

APELLIDOS: RODRIGUEZ SALAZAR

NOMBRES: NATHALY

CÓDIGO: 5151194

TEL.: 3003861109

E-MAIL: NATHALY.RODRIGUEZ@ESTUDIANTES.UAMERICA.EDU.CO

PALABRAS CLAVE: Gas de quema, combustible sintético, medio ambiente, economía circular, metanol, campo orito, putumayo, sostenibilidad, regulación, dióxido de carbono.

ÁREA DE INVESTIGACIÓN: Desarrollo tecnológico.

COBERTURA DEL PROYECTO: Demostración a partir del software Aspen Plus.

CAMPO DE INTERÉS: Fundación Universidad de América

EMPRESA SOPORTE TÉCNICO-FINANCIERO: Fundación Xua Energy

DIRECTOR: Benjamín Garavito

CODIRECTOR: Yatnielah Isbel Pirela Roper

PROFESIÓN: Ingeniero de petróleos. MATRICULA PROFESIONAL: 3562 CPIP

DIRECCIÓN: Calle 13 sur # 8 70 apto 107 Bogotá D.C

TELÉFONO: 3203028216 E-MAIL: bgaravito@xuaenergy.org

**ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA OBTENCIÓN DE COMBUSTIBLE
SINTÉTICO A PARTIR DEL GAS DE QUEMA PRODUCIDO EN CAMPO ORITO,
PUTUMAYO.**

Abstract

La industria del petróleo es parte fundamental en la adquisición de bienes y servicios para una nación, sin embargo, durante su operación se realiza un proceso denominado liberación intencionada de gas asociado, este gas en su mayoría es obtenido en la extracción de petróleo liberándose directamente a la atmosfera toneladas de emisiones de metano y CO2 siendo los protagonistas de gases de efecto invernadero, además de otras emisiones que recargan el ambiente con sustancias tóxicas como el hollín (black carbon).

El campo Orito ubicado en el Putumayo (Colombia) esta caracterizado debido a su ubicación geográfica por la composición del gas de producción en un 68,8% en volumen de CO₂ ya que desde el origen de su explotación este gas es enviado a tea para su quema, de acuerdo a lo anterior se origina la oportunidad de reutilizar el dióxido de carbono entorno al concepto de economía circular, para ello se plantea la metodología de obtener un combustible sintético denominado metanol que se compone de hidrogeno y dióxido de carbono. Este trabajo evaluará la viabilidad para la producción de metanol a partir de una simulación realizada en Aspen Plus que permitirá cuantificar y demostrar la rentabilidad en el mercado industrial, teniendo en cuenta las numerosas aplicaciones del metanol se proyecta una venta anual de 3.142.860.248 USD/YR donde los costos aproximados de la operación de la planta son de 376.426.753 USD/YR dando como resultado un beneficio monetario para la empresa operadora (Ecopetrol) o para los interesados.

1. Introducción

El mundo está avanzando de manera rápida y eficaz permitiendo integrar alternativas, eficientes y estratégicas que mantengan la calidad de vida de las personas y que a su vez sean parte de un plan de apoyo que defina modificar positivamente el rumbo del cambio climático que trae consigo desventajas como el incremento de los gases de efecto invernadero.

La decisión a nivel mundial en la inclusión e investigación de nuevas tecnologías que permiten obtener una demanda energética que beneficia el crecimiento de los recursos a partir del uso y eliminación de residuos de los gases de efecto invernadero reduce significativamente los altos niveles de contaminación. [1]

Uno de los principales factores incidentes en el cambio climático es la emisión de gases de efecto invernadero propiciados en gran parte por la quema y venteo de gas natural, siendo así un desperdicio que puede ser utilizado para abastecer de electricidad a la sociedad, Según una investigación realizada por el Banco Mundial y Energy Analytics Institute, tres países figuran con los mayores incrementos en 10 años: Estados Unidos, con un aumento de 23%, Venezuela con un repunte de 16% y Rusia acumula una variación de 9%, de acuerdo con los datos revisados por este organismo cuando compara los volúmenes de quema y venteo de gas de 2018 con los de 2019.[2] Para la industria petrolera y el mundo este daño ambiental se ha convertido en un reto para la reducción de emisiones de GEI, se han realizado diferentes avances en las investigaciones comprobando que si es factible alcanzar emisiones netas cero acompañados de políticas gestionadas. [3]

El termino economía circular se enmarca en el crecimiento y beneficio que dispone el desarrollo sostenible para la mejora del medio ambiente, la sociedad y economía de los interesados. La preocupación global por reducir el calentamiento global cada vez ha tomado más fuerza llevando a empresas a realizar investigaciones desde la academia y practica que permitan la reducción de GEI específicamente el dióxido de carbono que década tras década aumenta entre un 5% a un 12% según la NASA

trayendo varias consecuencias nefastas para la atmósfera y la salud del ser humano [4] Sin embargo, la demostración de varios países en la utilización de diferentes tecnologías para la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono no ha logrado aún su comercialización debido a los costos que requiere el proceso más las barreras reglamentarias y la poca aceptación pública. Según estudios realizados alrededor del mundo existen 199 proyectos de captura y almacenamiento de los cuales 74 han sido aceptados, 92 actualmente activos y 33 en proceso de desarrollo. [5]

Un proyecto actual basado en el concepto de economía circular es la empresa CCS Global CCS Institute australiana es dueña de una tecnología conocida como CCS (carbón capture and storage), se basa en capturar en un 90% el dióxido de carbono emitido a la atmósfera por la industria, estas tecnologías de captura permiten la separación del gas seguido de un proceso de compresión para transformarlo a estado líquido para luego ser transportado a través de tuberías que se encuentran a 1000 y 1300 metros de profundidad, quedando confinado con todas las medidas de seguridad. Esta tecnología tiene como objetivo acelerar su desarrollo para cumplir los estándares climáticos de París, tanto así que la Agencia Internacional de la Energía (AIE) predice que puede contribuir con el 13% de la reducción de emisiones, además de su enfoque en proyectos a nivel comercial dando lugar a un avance global en carbono. [6]

En la actualidad hay 17 instalaciones a gran escala por el mundo que se encargan de ahorrar 37 millones de toneladas anuales de CO₂, otras cinco plantas están en construcción en Canadá (2), Australia (1) y China (2). Las canadienses y australianas empezarán a funcionar este año y las chinas, en 2019 y 2020. [7]

Esta tecnología ya se encuentra validada, y varias petroleras estadounidenses llevan alrededor de 4 décadas usándola. Los incentivos por parte del gobierno estadounidense se han ofrecido en una deducción de 30 dólares por tonelada de CO₂ capturado si se le da un uso industrial, o de 50 dólares si es almacenado bajo tierra. [5]

Por otro lado, la empresa REPSOL es una multinacional energética y petroquímica española, que lucha contra el cambio climático, teniendo como pilares el desarrollo, sostenibilidad y eficiencia en procesos energéticos de bajas emisiones, entre su búsqueda de soluciones se encuentra la manera de reutilizar el CO₂ para la obtención de nuevos materiales y la reducción del impacto ambiental. Su tecnología es denominada, Captura, Almacenamiento y Uso del Carbono (CCUS), quien contribuye al compromiso de alcanzar cero emisiones netas en 2050. Esta tecnología busca la reducción de costos en la captura de CO₂ y facilitar su conversión como materia prima para la síntesis de polímeros y la obtención de combustibles sintéticos, además de su interés comercial. Por otro lado, se estima que el 20% de las emisiones de dióxido de carbono en los procesos de refinación están asociadas a la generación de hidrógeno, lo que permite que, a partir de electricidad

de fuentes renovables, y luego añadir carbono, produce gasolina, diésel y queroseno sintético. Repsol en 2020 anunció un proyecto ambicioso con una inversión de 60 millones de euros en la construcción de plantas de producción de combustibles sintéticos cero emisiones netas a partir de hidrógeno verde, generado con energía renovable y por el uso del CO₂ capturado en la cercana refinería de Petronor. La planta se colocará en el Puerto de Bilbao partirá de una instalación en la obtención de hidrógeno, una instalación principal, encargada de provocar la reacción entre el hidrógeno y el CO₂ presente en la atmósfera, para obtener combustibles como el queroseno, el gasóleo o las gasolinas. [8]

La electrolisis en la hidrolisis del agua logra la separación de los átomos que constituyen sus moléculas, por medio de la electricidad. Es uno de los métodos conocidos para la producción de hidrogeno.

En electrolizadores de membrana, se utiliza una membrana polimérica para el intercambio de protones entre los electrodos. Puede ser utilizada solo agua pura en estos electrolizadores la cual ingresa directamente sobre el ánodo del equipo, donde la molécula es separada en oxígeno y protones, estos últimos viajan a través de la membrana hacia el cátodo donde se produce hidrógeno. Este sistema sofisticado de electrólisis de agua permite altas densidades de corriente manteniendo altas eficiencias de producción y sería probablemente el mejor método para producir hidrógeno electroquímicamente si no fuera por el gran inconveniente que representa los altos costos de producción de la membrana polimérica. Otro aspecto de relevancia es la necesidad de utilizar metales nobles en los electrodos, lo que hace aún más costosa la inversión en estos equipos. [9]

y por último el actual plan VALUESKIES es un proyecto colombiano con inversión extranjera, que tiene como propósito generar diésel y gasolina para el sector aéreo a partir de sólidos, cultivos y residuos orgánicos, denominado bioenergía. El proceso consiste en clasificar las basuras sustrayendo el vidrio y el metal, luego entran en un reactor de vapor para obtener la materia prima y así liberar un gas de síntesis que permitirá la producción de crudo. Este es un claro ejemplo de economía circular donde se mantiene los productos y sus materiales están en uso. Siendo así su principal objetivo descarbonizar los combustibles del país, como una visión física y real.[10]

Con las referencias expuestas anteriormente se toman como base para aportar al concepto de economía circular, de tal manera que aporten al progreso de la metodología planteada.

