4 Servicios. En este ámbito se encuentra la instalación de los servicios necesarios para el buen funcionamiento de la planta de metanol, uno de ellos, es el agua necesaria para el tratamiento principal en el reactor de síntesis; se requiere una cantidad elevada de agua para hacer reaccionar electroquímicamente los fluidos de entrada en el reactor y producir el gas de síntesis y el oxígeno. (**\$1,056,886.39 USD**).

4.2 COSTOS INDIRECTOS

Para costos indirectos se obtuvo un valor de **\$2'466,068.25 USD** considerando los siguientes aspectos.

- Costos Estimados de Supervisión.
- Costos Estimados de Construcción.
- Impuestos y Seguros.
- Comisión Obtenida por el Contratista.
- Imprevistos de la Operación.

4.2.1 Costos Estimados de Supervisión. En este valor se tiene un estimado del 6% de la inversión. Se obtuvo un costo de **\$ 704,590.93 USD**. En este ámbito también se tienen en cuenta los aportes de ingeniería que se tienen que desarrollar para llevar a cabo el proyecto.

4.2.2 Costos de Levantamiento. Se estimaron un 8% de la inversión inicial, obteniendo un valor de **\$939,454.57 USD**.

4.2.3 Seguros e Impuestos. Se tuvo en cuenta un 2% de la inversión **\$ 234,863.64 USD**.

4.2.4 Comisión Contratistas. Tiene un costo de **\$ 352,295.46USD** el cual se obtuvo del 3% de la inversión.

4.2.5 Imprevistos. Este aspecto fue considerado, al igual que en los impuestos, un 2% de la inversión (**\$ 234,863.64 USD**).

4.3 CAPITAL DE TRABAJO

También considerado como el capital de la puesta en marcha. La parte más importante de este aspecto es proporcionar un adecuado funcionamiento de los equipos y la planta en general. Previamente a la fase de desarrollo del proyecto, se consideró un capital necesario de **\$105,688.64 USD** lo cual representa un 0.09% de la inversión inicial en equipos.

Tabla 9. Plan Global de Inversión.

COSTOS DIRECTOS	
INVERSION INICIAL	\$ 11,743,182.15
Instalacion de Equipos	\$ 1,174,318.22
Accesorios de Diseño	\$ 469,727.29
Automatizacion de Equipos	\$ 352,295.46
Servicios	\$ 1,056,886.39
TOTAL COSTOS DIRECTOS	\$ 13,739,523.12
COSTOS INDIRECTOS	
Supervision	\$ 704,590.93
Costo Levantamiento	\$ 939,454.57
Seguros e Impuestos	\$ 234,863.64
Comision Contratistas	\$ 352,295.46
Imprevistos	\$ 234,863.64
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	\$ 2,466,068.25
CAPITAL DE TRABAJO	
Disponibilidad en Caja	\$ 105,688.64
INVERSION TOTAL	
\$	
17,368,166.40	

Fuente: elaboración propia.

4.4 PROYECCIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

Se obtuvo un gasto general por valor de **\$ 2'647,355 USD** para el primer año. Dentro de ese costo están incluidos los Costos de Manufactura, también llamados Costos Directos, Costos Indirectos y Gastos Generales. Anualmente se proyectó un incremento del 3% en estos costos operativos, estimando un crecimiento normal de la Economía.

4.4.1 Costos Directos. En la materia prima se encuentran evaluados los costos del agua necesaria para la operación y los catalizadores necesarios en un año de producción (**\$ 634,131,84 USD**). En cuanto a la mano de obra, es importante destacar que por ser una planta de tratamiento de tamaño y producción pequeña y los procesos en su mayoría se pueden adaptar a una automatización, requiriendo cinco personas en la operación, bajo 2 turnos de 12 horas, con pago de **\$15.78USD** por persona, representa un valor total por año de **\$ 57,631USD** por año.

Un valor estimado de **\$ 23,052.4 USD** es el implementado para la ingeniería necesaria en la operación, hace referencia al 40% de la mano de obra anual requerida.

El mantenimiento y la reparación adecuados de la operación fueron estimados teniendo en cuenta el costo de los equipos, los servicios necesarios y su instrumentación, resultando un valor de **\$251,304.10 USD**, representa un 2% del costo de los equipos, los accesorios y la automatización del proceso. Los costos auxiliares hacen referencia a los materiales de higiene y limpieza necesarios y la señalización de riesgo adecuada de los equipos, entre otros.

Los costos auxiliares y de suministros de operación son respectivamente el 15% y 20% (**\$37,695.61 USD - \$50,260.82 USD**) de los costos de mantenimiento.

4.4.2 Costos Indirectos. Dentro de estos costos se incluyen los cargos de plantilla que hacen referencia a los beneficios sociales de los trabajadores de la planta, los costos por observación y registro de los procesos químicos en planta, que requieren un laboratorio, y los costos de planta referentes a asistencia médica, seguridad de la planta, limpieza y servicios recreativos. El costo indirecto total asciende a **\$29,391.81 USD**.

4.4.3 Costos Fijos. En estos costos están incluidos la depreciación, los impuestos y los seguros, con un costo total de **\$1,430,202.15 USD**. Para la depreciación se consideró el 10% de los equipos, los accesorios y la automatización y para los seguros e impuestos se consideró el 1% de la inversión total.

4.4.4 Gastos Generales. Están considerados los gastos necesarios en la parte administrativa y de ventas, obteniendo un valor total de **\$99,596.25USD**. La parte administrativa se analizó con un 10% de la mano de obra, ingeniería y mantenimiento. En la parte de ventas se consideró el doble del valor administrativo.

Tabla 10. Plan de Costos Anuales.