Actualmente el ministerio de minas y energía de Colombia publicó una nueva resolución, que plantea prohibir el desperdicio del recurso durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así mismo Ecopetrol aprueba el plan “Zero Routine Flaring by 2030” que busca reducir y compensar las emisiones de GEI, a través de proyectos de energía renovable, reducción de quema en campos,

eficiencia energética, teniendo como meta este plan eliminar la quema rutinaria de gas lo antes posible, y a más tardar en 2030. [11]

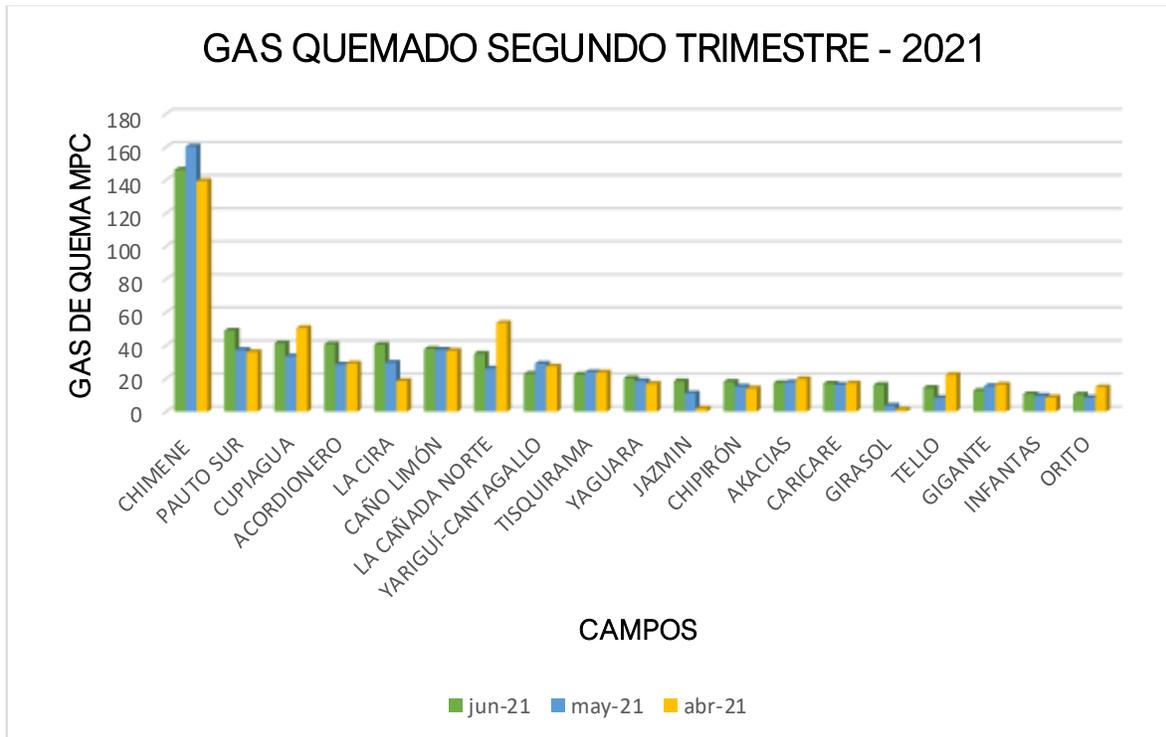


Figura 1. Campos en Colombia con más quema de gas [12]

Para Colombia y para el mundo el reto de cero emisiones en unas décadas es un hecho, por tal motivo este proyecto tiene prioridad desde la industria del petróleo aportar conocimiento y concientizar a todos los interesados de la importancia del concepto de economía circular del CO₂, por lo cual este trabajo ejemplificará el campo orito ubicado en la cuenca del Putumayo en el extremo suroeste de Colombia en límites con Ecuador y es considerada como la extensión norte de la cuenca de Oriente. El gas producido por el campo Orito está compuesto en un 70% por Dióxido de carbono, que, debido a su ubicación geográfica, los excedentes de gas son enviados a la TEA para su disposición, desde el origen de su producción, emitido al entorno ambiental; incorporando costos permanentes y crecientes para el mantenimiento de las TEAS. Este gas en los últimos 40 años ha tenido esta única destinación, sin definir beneficios para otros interesados en la región circulante. En la gráfica número 1 se evidencia al Campo orito como uno de los 20 campos con más quema de gas en el segundo trimestre del año 2021, es decir 10,31 MPC (millones de pies cúbicos) en el mes de junio del 2021. [13] y [14]

De acuerdo con el proyecto los beneficios que traerá la investigación se verán reflejados en primera instancia en el marco ambiental debido a la reducción de emisiones a partir de la producción de combustible sintético con aplicaciones petroquímicas como disolvente y anticongelante, además de ser un combustible

limpio y más económico; de esta forma será amigable con el medio ambiente dando solución en la reducción de los efectos de calentamiento global, como consecuencia de lo anterior el mejoramiento en la calidad de la vida y salud de las personas se verá reflejado, por otra parte la empresa operadora (ECOPETROL) tendrá la posibilidad de incluir el modelo económico de eficiencia energética y por lo tanto una optimización en los costos para el mantenimiento de las Teas y al ser un anteproyecto de planta piloto aplicable y demostrativo tendrá interés por parte de las diferentes empresas operadoras y otros grupos de interés del sector de hidrocarburos a nivel nacional e internacional. Lo anterior fundamentado en la economía circular y la eficiencia energética referidas a la ley 1715 del año 2014. También es importante resaltar una proyección en el escenario de bonos verdes.

De acuerdo a lo anterior la metodología planteada tiene como objetivo identificar las etapas y condiciones cinéticas del proceso para la obtención del combustible sintético como la viabilidad financiera del proyecto; para la producción de metanol es necesario utilizar como materia prima dióxido de carbono en este caso del gas de quema del campo Orito e hidrogeno, por lo cual se utilizará la cascarilla de arroz con vapor para la producción de este último mediante gasificación para luego obtener una relación de gas de síntesis vs dióxido de carbono que permitirá obtener una corriente que ingresará a un reactor de equilibrio para la producción de metanol.

El metanol para venta en el mercado industrial en Colombia tiene una gran oportunidad debido, que al ser un líquido incoloro y toxico tiene una gran variedad de aplicaciones industriales, se emplea para desnaturalizar el alcohol etílico y como aditivo de combustibles líquidos además de ser útil para la fabricación de anticongelantes, betunes, disolventes, barnices, producción de tintas resinas y adhesivo. [15] Y [16] También se usa en la producción de formaldehído, ácido acético, cloro metanos, metacrilato de metilo, metilaminas, dimetil tereftalato y como solvente o anticongelante en pinturas en aerosol, pinturas de pared, limpiadores para carburadores, y compuestos para limpiar parabrisas de automóviles.

El Metanol tiene mayor probabilidad de uso respecto a otros combustibles convencionales debido a que con esta sustancia se forma menor cantidad de ozono, menores emisiones de contaminantes, particularmente benceno e hidrocarburos aromáticos policíclicos y compuestos sulfurados; además presenta bajas emisiones de vapor. El Metanol se adiciona al gas natural en las estaciones de bombeo de las tuberías para prevenir la formación de hidratos de gas a bajas temperaturas y se puede reciclar después de que se remueve del agua. El Metanol también se usa como un agente de absorción en depuradores de gas para remover, por ejemplo, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno. Por otro lado, este combustible sintético se usa en la desnitrificación de aguas de desecho, en la aplicación de tratamientos para aguas residuales, como sustrato en la producción de fermentación de proteína animal, como hidrato inhibidor en el gas natural, y en la Metanólisis de tereftalato de polietileno de desechos plásticos reciclados. [17]

2. Material y métodos

Para la conversión y obtención de metanol es necesaria la producción de hidrogeno y para ello se ha escogido la cascarilla de arroz como biomasa ya que la industria Colombiana arroceras produce 400.000 toneladas de esta al año de la cuales el 15% es aprovechado como combustible y otra parte del restante es esparcido como en establos, este residuo está compuesto en un 94% por silicio ocasionando beneficio a los cultivos en resistencia a plagas y hongos, tolerancia a la toxicidad, mantenimiento de sus hojas además de representar 1/3 del volumen total de los ingredientes orgánicos entre otros beneficios. [18]

En la actualidad la biomasa es una solución energética eficiente que brinda resultados óptimos para el mercado industrial en el uso de combustibles como en ladrilleras, plantas de cemento y tabacaleras debido a la alta disponibilidad de residuos en Colombia. [19]

La cascarilla de arroz tiene propiedades fisicoquímicas como su poder calorífico, baja humedad, contenido de hidrogeno y carbono que han permitido incluirla como objeto de estudio para su uso energético en diferentes procesos termoquímicos y bioquímicos permitiendo obtener resultados óptimos para la industria. En definición la biomasa es la energía obtenida de la materia orgánica gracias al proceso de fotosíntesis debido a que la materia orgánica almacena la luz solar para luego ser utilizada en energía solar, está compuesta principalmente por oxígeno, carbono e hidrogeno. [20] La cascarilla de arroz perteneciente al grupo de biomasa seca se caracteriza por obtenerse de manera natural con un tenor de humedad menor al 60%, siendo utilizada para procesos termoquímicos o fisicoquímicos que permiten alcanzar energía térmica o productos secundarios (combustibles) de manera solida gaseosa o líquida. [21] Dentro de los procesos termoquímicos podemos encontrar combustión, gasificación y pirolisis; la gasificación consiste en realizar un secado para restar el exceso de humedad de la materia orgánica para luego pasar por un proceso denominado pirolisis que consiste en la descomposición térmica de las moléculas de hidrocarburos más abundantes de la biomasa en moléculas más pequeñas; a continuación, se realiza el proceso de combustión para obtener energía térmica para terminar con gasificación un proceso que consiste en la conversión del residuo en un gas combustible y reductor por medio de la incorporación de gases reactivos, para nuestro caso en específico aire/vapor (agente gasificante), este proceso se realiza a temperaturas por encima de los 700 °C, en este proceso se producen gases como, el monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrogeno, metano e hidrocarburos de cadena pequeña. [22]