Costos manufactura / directos	
Materia prima	\$634,131.84
Mano de Obra	\$57,631
Ingeniería Supervisión	\$23,052.4
Mantenimiento	\$251,304.10
Auxiliares	\$37,695,61
Suministros operación	\$50,250.82
TOTAL COSTOS DIRECTOS	\$1'054,075.77
Costos indirectos	
Cargos a Plantilla	\$12,102.51
Laboratorio	\$8,644,65
Costos Generales Planta	\$8,644,65
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	\$29,391.81
Costos fijos fabricación	
Depreciación	\$1,256,520.49
Impuestos y Seguros	\$173,681.66
TOTAL COSTOS FIJOS	\$1'430,202.15
Gastos generales	
Administración	\$33,198.75
Ventas	\$66,397.50
TOTAL GASTOS GENERALES	\$99,596.25
COSTO TOTAL	
\$2'339,988.07	

Fuente: elaboración propia.

4.5 UTILIDADES

Las Utilidades se obtienen producto de la venta del Metanol el cual tiene un valor de venta de **\$6.15 USD** por Litro. La venta de Oxígeno tiene un valor de **\$4.5 USD** el Metro Cubico. Se establece en un 5% de reducción anual de producción de Gas Natural, la cual evidentemente reducirá la capacidad de producción de Metanol y Oxígeno de la planta.

4.5.1 Balance. Se presentan a continuación las soluciones de las ecuaciones ya planteadas en la **Metodología de los Ingresos Anuales**.

Ecuación 2. Solución (Concentración Volumétrica de CO₂ en el Gas Natural).

$$500 \text{ [MSCFGND]} * \frac{0.795 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{M}^3} \right]}{1.972 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{M}^3} \right]} * [0.1952] = 39,346 \text{ SCFD}$$

Fuente: elaboración propia con base en ARRAGA, Daniela y CRUZ Laura. Combustible Sintético a partir de CO₂. 2019. p.5

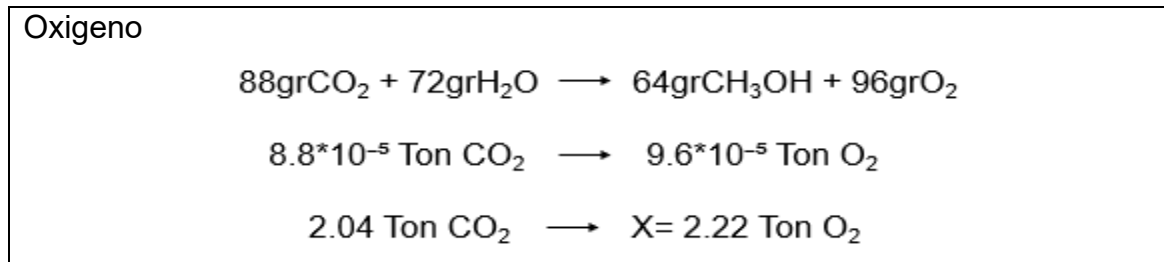
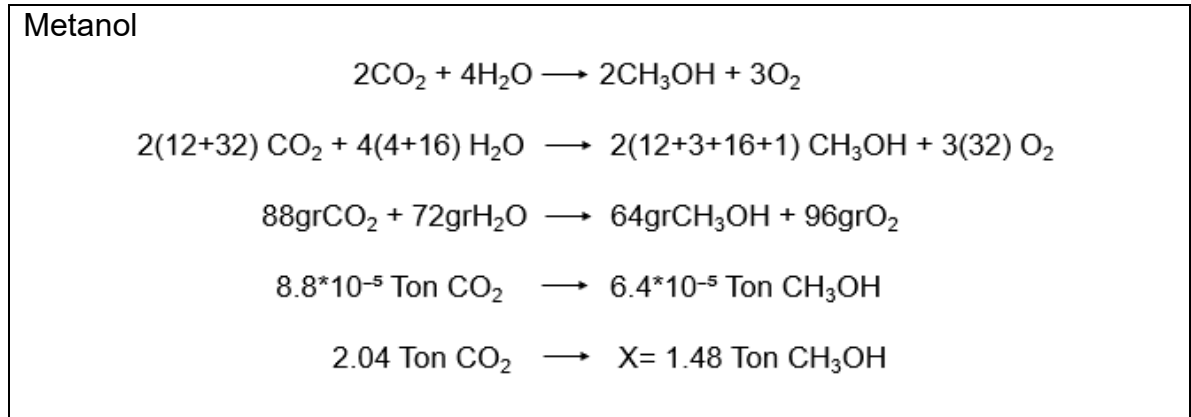
Ecuación 3 y 4. Solución (Conversión a M³ / Valor Masico del Proceso).

$$39,346 \text{ MSCFD} \frac{1 \text{ M}^3}{35.31 \text{ ft}^3} = 1,114 \text{ M}^3$$

$$1,114 \text{ M}^3 \frac{1 \text{ kg}}{0.5458 \text{ M}^3} = 2,041 \text{ kg} = 2.04 \text{ Ton}$$

Fuente: elaboración propia con base en MEDINA MORENO Allison. Modelo de Logística Inversa aplicado al aprovechamiento de dióxido de carbono asociado al gas de flama del Campo Orito Putumayo; Ingeniería de Petróleo y Gas; Escuela ELITE; 2019 p.79

Ecuación 5. Solución (Balance Estequiométrico para el Metanol y el Oxígeno).