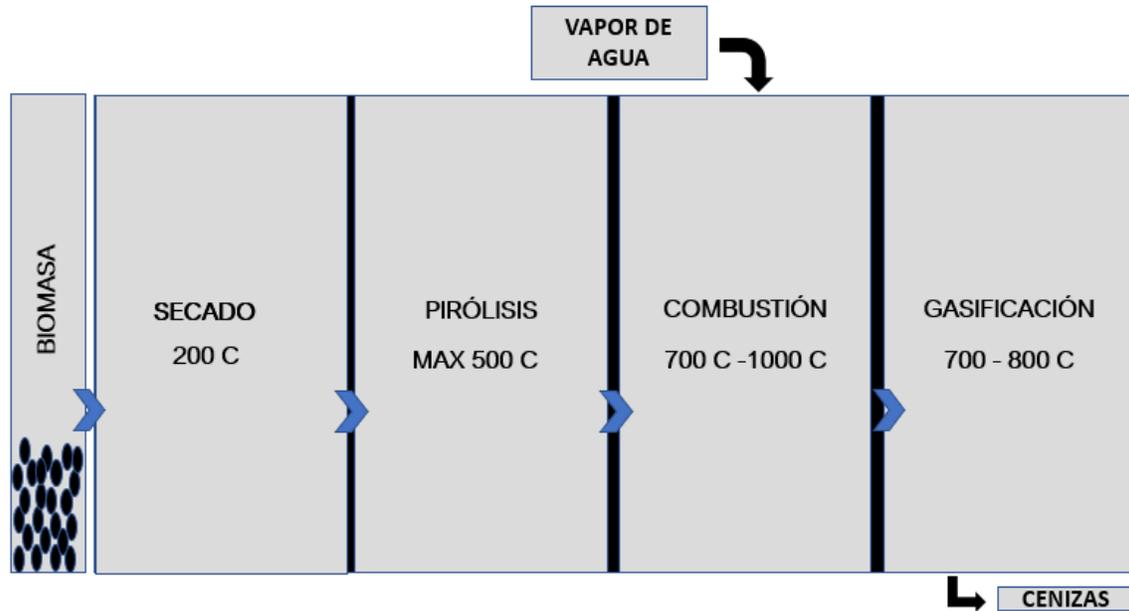


Figura 2. Proceso de gasificación [24]

Existen diferentes tipos de gasificadores, los cuales varían según como se relacionan en el interior del gasificador por el material gasificante y los sólidos. Para nuestra investigación se utilizó el tipo de gasificador de lecho fijo o también denominado empaquetado el cual consiste en un arreglo de partículas que se encuentran en un estado estacionario con una alta conversión de carbono, bajas velocidades del gas y bajo transporte de cenizas [23]. Con respecto al contenido de sólido a gasificar y al sentido del flujo del gas estos equipos se dividen en dos, los gasificadores en contracorriente (updraft) y los gasificadores en corriente paralela (downdraft), en el primero se adiciona la biomasa por la parte superior del equipo y la alimentación del agente de reacción por la parte inferior del equipo lo cual permite que el sólido y el gas se mueven en el sentido opuesto, el gas obtenido del proceso se evacua por la parte superior del reactor, y posterior a ello se realizan las tres etapas enunciadas y descritas anteriormente, secado, pirolisis y combustión de forma secuencial.

En el segundo caso, el gasificador de corrientes paralelas (downdraft), caso de nuestro estudio y aplicación, consiste en adicionar la biomasa desde la parte superior del equipo lo que significa que el sólido y el gas se mueven en el mismo sentido en su mayoría de forma descendente, y la alimentación del agente de reacción se realiza por la parte superior del equipo, generando la obtención del gas por la parte inferior del equipo. [24]

2.1 Reformado con vapor catalítico

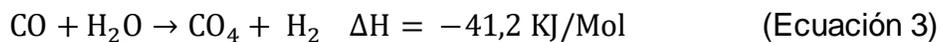
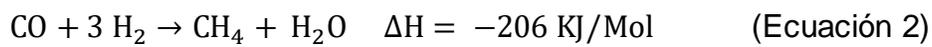
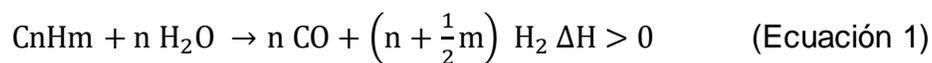
El reformado vapor catalítico de hidrocarburos es una tecnología utilizada para la producción de hidrogeno, además de otras vías como la oxidación parcial y

reformado autotérmico, sin embargo, predomina por la alta concentración de hidrogeno en el producto y menores emisiones de dióxido de carbono por mol de hidrogeno [25] así mismo su coste energético es elevado por lo que requiere de una pila electroquímica para alcanzar una elevada eficiencia del proceso.

Las principales ventajas frente a otras tecnologías radican en que el reformado con vapor tiene mayor concentración de hidrogeno en el producto (70 -80%) frente a los procesos de oxidación parcial con oxígeno y reformado autotérmico (40 -50%); menor riesgo de explosión y menores emisiones de CO₂ por mol de H₂ producido.

Para que el hidrogeno se pueda utilizar como fuente de energía primaria se necesita de energías renovables que puedan costear el alto consumo de energía, esta meta prevista está prevista por varios países que apuestan a un combustible verde y cada día se trabaja en el mejoramiento de tecnologías de almacenamiento, producción, conversión y distribución de este. [26]

El reformado catalítico con vapor de agua para la producción de gases (H₂, CO, CO₂, CH₄) está representado bajo las siguientes ecuaciones químicas:



El proceso de reformado es altamente endotérmico ($\Delta H = 1175 \text{ kJ/mol}$) y los productos están relacionados con los equilibrios termodinámicos de las ecuaciones que permiten la transformación de CO en presencia de agua, conocido como wáter gas shift. (WGS) [27] y [28]

3. Aspen Plus V11.

La simulación del proceso se realizó en Aspen plus, permitiendo así simular el comportamiento del sistema, es decir la obtención de gas de síntesis de dos materias primas (biomasa y gas asociado del Campo Orito, putumayo) así como la comparación de flujos máscicos a la entrada y la salida del sistema. Sin embargo, los resultados de la simulación cambian, si los criterios de operación proporcionados al simulador varían, al igual que el método que se utiliza. El propósito de esta simulación es dar un resultado lo más acertado y parecido a la realidad de las diferentes etapas que participan y son necesarias para la obtención del combustible sintético. El proceso planteado en el simulador se lleva a cabo como se muestra en la Figura 3

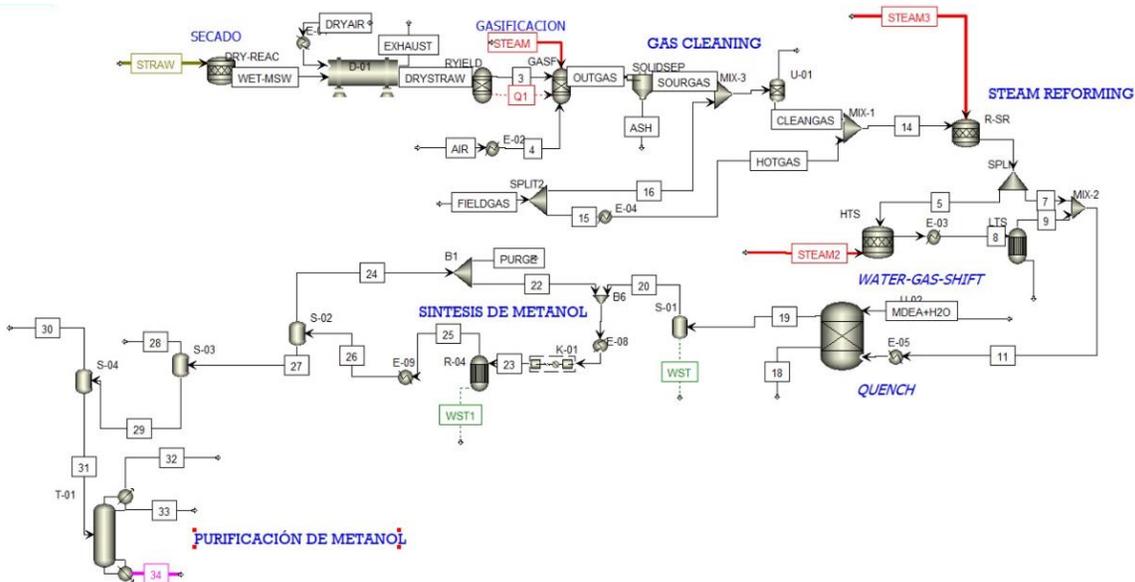


Figura 3. Simulación en Aspen plus V11

4. Metodología.

El proceso de gasificación emplea como fuente de hidrogeno y dióxido de carbono, para iniciar el proceso de obtención de metanol como se puede apreciar en la figura 3 se ingresó la corriente de biomasa (STRAW) para la primera etapa de secado, para el análisis en la composición de la cascarilla de arroz se parte de unos análisis generales de acuerdo a un análisis próximo y un análisis último, el primero se compone de la cantidad de carbono fijo, la materia volátil (Hidrocarburos ligeros) y las cenizas presentes (ver tabla 1) , donde los dos primeros se transformaran en hidrocarburos; el análisis último es un análisis elemental que contiene las cantidades porcentuales de su composición (ver tabla 2), en este caso la biomasa no tiene contenido de cloro, ni de azufre siendo porcentajes en base libre de agua, base seca. Para obtener una relación proporcional con respecto a la corriente de alimentación de gas asociado se utilizó un valor de 900.000 toneladas/año para la simulación del proceso con una presión de 1 bar y 25 °C [29]

Tabla 1. Análisis aproximado de la cascara de arroz

Análisis aproximado (% base seca)	Cascarilla de arroz
Materia volátil	74,7
Carbono fijo	15,2
Ceniza	10,1

Tabla 2. Análisis final de la cascara de arroz

Análisis final (% base libre de cenizas secas)	
C	45,2 %
H	6,5 %
N	0,8 %
O	47,5%

4.1 Elección del modelo termodinámico

Para estimar todas las propiedades físicas de los componentes convencionales en el proceso de gasificación se utilizó la ecuación cúbica de estado de Redlich-Kwong-Soave (RKS) con la función alfa de Boston-Mathias (RKS-BM). Este paquete termodinámico es recomendado para la simulación de procesos de obtención de combustibles sintéticos, procesamiento de gas, aplicaciones petroquímicas [30] Los modelos de densidad y entalpía seleccionados tanto para la alimentación, así como cenizas residuales son del tipo no convencional, HCOALGEN y DCOALIGT. [31] Los residuos como alimentación a la planta de cogeneración de ciclo combinado se definieron a través de un componente no convencional, con propiedades de entrada análisis próximo, último y de azufre, obtenidos de acuerdo con lo especificado en la sección 4. La simulación se realizó utilizando ASPEN Plus V11.0

4.2 Proceso de secado

Los residuos sólidos urbanos (RSU) tienen grandes cantidades de humedad y esta debe ser secada, se utilizó un bloque RSTOIC para simular este proceso de secado. Este bloque permitió convertir parte del componente no convencional generado para el RSU en agua en la sub-corriente MIXED. Un bloque DRYER en modo continuo fue utilizado para remover el vapor de agua a través de una corriente de aire mantenida a 70°C y 1 bar. La corriente correspondiente a los desechos domésticos se simuló a partir de un componente no convencional nombrado en la simulación

como MSW, en el cual las propiedades y composiciones fueron determinadas a partir del análisis próximo y último de los residuos descritos anteriormente. [32] Ver figura 4.

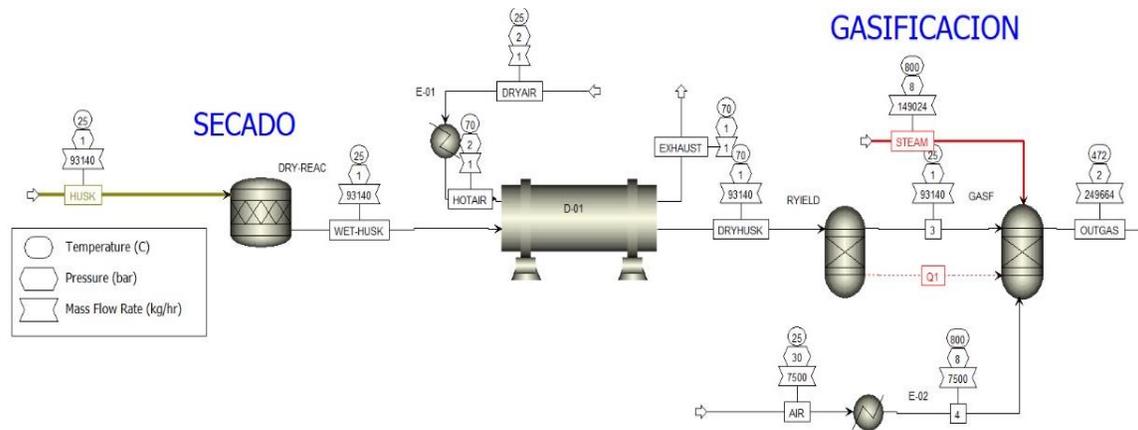


Figura 4. Simulación de la etapa del proceso de secado

4.3 Modelo de gasificación de RSU

El modelo de gasificación se construyó a partir de la descomposición de los RSU en sus componentes constitutivos (C, H, O, S y cenizas) los cálculos se realizaron con base en el análisis último (base másica, % wt), controlado por un código en FORTRAN. Este método es un enfoque general asociado con Aspen Plus que permite simular la gasificación de combustibles en estado sólido. [33] Para la simulación de las etapas de oxidación parcial y gasificación se utilizó un bloque RGIBBS que permite encontrar el equilibrio a través de la minimización de la energía libre de Gibbs sujeto a la restricción del balance de átomos. Como agentes gasificadores se usó vapor de agua y aire relacionado en la corriente 4 y STEAM del proceso a una temperatura de 799,85 & 7,929 bar [34] para las dos corrientes. En esta etapa se utilizaron dos equipos donde el primer gasificador participan reacciones para la combustión de la biomasa (separación) y el segundo gasificador participa una reacción de pirolisis que da origen al gas de síntesis denominado OUT GAS donde ingresan dos corrientes una de vapor y de aire denominados agentes gasificantes ya que se requiere que se produzca hidrogeno CO₂ y CO, y la proporción de aire es la que permite que se obtenga estos compuestos de mayor interés; de acuerdo a las reacciones presentes en el gasificador están determinadas por la estequiometría del proceso, sin embargo por la complejidad de las moléculas del RSU se realizó un bloque de cálculo (programación) extrayendo los valores del análisis ultimo realizando una conversión de base seca a base húmeda para obtener unas conversiones de cada uno de los elementos, finalmente obteniendo un gas de síntesis especificado en fracción molar en la tabla número 3, con un caudal de 249664,30 kg/h; luego de la unificación del proceso de gasificación

se resalta que una porción de esta materia tiene cenizas por lo cual se utilizó un separador de sólidos, que dio como resultado la corriente denominada ASH.

Tabla 3. Composición molar OUT GAS.

Component	Formula	Molar fraction
Nitrogen	N2	1,7898%
Oxygen	O2	0,0000%
Water	H2O	60,4681%
Carbone	C	0,0000%
Hydrogen	H2	16,5021%
Chlorine	CL2	0,0000%
Sulfur	S2	0,0000%
carbon monoxide	CO	0,6000%
Carbon dioxide	CO2	14,1514%
Methane	CH4	6,4885%
Ethane	C2H6	0,0000%
Ethylene	C2H4	0,0000%
TOTAL		100,0000%

4.4 Purificación del gas de síntesis

Los productos de gasificación no solo incluyen H₂, CO, CO₂ y CH₄, sino que también se producen compuestos indeseados a partir del azufre y cloro contenidos en los RSU, partículas de polvo (cenizas) y otros que afectan la calidad del gas y procesamiento posterior. Para remover selectivamente estos compuestos, principalmente H₂S y CO₂ se utilizó la tecnología Selexol la cual tiene un gasto energético aproximado de 0.53kW h/kg CO₂ y 5.82 kW h/kg H₂S (35] Para simular este proceso se utilizó un bloque SEP, que dio como resultado 7988,08 kg/h de cenizas. Ver

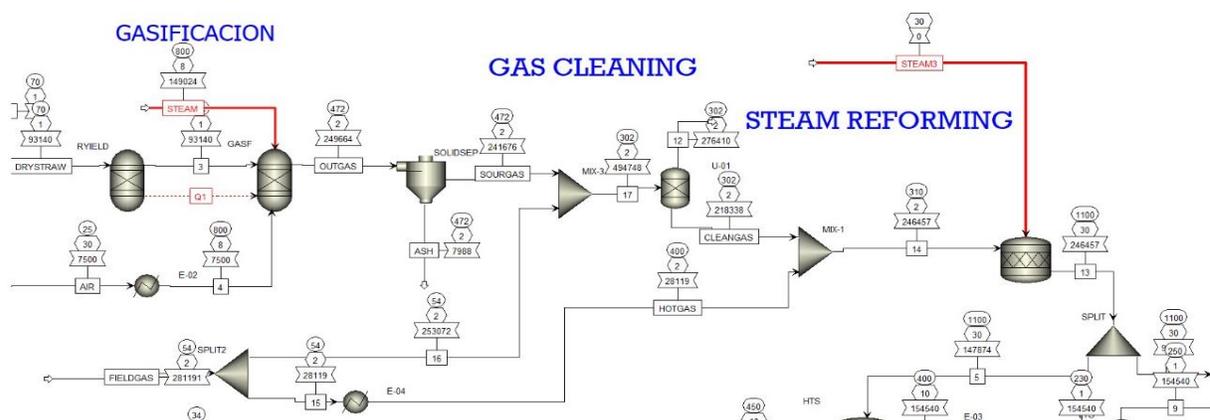


Figura 5. Etapas de gasificación y reformado catalítico con vapor de agua

4.5 Etapa de selección.

Posterior a la purificación del gas de síntesis se utiliza una etapa de separación (corriente 16) considerada una tecnología de selección que permite apartar un determinado % de los componentes, entre ellos CO₂ e hidrocarburos ligeros basados en experiencias industriales a 54,4 C y 2 bar, incluido a esta etapa ingresa la corriente de alimentación del gas asociado del campo orito, putumayo 10,31 MPC/MES (281190,63 kg/h) a la etapa de reformado catalítico con vapor removiendo las trazas de los diferentes componentes que tenía el gas asociado del campo Orito, (ver tabla 4) donde son convertidos en dióxido de carbono e hidrogeno, supliendo así la cantidad de hidrogeno que se quedaron en la etapa de gasificación de la biomasa, a continuación se describen las reacciones de conversión (100%) que participan en el reformado catalítico con vapor a una temperatura de 30 bares y 1100 C. [36]. Ver figura 5.

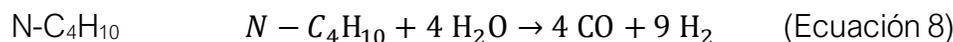
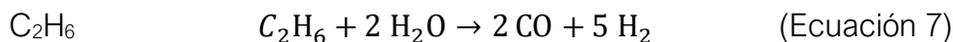
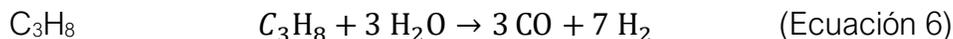
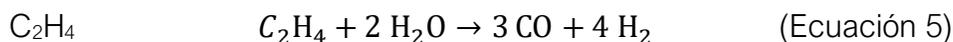
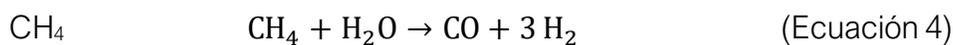


Tabla 4. Composición del gas de quema del campo orito.

Component	Formula	Molar fraction
Carbon dioxide	CO ₂	70,26%
Nitrogen	N ₂	1,50%
Water	H ₂ O	2,01%
Methane	CH ₄	13,03%
Ethane	C ₂ H ₆	2,83%
Propane	C ₃ H ₈	4,36%
Isobutane	C ₄ H ₁₀	0,91%
Normal Butane	C ₄ H ₁₀	2,40%
Isopentane	C ₅ H ₁₂	0,75%
Normal Pentane	C ₅ H ₁₂	0,75%
Hexane	C ₆ H ₁₄	0,57%
Heptane	C ₇ H ₁₆	0,43%
Octane	C ₈ H ₁₈	0,13%
Nonano	C ₉ H ₂₀	0,06%
Deans	C ₁₀ H ₂₂	0,01%
Total		100,00%

ANALISIS DE COMPOSICIÓN DEL GAS INTERPRETACION CAMPOS

El campo Orito se encuentra localizado en la parte sur occidental de Colombia en el departamento del Putumayo, con limite en Ecuador; es operado por la compañía Frontera energy y hace parte del Contrato de Producción Incremental (CPI), firmado entre Petrominerales Colombia y Ecopetrol S.A., siendo Petrominerales Colombia. [37] De acuerdo con su ubicación geográfica el componente mayoritario es el dióxido de carbono con la mezcla de otros componentes (N₂, H₂O, CH₄, C₃H₈ entre otros) permitiendo un aprovechamiento del gas asociado, a diferencia de la mayoría de las composiciones molares de diferentes producciones en campo de gas que son metano en un 90% y que a su vez se utilizan para producir un combustible sintético bajo otros procesos altamente utilizadas en la industria.