Fuente: elaboración propia con base en MEDINA MORENO Allison. Modelo de Logística Inversa aplicado al aprovechamiento de dióxido de carbono asociado al gas de flama del Campo Orito Putumayo; Ingeniería de Petróleo y Gas; Escuela ELITE; 2019 p.80

Ecuación 6. Solución (Conversión Volumétrica Empleando la Densidad)

$V = \frac{1.484 \text{ Kgr}}{0.7918 \text{ Kgr/M}^3} = 1.875 \text{ M}^3$ $= 1,875 \text{ L}$ <p>1,875 litros de metanol por día.</p>	$V = \frac{2.227 \text{ Kgr}}{1.429 \text{ Kgr/M}^3} = 1.558 \text{ M}^3$ <p>1.558 metros cúbicos de oxígeno por día</p>
--	--

Fuente: elaboración propia con base en MEDINA MORENO Allison. Modelo de Logística Inversa aplicado al aprovechamiento de dióxido de carbono asociado al gas de flama del Campo Orito Putumayo; Ingeniería de Petróleo y Gas; Escuela ELITE; 2019 p.81

Los resultados de la **Ecuación 6** son integrados a una producción anual, al precio del Metanol y del Oxígeno; con el objetivo de saber el valor de los ingresos anuales que producen.

Tabla 11. Ingresos Anuales Primer Escenario.

Utilidades	Volumen	Valor Unidad (USD)	Ingreso anual (USD)
Produccion Metanol(Lt)	684,468.5	\$ 6.15	\$ 4,209,481.17
Produccion Oxigeno (M3)	568,889.6	\$ 4.50	\$ 2,560,003.13
TOTAL			\$ 6,769,484.31

Fuente: elaboración propia.

5. ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO

En el siguiente apartado se mostrarán 4 escenarios que fueron llevados a cabo por medio de los parámetros ya expuestos y aprobados por medio de una evaluación financiera utilizando VPN, TIR y TIO.

El modelo económico parte de un conjunto de variables las cuales modelan un escenario económicamente viable o económicamente no viable. Se presentan variaciones para cada escenario analizando aspectos de producción y de venta, estimando que estas variaciones puedan llegar a ser posibles. Por último, se presenta un escenario el cual es económicamente viable de acuerdo con la capacidad producción y los ingresos por año.

5.1 PRIMER ESCENARIO

Como se había mencionado, este escenario fue analizado con una curva de declinación de producción, se considera, esta declinación, como la mayor dificultad a la hora de tener la recuperación de la inversión. Sin embargo, tal como se va a presentar en el segundo modelo, si se considera una producción simétrica se reducen las pérdidas en la inversión más no satisface las necesidades de la Inversión que es obtener dividendos en la operación.

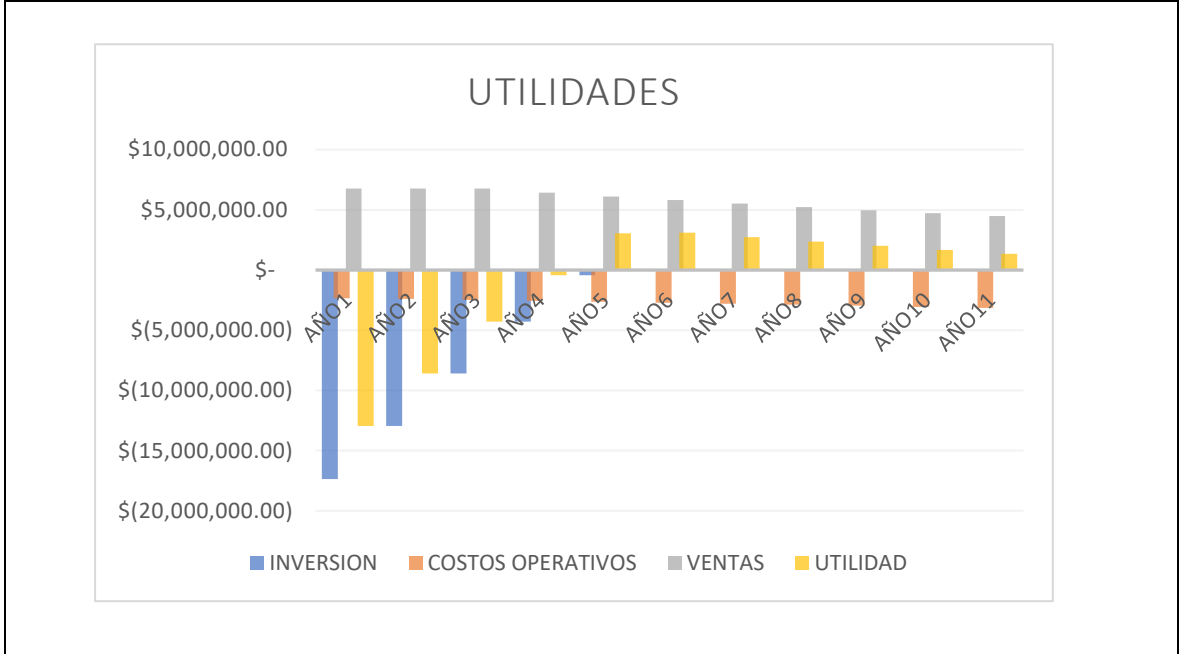
Tabla 12. Análisis de las utilidades del primer escenario en 11 años de Producción.

DOLARES	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
INVERSION	-\$ 17,368,166.40	-\$ 12,938,670.16	-\$ 8,579,373.56	-\$ 4,292,382.60	-\$ 418,340.65
COSTOS OPERATIVOS	-\$ 2,339,988.07	-\$ 2,410,187.71	-\$ 2,482,493.34	-\$ 2,556,968.14	-\$ 2,633,677.19
VENTAS	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,431,010.09	\$ 6,109,459.59
UTILIDAD	-\$ 12,938,670.16	-\$ 8,579,373.56	-\$ 4,292,382.60	-\$ 418,340.65	\$ 3,057,441.76

AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11
-\$ 2,712,687.50	-\$ 2,794,068.13	-\$ 2,877,890.17	-\$ 2,964,226.88	-\$ 3,053,153.68	-\$ 3,144,748.29
\$ 5,803,986.61	\$ 5,513,787.28	\$ 5,238,097.91	\$ 4,976,193.02	\$ 4,727,383.37	\$ 4,491,014.20
\$ 3,091,299.11	\$ 2,719,719.15	\$ 2,360,207.74	\$ 2,011,966.14	\$ 1,674,229.69	\$ 1,346,265.91

Fuente: elaboración propia.