Por el alto contenido de dióxido de carbono este gas asociado se clasifica como un gas ácido y por tal motivo es tratado en la industria en la mayoría de los casos por aminas u otras tecnologías para remover la mayoría de los componentes ácidos, sin embargo, para nuestro caso en estudio su alto contenido crea un reto para el uso

total de este gas, es de aclarar que no se realiza una etapa previa de desulfuración ya que su contenido de H₂S en 0%.

A continuación, se muestra la composición molar antes de ingresar al reformado catalítico de vapor y después de realizado este proceso, en donde se evidencia una producción de mayor proporción de hidrogeno y monóxido de carbono.

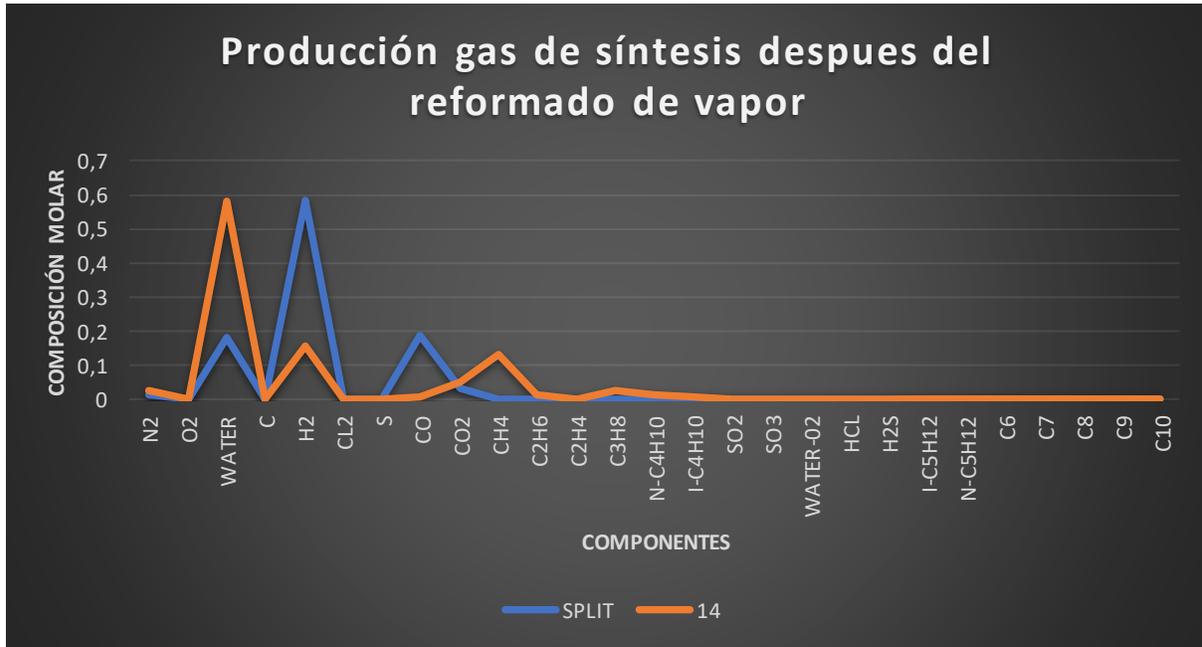


Figura 6. Producción del gas de síntesis después del reformado de vapor

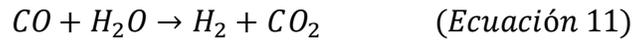
La producción de hidrogeno y monóxido de carbono es mayor después del proceso de reformado de vapor pasando el hidrogeno de 15% a 58% en fracción molar, de igual forma la fracción molar del monóxido de carbono paso de 5% a 18%, sin embargo, esta proporción no es adecuada para la producción de metanol por lo cual se utilizó el siguiente proceso.

4.6 Modelo water-gas-shift (WGS)

Luego del proceso de gasificación la relación entre hidrógeno y monóxido de carbono es muy baja entre 0.3-2, esta debe incrementarse para maximizar el contenido de metano en la síntesis SNG (synthetic natural gas), la relación estequiométrica entre H₂, CO, CO₂ que debe alcanzarse debe cumplir la siguiente relación:

$$\frac{[H_2] - [CO_2]}{[CO] + [CO_2]} \approx 3 \quad (\text{Ecuación 10})$$

Por lo tanto, el proceso WGS se utilizó para mejorar el gas de síntesis y la reacción principal es la siguiente:



Este proceso generalmente consistente de dos etapas con enfriamiento inter-etapa. La primera etapa se usa para convertir la mayor parte de CO, es un proceso catalítico que utiliza como catalizador Fe_3O_4 , utilizando Cr_2O_3 como agente estabilizador, este se le conoce como HTS (High-Temperature Shift) Este reactor usualmente opera entre $350-420^\circ C$ [38] Esta etapa fue simulada utilizando un bloque RSTOIC. La temperatura de entrada a la siguiente etapa se fijó en $230^\circ C$.

Para la etapa de baja temperatura (LTS) se utiliza un catalizador de cobre soportado en ZnO y Al_2O_3 este opera usualmente en un rango de temperaturas de $180 - 340^\circ C$ [38] Para simular etapa se utilizó un reactor de equilibrio REQUIL. Ver figura 8.

A continuación, se ilustra la producción de gas de síntesis en porcentajes molares que son proporcionales para la producción de combustible sintético (metanol) sin embargo, hay producción de agua que necesita ser retirada del sistema ya que presenta inconvenientes posteriormente. Ver figura 7.

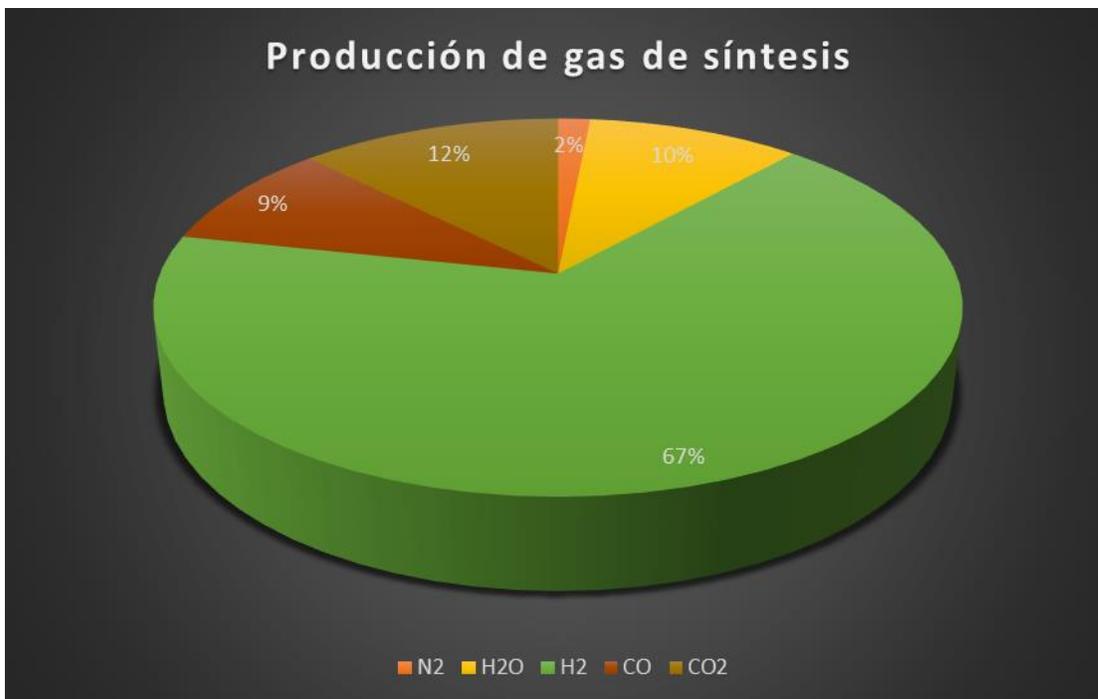


Figura 7. Producción del gas de síntesis

4.7 Proceso Quench

Se utilizó como solución de metildietanolamina, al 65% en agua y 35% en MDA, por lo cual el agua es más soluble en esta solución y arrastra el exceso de agua presente en el proceso, de esta forma se prevé alguna pérdida o daño en el proceso de síntesis de metanol. [39] Ver figura 8.

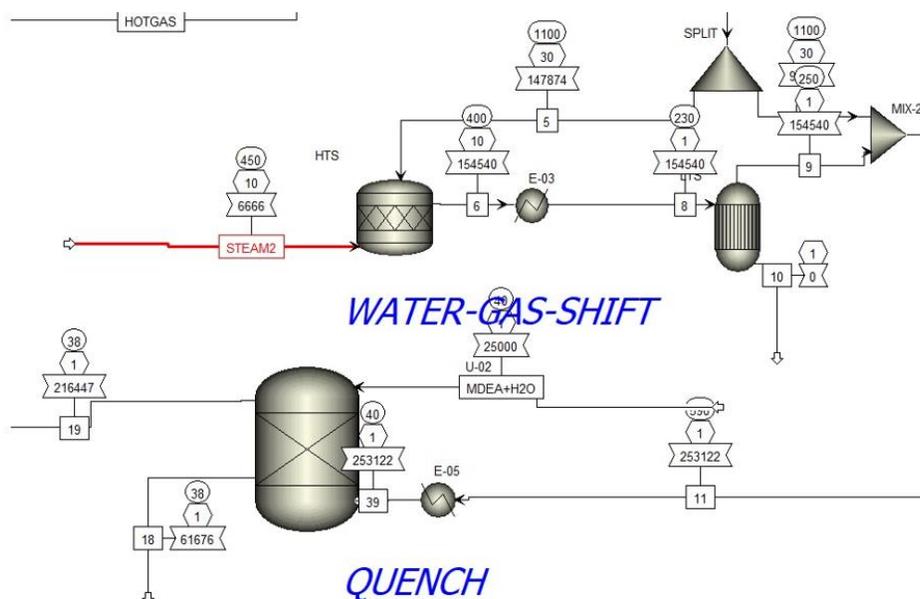
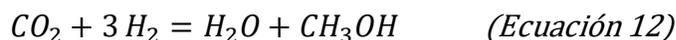


Figura 8. Simulación del proceso (WGS) y Quench

4.8 Síntesis de metanol

Luego del proceso de remoción de agua del gas de síntesis entra a un proceso de precalentamiento y posterior a una etapa de compresión en múltiples etapas para llevarlo a una presión de operación, donde finalmente el reactor de equilibrio se produce una reacción para la obtención de metanol especificada a continuación.



Luego debe pasar nuevamente por un proceso de separación para la remoción de agua que se presenta en la reacción anterior y obtenemos una corriente rica en metanol (corriente 33) ingresando a una torre de destilación de 12 platos donde se separa la mayor cantidad de agua obteniendo un porcentaje del 95% puro en metanol igual a 132.602 kg/h [40] Ver figura 9 y 10.

Tabla 5. Composición molar de la corriente 33.

Component	Formula	Molar fraction
Nitrogen	N2	0,000
Water	H2O	0,052
Hidrogen	H2	0,000
Carbon monoxide	CO	0,000
Carbon dioxide	CO2	0,004
Isopentane	C5H12	0,000
Normal Pentane	C5H12	0,000
Carbone	C6	0,000
Carbone	C7	0,000
Carbone	C8	0,000
Carbone	C9	0,000
Carbone	C10	0,000
Methanol	CH3OH	0,943
Total		1,000

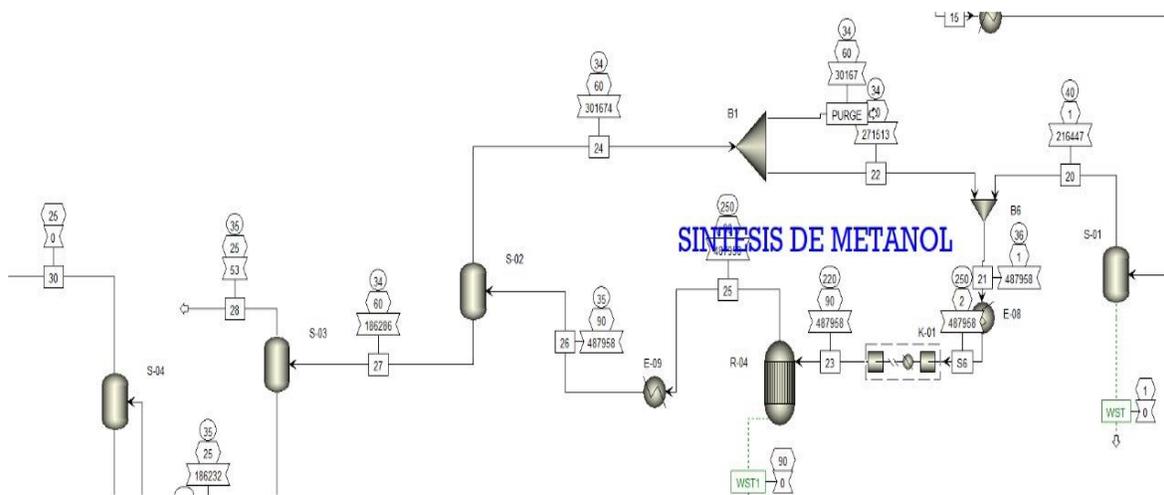


Figura 9. Simulación del proceso de síntesis de metanol

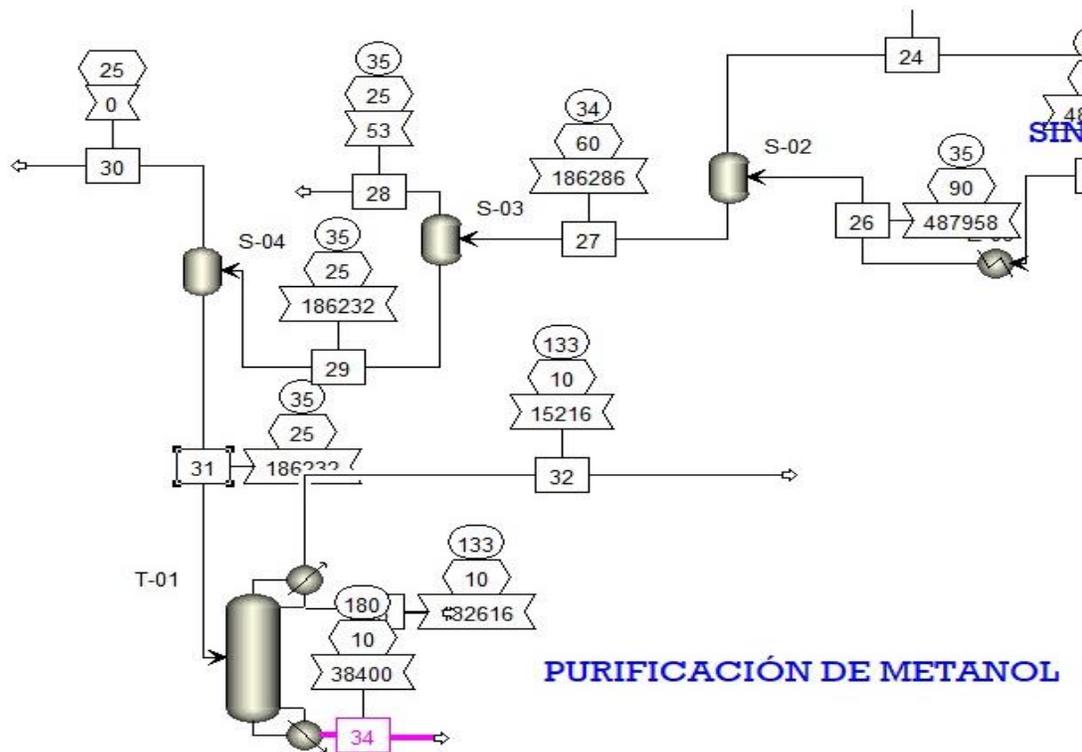


Figura 10. Simulación del proceso de purificación del metanol

ANÁLISIS FINANCIERO

El campo Orito, en el departamento en el putumayo es un campo maduro con significativas proporciones de gas de quema en los últimos años, que de acuerdo con el uso potencial del combustible sintético (metanol) y sus diferentes aplicaciones permitieron realizar un análisis económico que agrega valores ambientales por la reducción de emisiones de GEI, así como el rescate y beneficio en la propuesta utilización del dióxido de carbono presente en el gas asociado. De acuerdo con la investigación se tomaron en cuenta todos los equipos presentes en la planta piloto teniendo presente su costo energético, material y capacidades correspondientes, se realizó una actualización de precios al presente año de acuerdo con los indicadores de la CEPCI (Chemical plant cost indexes) aplicados para actualizar el costo del capital requerido de una fecha anterior a la actual.

Para efectuar la evaluación financiera del proyecto se tomó como base los costos de los equipos en una serie de procesos ejemplificados en el libro plant design and economics for chemical engineers y la evaluación económica de Aspen plus V11. [41] Y de acuerdo con lo anterior calcular el monto de la inversión, así mismo se analizaron los costos de producción anuales en dólares estadounidenses (USD) y la

utilidad bruta en la obtención y venta del combustible sintético (metanol), por lo cual se evaluaron los mejores procesos que incrementarían la producción de hidrogeno y dióxido de carbono para que la utilización del proceso fuera exitoso y viable.

Con el cumplimiento del objetivo financiero se realizará un análisis completo del proyecto y la evaluación de indicadores financieros (VPN), el horizonte de tiempo será de 10 años con precios anuales y la unidad monetaria correspondiente Dólar estadounidense (USD); además del valor establecido para el indicador de la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) será el determinado por Ecopetrol S.A de 15% anual.

ANALISIS DE INVERSION (CAPEX)

El Capex (capital expenditure o gasto en capital) es un factor importante para una compañía ya que representa el gasto en bienes de equipos que beneficia y permiten su crecimiento, se realiza mediante la adquisición de activos fijos o en el incremento de valores que ya existen. [42] En cuanto a la evaluación para este proyecto, se busca plantear la inversión necesaria para el funcionamiento de la planta piloto con el fin de reducir el costo en el mantenimiento de las TEAS y el pago obligatorio de regalías al estado por la quema de gas.

En análisis se determinó a partir del cálculo de los costos de cada sistema o tecnología semejante e implementados en otras industrias o estudios realizados previamente. El procedimiento para realizar la estimación de los costos ha estado en función de los tamaños, volúmenes y potencias caloríficas según los casos. Se utiliza la siguiente formula con los indicadores respectivos de la (CEPCI)

(Ecuación 13)

$$\text{Costo actual} = \frac{\text{indicador CEPCI actual} \cdot \text{costo antiguo}}{\text{Indicador CEPCI antiguo}}$$

Intercambiadores de calor: Se realizo el calculó del área en Ft² de los 9 intercambiadores presentes en el sistema según los indicadores de CEPCI y los costos del año 1990 obteniendo como resultado 1.695.245 USD

Tabla 6. Evaluación financiera intercambiadores de calor.

tag	INTERCAMBIADORES							
	1	2	3	4	5	8	9	
area ft2	2,96,E-02	5,38,E+02	1,38,E+04	8,65,E+02	9,88,E+04	1,73,E+05	4,14,E+05	
COSTO 1990	\$ 200	\$ 200.000	\$ 9.000	\$ 30.200	\$ 691.781	\$ 50.625	\$ 35.000	
COSTO 2020	\$ 333	\$ 333.445	\$ 15.005	\$ 50.350	\$ 1.153.355	\$ 84.403	\$ 58.353	\$ 1.695.245
T hi (°F)	125	1000	400	1000	589	250	235	
T ho	124	999	250	999	40	249	35	
T ci	25	25	25	54	30	35,7	30	
T co	70	800	90	400	150	250	90	
Mlog	77	587	267,5	772,5	224,5	106,65	75	
Heat Duty BTU/h	43,3	6002855,5	70316447,9	12697181,75	421541479,6	349943278,9	590236575	

Gasificador, compresores y WGS: Se realizo el costo aproximado de cada una de estas tecnologías de acuerdo con el costo por KW con los costos ajustados de acuerdo con los indicadores obtenidos de la (CEPCI.)