Grafica 3. Utilidades / Año Primer Escenario.



Fuente: elaboración propia.

5.1.1 Tasa Interna De Retorno (TIR). es considerada como la tasa que es equivalente entre el valor futuro de la inversión y los valores futuros de las utilidades. En este caso se tiene un valor negativo lo cual afirma que el valor de la inversión es muy alto para las utilidades recibidas en los años que se proyectó el análisis del proyecto.

En un proyecto de este ámbito se considera pertinente una tasa interna de retorno mayor al 10%, teniendo en cuenta en el estudio los años en los cuales se está evaluando el Proyecto.

Tabla 13. Valores Financieros del Segundo Modelo.

TASA (VPN)	12%
VPN	-\$ 16,325,969.76
TIR	-7.80%

Fuente: elaboración propia.

5.1.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). Es considerada como la tasa mínima de retorno para realizar la inversión pertinente, también denominada tasa de rendimiento. Se analiza el capital de retorno teniendo en cuenta los valores presentes que tienen los ingresos de acuerdo con cada año. Para este proyecto se consideró evaluar una tasa interna de oportunidad del 12%, un valor adecuado de acuerdo con los valores encontrados en la literatura analizada, que se encontraban entre el 10% y 15%.

5.1.3 Valor Presente Neto (VPN). Se evaluó el valor presente neto implementando la tasa interna de retorno, esto con el objetivo de estimar el valor negativo que se presentara, teniendo en cuenta que las utilidades no cumplen con los objetivos (TIR =12%) de la inversión.

Ecuación 1. Solución VPN Primer Escenario.

$$\begin{aligned}
 -\$16'325,969 \text{ USD} = & -12'938,670 + \frac{-8'579,373}{(1 + 0,12)^1} + \frac{-4'292,382}{(1 + 0,12)^2} + \\
 & \frac{-418,340}{(1 + 0,12)^3} + \frac{3'057,441}{(1 + 0,12)^4} + \frac{3'091,299}{(1 + 0,12)^5} + \frac{2'719,719}{(1 + 0,12)^6} + \frac{2'360,207}{(1 + 0,12)^7} \\
 & + \frac{2'011,966}{(1 + 0,12)^8} + \frac{1'674,299}{(1 + 0,12)^9} + \frac{1'346,265}{(1 + 0,12)^{10}}
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

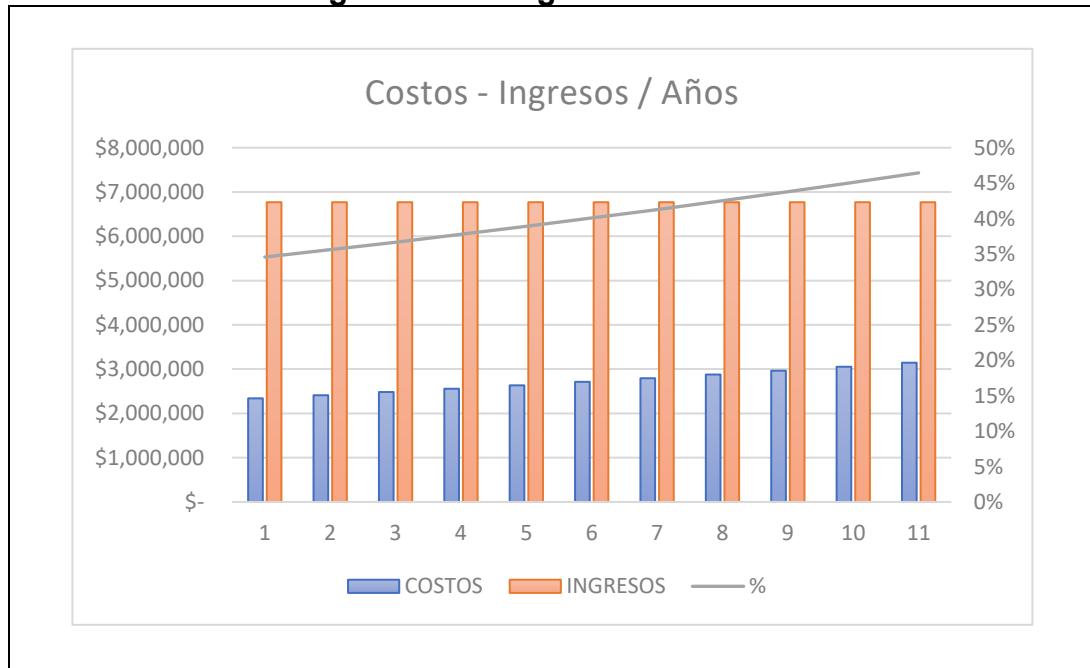
5.2 SEGUNDO ESCENARIO

Al obtener unos resultados negativos en el análisis financiero de la planta de tratamiento de CO₂ se analizó una producción estable de dióxido de carbono, esto permite tener una producción constante de metanol y de oxígeno, además, se verá reflejado de manera directa en las utilidades, en este caso se implementó un valor de **\$6'769,484,31USD** en todos los ingresos anuales.

La sustentación de esta parte del proyecto se basa en que la empresa WPC tiene pensado el trabajo de “work over”, “reentry”, perforación y desarrollo en el campo con lo cual se espera aumentar la producción.

El primer beneficio que se presentara con esta parte del proyecto es la disminución en el porcentaje de los costos con respecto a los ingresos por año.

Grafica 4. Costos - Ingresos del Segundo Escenario Analizado.



Fuente: elaboración propia.