Tabla 7. Evaluación financiera gasificador compresores y WGS

Gasificador		Compresor		WGS	
Duty	120038	Duty kW	410000	Q (gal/h)	19445900,6
Costo/kw	\$ 5.000	Costo 1990	\$ 14.641	t (h)	0,001
CEPCI		COSTO 2020	\$ 24.410	V g	2,E+04
COSTO AJUST	\$ 600.190.000	CEPCI 1990	357,6	Costo 1990	\$ 83.521
		CEPCI 2020	596,2	COSTO 2020	\$ 139.248

Torre de destilación: Se realizó el costo aproximado de una torre de destilación de 12 platos, teniendo en cuenta el costo total del cuerpo se actualizaron los precios con los indicadores actuales, adicional se determinó el costo de todos los platos de la torre de destilación con su respectiva actualización de precios.

Tabla 8. Evaluación financiera de la torre de destilación.

Peso de la columna		Densidad acero A285 (kg/m ³)	
Sección	material (m ³)	masa (Kg)	7850
Cuerpo de la columna	1,441040502	11312,16794	
Skirt	1,296936535	10180,9518	
Cabezales semielipticos	0,149791561	1175,863756	
Total	2,887768598	22668,9835	
Costo total del cuerpo			
Año	CEPCI	Costo total (USD)	
2002	395,6	\$ 200.000	
2020	596,2	\$ 301.416	
Costo total de los platos			
Año	CEPCI	Costo de un plato (USD)	Costo total platos (USD)
2002	395,6	\$ 6.200	\$ 74.400
2020	596,2	\$ 9.344	\$ 140.158
Costo total columna	\$ 441.574		

Tanques tipo Flash: Para el cálculo de los 4 tanques utilizados en el proceso para la separación de agua en la síntesis del metanol, se realizó el cálculo según precios determinados en el año 1990 con el aumento de los indicadores obtenidos de la (CEPCI).

Tabla 9. Evaluación financiera de los tanques tipo flash

Tanque Flash tipo 1		Tanque Flash tipo 2	
Q	1970639	Q	40592
t	0,001	t	0,001
V gal	1970,639	V gal	40,592
Costo 1990	\$ 15.000	Costo 1990	\$ 11.500
Costo 2020	\$ 25.008	Costo 2020	\$ 19.173
Numero equipos	2	Numero equipos	2
total	\$ 50.017	total	\$ 38.346

Separador quench, reactor reforming y reactor del metanol: Para el cálculo de estos 3 equipos se determinó a partir de análisis previos en la industria y se ajustó el precio con la actualización según los indicadores de la (CEPCI).

Tabla 10. Evaluación financiera de los separadores y reactores

Separador Quench		Reactor Reformado		Reactor metanol	
Q	117905671,8	Q	21461299	Q	6183418,21
t (h)	2,77778E-05	t (h)	5,556E-05	t (h)	8,3333E-05
V gal	3275,157551	V gal	4512,8343	V gal	1950,35316
Costo 1990	\$ 17.000	Costo 1990	\$ 15.000	Costo 1990	\$ 16.000
Costo 2020	\$ 28.343	Costo 2020	\$ 25.008	Costo 2020	\$ 26.676

El costo total de los equipos está representando en la siguiente tabla, cabe resaltar que el costo de la tecnología shorcute dryer fue determinado por el análisis financiero automático que realiza Aspen Plus. V11.

Tabla 11. Total USD de los equipos de la planta

EQUIPOS	Total (USD)
COMPRESOR	\$ 24.410
REACTOR WGS	\$ 139.248
INTERCAMBIADORES	\$ 1.695.245
TORRE DE DESTILACIÓN	\$ 441.574
SHORCUT DRYER	\$ 55.000
TANQUES FLASH	\$ 88.363
DISTRIBUDOR	\$ 6.500
GASIFICADOR	\$ 600.190.000
SEPARADOR QUENCH	\$ 28.343
REACTOR METHANOL	\$ 26.676
REACTOR REFORMADO	\$ 25.008
TOTAL	\$ 602.720.367

En la siguiente tabla se realiza la suma de todos los costos de inversión, que incluyen los costos de los equipos, servicio de instalación, instrumentación, tubería y obra civil (instaladas).

Tabla 12. Totalidad de los costos de inversión

Costos de inversión	Total (USD)
Compra de Equipos	\$ 602.720.367
Compra de Equipos (instalación)	\$ 180.816.110
Instrumentación (Instalado)	\$ 120.544.073
Tubería (instalada)	\$ 126.571.277
Obra civil (instalada)	\$ 198.897.721
Costos de inversión	\$ 1.229.549.548

ANALISIS DE COSTO DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX (Operational expenditures) es considerado un costo permanente asociado al mantenimiento de los equipos, así como el costo de otras partidas del proceso a la que la empresa debe hacer frente al margen de su producción. [43]

Costos de operación de energía:

Representa los costos asociados a la cantidad de energía utilizada en el proceso, los valores fueron tomados del reporte de Aspen Plus V11. De cada corriente de entrada, a continuación, se especifica los valores obtenidos en \$/h para un total de \$34.594,28 USD/H y 303.045.888 USD/Año.

Tabla 13. Costo energético de la planta piloto

Utility ID		COWA	ELECT	FUEGO	VAPORAL	VAPORBAJ	Total
Utility type		WATER	ELECTRICITY	GENERAL	STEAM	STEAM	Utilidades
Costing rate	\$/hr	\$ 967,94491	\$ 28.414,57090	\$ 83,85073	\$ 5.127,91256	\$ 0,00038	\$ 34.594,28

A continuación, se realiza el cálculo total de los costos operativos de la planta piloto, entre los cuales se encuentra el costo energético calculado anteriormente, costos de operación y mantenimiento, así como se tuvo en cuenta costos fijos que implican depreciación, impuestos y seguros. Es importante aclarar que no se considera un costo de la materia prima.

Tabla 14. Costos de operación

Costos Operativos	UDS/Yr
Materias primas	
Servicios Generales	\$ 303.045.888
Operación	\$ 39.395.965
Mantenimiento	\$ 31.516.772
Costos Directos de Producción	\$ 373.958.626
Depreciación	\$ 1.533.230
Impuestos	\$ 560.938
Seguros	\$ 373.959
Costos Fijos	\$ 2.468.127
Costos totales de producción	\$ 376.426.753

Análisis de ingresos.

En un escenario optimista por el uso y aplicación del combustible sintético (metanol) se calcula una utilidad bruta de 3.142.860.248 USD/Año a partir de una producción de 1.208.792,40 Ton/Año al precio que se encuentra actualmente 2.600 USD/Ton, generando resultados óptimos para la financiación del proyecto.[44]

Tabla 15. Viabilidad financiera de los ingresos monetarios

Valor Metanol USD/ton	\$ 2.600
Producción Metanol (ton/año)	\$ 1.208.792,40
Utilidad	UDS/Yr
Utilidad Bruta	\$ 3.142.860.248

A continuación, se presenta el flujo de caja total.

Tabla 16. Flujo de caja total

Flujo de caja		IPC		15%	
Año	Utilidad neta	Opex	Capex	Cash Flow	
0			-\$ 1.229.549.548	-\$	1.229.549.548
1	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
2	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
3	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
4	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
5	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
6	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
7	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
8	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
9	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495
10	\$ 3.142.860.248	-\$ 376.426.753		\$	2.766.433.495

Evaluación Financiera.

El propósito de evaluar la viabilidad financiera del proyecto se realizará mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN) dado por la siguiente ecuación.

$$VPN = Inv + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{Vf}{(1+i)^n}$$

De acuerdo con los resultados la implementación de la planta piloto en los próximos 10 años para la producción de combustible sintético (metanol), es atractivo para la compañía, debido a que ofrece una ganancia a dólares de \$ 12.654.540.083.

Conclusiones.

Se realizó el estudio de la viabilidad económica para la obtención de metanol de forma demostrativa por medio del Software Aspen Plus, que permitió determinar costos de algunos equipos como el balance energético del proceso para que fuera el más adecuado y viable, teniendo en cuenta el significativo caudal de quema de gas del campo Orito, Putumayo con 281.190,63 kg/h determinando que se aprovecharía un 45% de este gas para la producción de 132.602 kg/h de metanol, es importante tener en cuenta las pérdidas que hay durante el proceso, además de una porción de dióxido de carbono que no reacciona, anexo a lo anterior la

composición másica de la biomasa solo tiene 5% de hidrógeno y un 40% carbono por lo cual se debía utilizar otros procesos que permitieran alcanzar el contenido de hidrogeno necesario para que reaccionara con dióxido de carbono y produjera el combustible sintético, por otra parte, la mayor parte de la corriente de alimentación genera un producto de mayor valor agregado y teniendo en cuenta que ambos son biomasaes residuales se obtendría un proceso viable desde el componente ambiental, reducción de las emisiones y utiliza una biomasa que es de origen agroindustrial considerada un desecho. En el componente económico, la proyección es igualmente muy promisoria.

Es importante resaltar que no es la única vía para la obtención de metanol considerando que existen otros procesos que son importantes de revisar en su viabilidad técnica y financiera como la electrolisis para la obtención de hidrógeno.

Bibliografía

- [1]. Plan energético nacional Colombia: ideario energético 2050, UPME 2015 [En línea] Disponible en: http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen_idearioenergetico2050.pdf
- [2]. El mundo de la energía, “EEUU, Venezuela y Rusia figuran como los países donde más aumenta la quema de gas natural”, 21, julio, 2020, [En línea]. Disponible en: <http://www.petroguia.com/pet/noticias>.
- [3] Empresas petroleras y gasíferas se comprometen a reportar y reducir las emisiones de metano a través de un nuevo marco, UNEP, 24, noviembre,2020 [En línea] Disponible en: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/comunicado-de-prensa/empresas-petroleras-y-gasiferas-se-comprometen-reportar>
- [4] Cambio climático: ¿cómo sabemos lo que sabemos? NASA, 19, octubre,2019 [En línea] Disponible en: <https://climate.nasa.gov/evidencia/>
- [5] Cinco días, el País economía, “EEUU se pone a la delantera de la UE en captura deCO2”. [En línea.] https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/04/25/companias/1524669655_949060.html [Acceso: abril 26, 2018].