Realizando una comparación con el primer estimado de Costos / ingresos se tienen una valoración mucho menor, el último año, del primer estimado, tiene un porcentaje del 70.02%, unos costos demasiado elevados, lo cual no favorece en la rentabilidad del proceso, si a esto, se añade el valor de la inversión inicial elevado, se evidencia claramente las razones de peso que llevan a no tener un proceso viable para llevar a cabo un proyecto de esta magnitud.

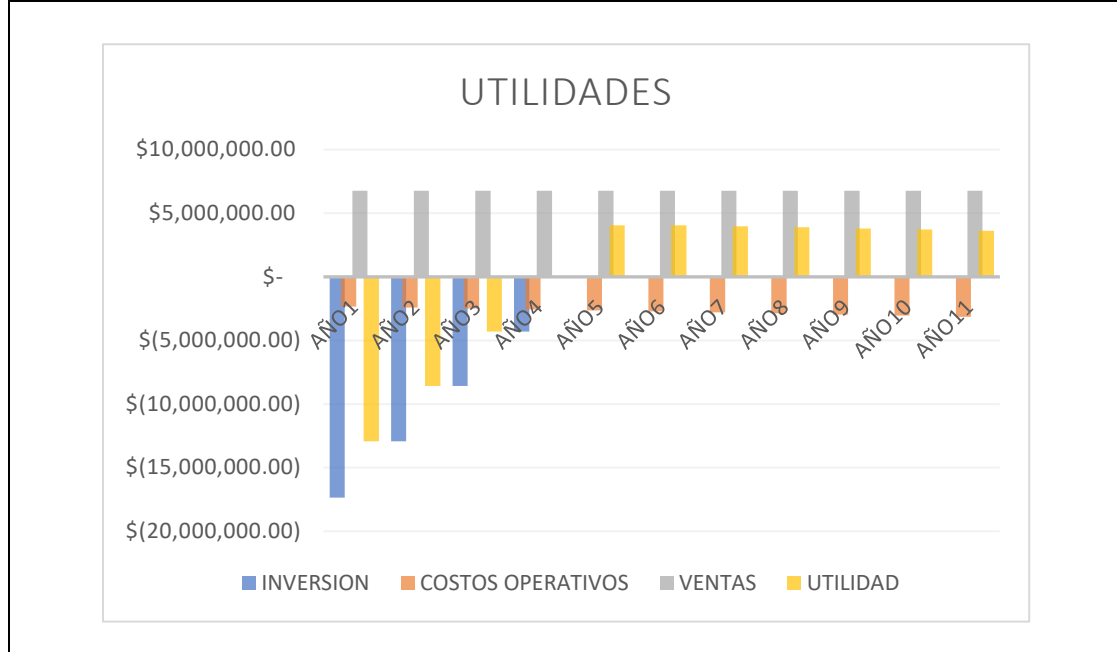
Tabla 14. Análisis de las utilidades del segundo escenario en 11 años de producción.

DOLARES	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
INVERSION	-\$ 17,368,166.40	-\$ 12,938,670.16	-\$ 8,579,373.56	-\$ 4,292,382.60	-\$ 79,866.43
COSTOS OPERATIVOS	-\$ 2,339,988.07	-\$ 2,410,187.71	-\$ 2,482,493.34	-\$ 2,556,968.14	-\$ 2,633,677.19
VENTAS	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31
UTILIDAD	-\$ 12,938,670.16	-\$ 8,579,373.56	-\$ 4,292,382.60	-\$ 79,866.43	\$ 4,055,940.69

AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11
-\$ 2,712,687.50	-\$ 2,794,068.13	-\$ 2,877,890.17	-\$ 2,964,226.88	-\$ 3,053,153.68	-\$ 3,144,748.29
\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31
\$ 4,056,796.81	\$ 3,975,416.18	\$ 3,891,594.14	\$ 3,805,257.43	\$ 3,716,330.63	\$ 3,624,736.02

Fuente: elaboración propia.

Grafica 5. Utilidades / año Segundo Escenario.



Fuente: elaboración propia.

5.2.1 Tasa Interna De Retorno (TIR). De acuerdo con los datos aportados para el análisis se presenta una tasa interna de retorno equivalente al 0.75% lo cual sigue siendo un valor inferior al esperado (12%) para la viabilidad de la inversión.

Se proseguirá con el análisis financiero de este escenario, sin embargo, basándose en el dato obtenido en la tasa interna de retorno, el segundo escenario tampoco responde a las necesidades de operación y producción de metanol de la planta de tratamiento, es necesario obtener más ingresos por año para amortizar la inversión inicial que se estima realizar.

5.2.2 Valor Presente Neto (VPN). Se evaluó el valor presente neto implementando la tasa de 12%, esto con el objetivo de estimar el valor negativo que se presentara, teniendo en cuenta que las utilidades no cumplen con los objetivos (TIR =12%) de la inversión.

Ecuación 1. Solución VPN Segundo Escenario.

$$\begin{aligned}
 -\$11,451,029\text{USD} = & -12,938,670 + \frac{-8,579,373}{(1 + 0,12)^1} + \frac{-4,292,382}{(1 + 0,12)^2} \\
 & + \frac{79,866}{(1 + 0,12)^3} + \frac{4,055,940}{(1 + 0,12)^4} + \frac{4,056,796}{(1 + 0,12)^5} + \frac{3,975,416}{(1 + 0,12)^6} + \frac{3,891,594}{(1 + 0,12)^7} \\
 & + \frac{3,805,257}{(1 + 0,12)^8} + \frac{3,716,330}{(1 + 0,12)^9} + \frac{3,624,736}{(1 + 0,12)^{10}}
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

Tabla 15. Valores Financieros del Segundo Escenario

TASA (VPN).	12%
VPN	-\$ 11,379,451.68
TIR	0.7505%

Fuente: elaboración propia.

5.3 TERCER ESCENARIO

En este escenario se mantendrá un valor constante de los ingresos anuales, como se realizó el escenario Numero Dos; con la diferencia que se incrementara el valor de los ingresos hasta alcanzar un numero adecuado en la tasa interna de retorno, mostrando un proyecto viable, el cual, actualmente no se puede llegar a obtener, en base a la rentabilidad, ya que los ingresos se encuentran devaluados. Sin embargo, dadas las exigencias actuales y los cambios que se vienen presentando, en ámbitos políticos y de necesidades energéticas de los países, puede ser un recurso a corto o mediano plazo que se pueda llevar acabo de la mano de un aporte al medio ambiente y unos beneficios tributarios gracias a ser una nueva tecnología que aporta energía y como ya se mencionó, reduce el venteo de gases Efecto Invernadero, generando un valor agregado a la implementación del CO₂ como recurso.

El proceso a seguir para hallar el valor de los ingresos adecuado para obtener una tasa interna de retorno del 12% fue el siguiente.

- El valor de Tasa (VPN) se encuentra intrínseco en la formula programada de Excel del VPN, de acuerdo con la ecuación del VPN y teniendo en cuenta un 12% del valor Tasa (VPN) se debe obtener un valor de 0, al momento de tener un 12% de retorno (TIR) en base a los valores presentes de los ingresos obtenidos por año.
- El valor de TIR esta formulado, únicamente teniendo en cuenta los ingresos o egresos (valor negativo en los primeros años) de la tabla de utilidades por año.

Tabla 16. Utilidades del Tercer Escenario Referente a la Formulación de TIR.

DOLARES	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11
INVERSION	-\$ 17,368,166.40	-\$ 12,938,670.16	-\$ 8,579,373.56	-\$ 4,292,382.60	-\$ 79,866.43						
COSTOS OPERATIVOS	-\$ 2,339,988.07	-\$ 2,410,187.71	-\$ 2,482,493.34	-\$ 2,556,968.14	-\$ 2,633,677.19	-\$ 2,712,687.50	-\$ 2,794,068.13	-\$ 2,877,890.17	-\$ 2,964,226.88	-\$ 3,053,153.68	-\$ 3,144,748.29
VENTAS	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31	\$ 6,769,484.31
UTILIDAD	-\$ 12,938,670.16	-\$ 8,579,373.56	-\$ 4,292,382.60	-\$ 79,866.43	\$ 4,055,940.69	\$ 4,056,796.81	\$ 3,975,416.18	\$ 3,891,594.14	\$ 3,805,257.43	\$ 3,716,330.63	\$ 3,624,736.02

Fuente: elaboración propia.

- Al modificar los valores de ingresos (ventas), el valor de VPN se verá afectado de manera positiva o negativa; Si es un numero positivo quiere decir que supera el 12% esperado, si es un numero negativo, quiere decir que los ingresos no son suficientes para cumplir con la meta del 12% de retorno, esto sucede ya que se encuentra formulado con el 12% que aparece en la “ tasa (VPN)” **Tabla 15**, en la **Tabla 15** el valor de TIR nos dará el valor exacto que se presenta de acuerdo al valor que se ingresó en el lugar de ventas.
- El valor para una TASA INTERNA DE RETORNO DEL 12% es **\$7,774,441.95**, se validó este dato por medio del cuadro en el cual se obtuvieron los siguientes valores.
- A partir de estos ingresos (**\$7,774,441.95**) se obtienen valores positivos, mas no necesariamente rentables.

Tabla 17. Valores Financieros del Tercer Escenario.

TASA (VPN)	12%
VPN	\$ 0.07
TIR	12%

Fuente: elaboración propia.

Fue necesario incrementar en un 13% los ingresos con respecto al escenario Número Dos y en un 26% respecto al escenario Número Uno, al no ser constante en los ingresos el escenario Número uno Se realizo la fracción con el total de ingresos obtenidos.

5.4 CUARTO ESCENARIO

Para este escenario, se incrementó en un 25% el valor obtenido en el tercer escenario (**\$7'774,441.95 USD**), el dato obtenido en los ingresos anuales fue de **\$9'718,052.43 USD**. la tabla de validación arrojó los siguientes datos.

Tabla 18. Valores Financieros del Cuarto Escenario.

TASA (VPN)	12%
VPN	\$ 18'668,984.
TIR	36.300%

Fuente: elaboración propia.

Al pasar los valores de las utilidades anuales a valores presentes por medio de la ecuación presentada, la suma de estos resultados es un VPN de **18'668,984 USD**, valor bastante satisfactorio, considerando además la recuperación de la inversión que se realiza en los dos primeros años de producción.