- [6] Global Carbon Capture and Storage Institute Ltd (10 octubre 2015) Meeting the climate challenge with CCS. <https://www.globalccsinstitute.com/>
- [7] Frias Esquivel Leonora (2006) Responsabilidad y sostenibilidad ecológica una ética para la vida (Tesis doctoral) Universidad autónoma de Barcelona, disponible en <https://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/5167/lef1de1.pdf>
- [8] Hispanoil. La Sociedad Hispánica de Petróleos S. A. Repsol. (3 octubre 2019) Combustibles sintéticos respetuosos con el medio ambiente <https://www.repsol.com/es/index.cshtml>
- [9] Erice Pineda Daniel Alejandro (2009) Evaluación técnico económica de una planta de producción de hidrogeno mediante electrolisis de agua utilizando energía eléctrica producida con celdas fotovoltaicas de alta eficiencia (tesis pregrado) Universidad de Chile, Santiago de Chile, disponible en: https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/103384/pineda_d.pdf?sequence=3&isAllowed=y
- [10] Portafolio Casa editorial el tiempo (20 febrero 2019) primera planta de combustible sintético en el país sería en Cali. <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/primera-planta-de-combustible-sintetico-en-el-pais-seria-en-cali-526610>
- [11] Zero routine flaring by 2030, la iniciativa de las petroleras para reducir la emision de gases de efecto invernadero, Oil Channel, 19 febrero 2020, disponible en: <https://www.oilchannel.tv/noticias/zero-routine-flaring-by-2030-la-iniciativa-de-las-petroleras-para-reducir-la-emision-de-gases-de-efecto-invernadero>
- [12] Vicepresidencia de operaciones, regalías y participaciones -ANH “ Producción fiscalizada de gas por campo (millones de pies cúbicos por día calendario -MPCPD” Agencia nacional de hidrocarburos (ANH), Colombia, Enero a Junio 2021.
- [13] Medina Allison Melany , 2019, Modelo de logística inversa aplicado al aprovechamiento de dióxido de carbono asociado al gas de flama del campo Orito Putumayo (tesis pregrado) Universidad Elite.
- [14] Juan Carlos Vallejo y Sanchez Alvarado Carolina, 2019, evaluación técnico financiera de la viabilidad de la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica que permita el aprovechamiento del gas asociado al campo Orito,

Putumayo, (tesis pregrado) Universidad de América. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7651/1/5141861-2019-2-IP.pdf>

[15] Inquimicol SAS (industria química colombiana) Metanol. Disponible en <https://inquimicol.com/alcoholes/17/metanol>

[16] Morales Hernán y Torres Cristian, 2008, Tecnologías de captura y secuestro de CO2 tesis de pregrado, Pontificia Universidad Católica de Chile, Disponible en: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno08/co2capture/Informe%20captura%20y%20secuestro%20de%20CO2.pdf>

[17] Guía 4,19 Metanol, 15 de marzo del 2005, Disponible en: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/018903/Links/Guia19.pdf>

[18] Lozano Claudia Liliana, 2020, Alternativas de usos de la cascarilla de arroz (oriza sativa) en Colombia para el mejoramiento del sector productivo y la industria, Universidad de Yopal, Disponible en: <https://repository.unad.edu.co/bitstream/handle/10596/33698/cllozanor.pdf?sequence=1&isAllowed=y#:~:text=La%20industria%20arrocera%20colombiana%20produce,arrojada%20a%20cursos%20de%20agua%20>

[19] Centrales de biomasa y sus tipos, 10 octubre 2105, fundación Endesa, [En línea] Disponible en <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-renovables/central-de-biomas>

[20] Unidad de planeación minero energética, informe de gestión UPME, 2006, Ministerio de minas y energías, Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Informes_Gestion/GESTION_2006_UPME.pdf

[21] Energías renovables, diagnóstico barreras y propuestas, República Argentina, junio 2019, [En línea] Disponible en: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/novedades/EnergiasRenovables.pdf>

[22] Osorio Aguirre Liliana, 2019 análisis técnico económico para el uso de la cascarilla de arroz en la generación de energía eléctrica a partir del proceso de gasificación. Caso de estudio: Molino de arroz pacande de la ciudad de Villavicencio-meta, Bogotá D.c, Universidad Libre.

- [23] Álvarez Marcela, Naranja Valencia Liliana, 2015, Diseño conceptual de un gasificador para la producción de gas de síntesis a partir de residuos de poda generados en la universidad EAFIT (tesis de pregrado) Medellín , Universidad EAFIT disponible en: https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/8277/Marcela_AristizabalAlvarez_Liliana_ValenciaNaranjo_2015.pdf;jsessionid=9031F86F97F3CD618C43CF835B953DA6?sequence=2
- [24] García Luis Eduardo, 2011, Obtención de gas combustible a partir de la gasificación de biomasa en un reactor de lecho fijo, Bogotá, Universidad nacional de Colombia Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/7686/291461.2011.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [25] J. R Rostrup Nielsen. Hydrocarbon Processing 1982
- [26] Nagase, Takami. Cat. Today 1998 (45) 393-397
- [27] Yazhong Chen, Hengyong Xu, Xianglan Jin, Guoxing Xiong, Cat. Today (2006) 116 (3) 334-340
- [28] Sanchez Morlanez Natalia, Obtencion de hidrogeno mediante reformado catalítico de nafta con vapor de agua, 2015, (tesis doctoral) Universidad politécnica de valencia, Disponible en <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/2185/tesisUPV2623.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [29] Product yields and characteristics of rice husk, rice straw and corncob during fast pyrolysis in a drop-tube/fixed-bed reactor, 16 junio 2008, Janewit Wannapeera, Nakorn Worasuwanarak and Suneerat Pipatmanomai Disponible en: <http://rdo.psu.ac.th/sjstweb/journal/30-3/0125-3395-30-3-391-404.pdf>
- [30] Argumedo Berona, y Mora Manuel Enrique, 2021, análisis exergético de la generación de vapor mediante la combustión de gas de gasificación en lecho fijo de los residuos de la agroindustria del maíz (monografía pregrado) Universidad de Córdoba, Montería Disponible en: <https://repositorio.unicordoba.edu.co/bitstream/handle/ucordoba/4582/ArgumedoBeronaGermanElias-MoraAgamezManuelEnrique.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[31] Gutierrez edwin, y Carrascal, ecuacion de estado redlich-kwong-soave-boston-mathias, 2017 [En línea] Disponible <https://baixardoc.com/documents/ecuacion-de-estado-redlich-kwong-soave-boston-mathias-apa-5ca669654bb65>

[32] Juan Pérez, David Borge,, John Agudelo, Proceso de gasificación de biomasa: una revisión de estudios teórico – experimentales, 2009, Universidad de Antioquia, Disponible en <http://www.scielo.org.co/pdf/rfiua/n52/n52a09.pdf>

[33] Chavarria Andrey, Propuesta de un sistema de gasificación de residuos de hidrocarburos para aprovechamiento energético en el Plantel El Alto de RECOPE S.A. 2017, Instituto tecnológico de costa rica, Disponible en https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/9361/propuesta_sistema_gasificacion_residuos_hidrocarburos.pdf?sequence=1&isAllowed=y

[34] Matteo Gazzani, Daniel Sutter, Marco Mazzotti, 2014, Mejora de la eficiencia de una planta de captura de CO₂ de amoníaco refrigerado mediante la formación de sólidos: un análisis termodinámico, Disponible en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214019316>

[35] Gazzania Davide M. Turia Ahmed F. Ghoniemb Ennio Macchia Giampaolo Manzolinia 2014, Evaluación tecnoeconómica de dos sistemas de alimentación novedosos para un gasificador de alimentación seca en una planta IGCC con membranas de Pd para CO₂ capturar, Disponible en <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583614000796>

[36] Beatriz campos, análisis comparativo de los métodos de caja negra, blanca y gris de testing de software, para la propuesta de un método estándar de testing, 2012, (Tesis de pregrado) Pontificia universidad católica del ecuador, Disponible en <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7651/1/5141861-2019-2-IP.pdf>

[37] Juan Fernando Collazos y Jorge Alberto Guzmán, 2020, evaluación de la viabilidad de la inyección del co₂ asociado al campo orito, putumayo para su implementación como método de recobro mejorado,(tesis de pregrado) Universidad de América, Disponible en <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/8124/1/5142085-2020-III-IP.pdf>

[38] Basile, A., Pinacci, P., Tosti, S., De Falco, M., Evangelisti, C., Longo, T., Liguori, S. y Iulianelli, A. (2010). Reacción de desplazamiento de gas de agua en reactores de membrana basados en Pd. En 5º FORO SOBRE NUEVOS MATERIALES PARTE A. Tecnologías avanzadas de energía de combustibles fósiles, producción de hidrógeno y. Trans Tech Publications Ltd. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ast.72.99>

[39] Cieza Teylor G.C. y Ugaz Ketty O.L. (2018) Proyecto de prefactibilidad de instalación de una planta de producción de metanol a partir del gas natural. (Trabajo de grado.) Universidad nacional Pedro Ruiz Gallo. Perú <http://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/UNPRG/1582/BC-TEST-TMP424.PDF?sequence=1&isAllowed=y>

[40] Pérez Carmen. (2018) Estudio de viabilidad de una unidad de producción de metanol a partir de gas de síntesis. (Trabajo de grado.) Universidad politécnica de Cartagena <https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/7339/tfg-san-est.pdf?sequence=1>

[41] Peters, MS, Timmerhaus, KD y West, RE (2002). Diseño de plantas y economía para ingenieros químicos (5ª ed.). Profesional de McGraw-Hill.

[42] Capex: su importancia para las proyecciones financieras, Conexionesan, 6 de noviembre de 2018, en línea, disponible en: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2018/11/capex-su-importancia-para-las-proyecciones-financieras/>

[43] Dr. Luis Amendola, Ph.D, Dra. Tibaire Depool, PhD, María Castillo, GADE, MBA, Impacto de los capex y opex en la gestión de activos, 7 de julio 2016, [En línea] disponible en <https://www.linkedin.com/pulse/impacto-de-los-capex-y-opex-en-la-gesti%C3%B3n-activos-amendola/?originalSubdomain=es>

[44] Trading economics, 15 de noviembre 2021, Disponible en <https://tradingeconomics.com/indicators>