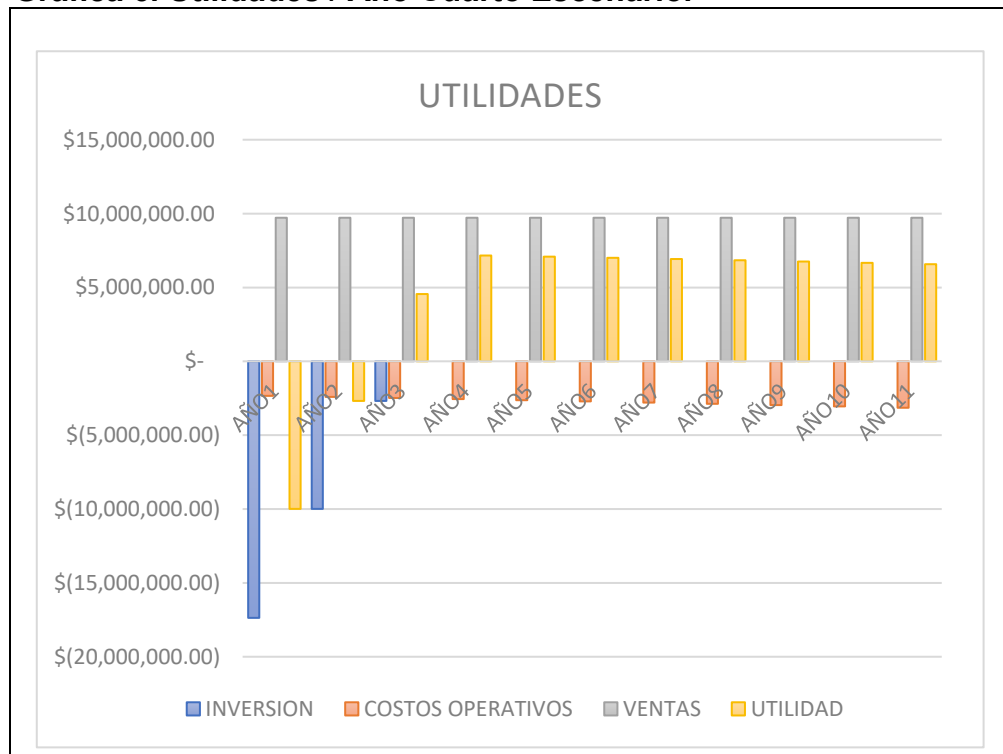
Tabla 20. Análisis de las Utilidades Cuarto Escenario en 11 Años de Producción.

DOLARES	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
INVERSION	-\$ 17,368,166.40	-\$ 9,990,102.03	-\$ 2,682,237.31		
COSTOS OPERATIVOS	-\$ 2,339,988.07	-\$ 2,410,187.71	-\$ 2,482,493.34	-\$ 2,556,968.14	-\$ 2,633,677.19
VENTAS	\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43
UTILIDAD	-\$ 9,990,102.03	-\$ 2,682,237.31	\$ 4,553,321.78	\$ 7,161,084.29	\$ 7,084,375.25

AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11
-\$ 2,712,687.50	-\$ 2,794,068.13	-\$ 2,877,890.17	-\$ 2,964,226.88	-\$ 3,053,153.68	-\$ 3,144,748.29
\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43	\$ 9,718,052.43
\$ 7,005,364.93	\$ 6,923,984.31	\$ 6,840,162.26	\$ 6,753,825.56	\$ 6,664,898.75	\$ 6,573,304.14

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 6. Utilidades / Año Cuarto Escenario.



Fuente: elaboración propia.

De una manera más específica el VPN estaría representado de la siguiente manera.

Ecuación 1. Solución VPN Cuarto Escenario.

$$\begin{aligned}
 18,668,984.71 \text{ USD} = & -9,990,102 + \frac{-2,682,237}{(1 + 0,12)^1} + \frac{4,553,321}{(1 + 0,12)^2} \\
 & + \frac{7,161,084}{(1 + 0,12)^3} + \frac{7,084,375}{(1 + 0,12)^4} + \frac{7,005,364}{(1 + 0,12)^5} + \frac{6,923,984}{(1 + 0,12)^6} + \frac{6,840,162}{(1 + 0,12)^7} \\
 & + \frac{6,753,825}{(1 + 0,12)^8} + \frac{6,664,898}{(1 + 0,12)^9} + \frac{6,573,304}{(1 + 0,12)^{10}}
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

Uno de los inconvenientes a destacar que se presentaban en los escenarios anteriores, fue el rendimiento que se tenía al final del análisis financiero, esto quiere decir, el resultado que se obtenía por año en los valores de la ecuación de VPN; fueron valores muy pequeños al momento de pasarlos a valor presente, sobre todos los valores de los últimos años, generando poca estabilidad en referencia a la inversión tan elevada, esta fue una de las razones por las cuales los primeros escenarios presentaban valores negativos en el resultado de la ecuación del VPN.

El valor unitario de Metanol y Oxígeno los cuales generan un ingreso anual de **\$9'718,052.43 USD** vendrían siendo respectivamente **\$8.83 USD** y **\$4.46 USD**.

Tabla 19. Ingresos Anuales Cuarto Escenario.

Utilidades	Volumen	Valor Unidad (USD)	Ingreso anual (USD)
Produccion Metanol(Lt)	684,468.5	\$ 8.83	\$ 6,042,962.79
Produccion Oxigeno (M3)	568,889.6	\$ 6.46	\$ 3,675,038.10
TOTAL			\$ 9,718,000.89

Fuente: elaboración propia.

Es utópico generar un método por el cual la economía permita tener los valores ya expuestos, esto se debe a, el escenario cuatro se podría considerar un escenario ideal, mas no real; siendo conscientes que las variables económicas pueden presentar cambios muy marcados en tiempo relativamente cortos. Se espera que estos cambios sean positivos para el aprovechamiento de los recursos y que favorezcan las nuevas tecnologías que sean capaces de aportar un cambio positivo tanto económico como ambiental.

Es de resaltar la importancia que tienen estos dos compuestos, Principalmente y como se ha venido mencionando, se generan a partir de un compuesto que, hasta hace muy pocos años, solo se consideraba como un desecho contaminante, generando un alto beneficio ambiental, además, como ejemplo de la implementación de estos recursos, el Oxígeno se puede utilizar en un proceso denominado Oxidación, este proceso permite separar el CO₂ en procesos industriales que requieren un gas con alta nivel de pureza, es un proceso que trae altos beneficios y que requiere abundantes cantidades de Oxígeno, esto se debe a que son industrias donde utilizan elevados contenidos de gas natural, como lo es la Industria Energética; por otra parte, el metanol no solo tienen capacidades energéticas para resaltar, es un compuesto que en la industria química tienen bastantes usos bien sea por su capacidad anticongelante o por los elementos (H, C, O) que lo componen.

6. CONCLUSIONES

- Actualmente se está promoviendo un cambio, el cual presenta un grado alto de complejidad, donde los aspectos más importantes son, la mitigación del impacto ambiental que es producido por casi la totalidad de industrias y economías bien sea de manera directa o indirecta, y la exigencia de obtener recursos para continuar con las necesidades energéticas de cada país de una manera estable. Teniendo en cuenta una disminución periódica de recursos fósiles, los cuales son los que producen mayor rentabilidad energética y al mismo tiempo mayor afectación medio ambiente. El desarrollo mundial debe plantar alternativas claras que puedan ser aplicadas a las necesidades actuales.

En el proyecto se presentaron dos alternativas importantes que son el aprovechamiento de CO₂ y la implementación de metanol como fuente energética. Las cuales pueden llegar a ser viables teniendo en cuenta las necesidades mencionadas.

- La eficiencia energética es la alternativa a la mano, la cual ya se está implementando y se encuentra en constante desarrollo, se espera que permita optimizar, en un corto lapso, el aprovechamiento de los recursos, lo cual disminuya la carga que presenta actualmente la economía a los recursos naturales, promoviendo, de esta manera un desarrollo sostenible que preserve la biodiversidad y el medio ambiente.

El proyecto planteado cumple con las necesidades energéticas requeridas para ser implementado, además cuenta con el valor agregado de generar una transformación a partir de un compuesto que no posee poder calorífico representativo.

- Anualmente se podría obtener, gracias a los procesos analizados, un beneficio ambiental de aproximadamente 730 Toneladas de Dióxido de Carbono, que no son liberadas al medio ambiente y, por el contrario, aprovechadas y transformadas en un compuesto químico con una alta carga de energía.
- A partir del análisis cromatográfico se puede concluir que, a pesar de tener un contaminante con una presencia cuantiosa, el poder calorífico (1129,8 BTU/SCF) del gas natural del Campo Cerro Gordo es alto y adecuado.
- Por medio de la evaluación económico-financiera y los datos modelados en Excel, se logró presentar 2 escenarios que cumplían satisfactoriamente con

los criterios evaluativos, los cuales consideraban unos ingresos anuales de **\$7'774,441.95 USD** y **\$9'718,052.43 USD**.

El primer valor (**\$7'774,441.95 USD**), es el valor mínimo de ingresos que es necesario tener, para que al evaluar las utilidades por medio de VPN se obtenga un valor positivo y rentable al momento de pasar los valores de las utilidades anuales al valor presente, considerando además una Tasa de Rendimiento del 12%.

El segundo valor (**\$9'718,052.43 USD**) es uno de los posibles valores ideales de acuerdo con la evaluación presentada y este dato se tienen como posible en cierta medida, gracias a las necesidades energéticas y ambientales que se presentan para tener un desarrollo sostenible y una economía equilibrada.

7. RECOMENDACIONES

- Desarrollar un estudio en la inyección de gas contaminante (CO₂) a las formaciones de producción en el Campo Cero Gordo, analizando los múltiples beneficios que puede traer esta práctica, enfocado primordialmente a la rentabilidad del proceso. La implementación de un simulador sería necesaria.
- Realizar un estudio de producción de metanol a partir de CO₂ en yacimientos con mayor presencia de este gas contaminante, analizando su factibilidad económica y demás variables.
- Analizar la capacidad de mercado, donde se pueda presentar los diferentes campos de aprovechamiento del CO₂ a nivel Regional e Internacional, mostrando las muchas necesidades que puede suplir este compuesto.
- Estudiar los factores necesarios para tener una economía centrada en el factor ambiental y energético, presentando los cambios que se han venido presentando y los cambios que se pueden implementar en pro de estos factores.

BIBLIOGRAFIA.

CAÑETE, Benjamín. Aprovechamiento del gas natural con alto contenido de CO₂, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR, 2014.

CHUDNOVSKY B, To Liquid Fuel Production advanced power plant concept with application of exhaust CO₂, POWER2017-ICOPE-17, 2017.

ERDMANN, Eleonora, ALE RUIZ, Liliana. Endulzamiento de Gas Natural con Aminas. simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico, 2012.

GÁMEZ Nancy, COBO Martha. Purificación de Dióxido de Carbono emitido en Plantas de tratamiento de gas, 2018.

GUILLÉN ARAGÓN, Sandra. Estudio de la sensibilidad de la columna de purificación t-200 de una planta de Producción de Metanol de 365000 tn/año, 2013.

HOLMGREN, Kristina, BERNTSSON. Thore, System aspects of biomass gasification with methanol synthesis – Process concepts and energy análisis, 2012.

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROELO Y DEL GAS ENERGÍA, Ambiente y Mitigación de Emisiones de CO₂, 2017.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

KARNI. James. Systemand Method for Chemical Potential Energy Production, United States Patent, 2012.

MEDINA MORENO, Allison Melany, Modelo de logística inversa aplicado al aprovechamiento de dióxido de carbono asociado al gas de flama del Campo Orito Putumayo, Escuela Latinoamericana de Ingenieros Tecnólogos y Empresarios – Elite, 2019.

ORTÍN MARTÍN, Lara, Conversión de CO₂ a Combustibles Líquidos, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, 2018.

PRIETO-SANDOVAL, Vanessa, JACA CARMEN, Economía circular: Relación con la evolución del concepto de sostenibilidad y estrategias para su implementación, 2017.

RIBÓN, Margarita, SANTOS SANTOS, Nicolás, Métodos de deshidratación de Gas Natural, El Reventón Energético Vol. 8 N° 2 55/64, 2010.

UGAZ OLANO, Ketty Lizeth. Proyecto de prefactibilidad de instalación de una planta de producción de metanol a partir del gas natural, 2018.