

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO
AZUL A PARTIR DE GAS NATURAL EN UN CAMPO COLOMBIANO

DAVID ANDRÉS ORTEGA GOYENECHÉ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA

2023

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO
AZUL A PARTIR DE GAS NATURAL EN UN CAMPO COLOMBIANO

DAVID ANDRÉS ORTEGA GOYENECHÉ

Trabajo de grado para optar título de Máster en Petróleo y Gas

Director:

Adan Yovani León Bermúdez, Ph.D.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA

2023

NOTA DE PROYECTO DE GRADO

(Va escaneada y con la información completa. Se diligencia al momento de hacer la sustentación)

AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UIS

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	13
2.	OBJETIVOS.....	17
2.1.	OBJETIVO GENERAL	17
2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
3.	MARCO REFERENCIAL	18
3.1.	MARCO TEÓRICO	18
3.1.1.	Reacciones Químicas para producción de hidrógeno.....	19
3.1.2.	Catalizadores para la producción de hidrógeno	22
3.1.3.	Esquemas de Proceso para la producción de hidrógeno.....	24
3.1.4.	Procesos De Captura De Carbono:	29
3.2.	EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA.....	35
3.2.1.	Estimación de Costos de Capital	36
3.2.2.	Corrección de Precios en Tiempo.....	37
3.2.3.	Corrección de Precios por Capacidad	38
3.2.4.	Corrección de Precios por Localización.....	38
3.2.5.	Investigación A Nivel Nacional en Colombia:.....	39
4.	METODOLOGIA.....	42
4.1.	SELECCIÓN DEL CAMPO PRODUCTOR	42
4.2.	ESTEQUIOMETRÍA, CINÉTICA DE REACCIÓN Y EFICIENCIA	47
4.3.	COMPOSICIÓN DEL GAS DE ENTRADA.....	47
4.4.	REQUERIMIENTO DE HIDRÓGENO – CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN..	48
4.5.	SELECCIÓN DE PROCESO DE PRODUCCIÓN	49
4.6.	UNIDADES DE PROCESO SELECCIONADAS, ESQUEMA DE SIMULACIÓN Y CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	51

4.7.	CONDICIONES DE ENTRADA MATERIAS PRIMAS Y DE SALIDAS DE PRODUCTOS	53
4.8.	COSTOS DE CAPITAL	54
4.9.	VARIABLES FINANCIERAS	55
5.	RESULTADOS	57
6.	DISCUSIÓN.....	61
6.1.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	61
6.2.	DISCUSIÓN DEL PROCESO	63
6.3.	CONCLUSIONES	64
7.	RECOMENDACIONES.....	65
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	66
9.	ANEXOS.....	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Rangos normales de distribución de las inversiones fijas de capital, divididos en Costos Directos y Costos Indirectos para plantas químicas multipropósito. Fuente: Peters, Timmerhays, West, 2002.	36
Tabla 2. Listado de Factores por Localización para diversos países en 2003. Fuente: Harmsen, Haan and Swinkels, 2018.....	39
Tabla 3. Composición del gas natural de los campos de la guajira. Fuente Mario Torres	48
Tabla 4. Propiedades del gas natural de la guajira. Fuente Mario Torres.....	48
Tabla 5. Condiciones de operación de las unidades de la simulación	52
Tabla 6. Rendimiento general del proceso	57
Tabla 7. Resumen de entradas y salidas de materia del sistema	58
Tabla 8. Resumen de costos de los equipos principales en USD 2019.....	58
Tabla 9. Resumen de costos indirectos incluidos en la estimación de costo de capital total	59
Tabla 10. Resumen de costos de materias primas y servicios. Tomado de Varias Fuentes.....	59

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Emisiones históricas de CO ₂ divididos por fuente de emisión.....	13
Figura 2. Métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Nikolaidis & Pulikkas.....	18
Figura 3. Diagramas de tipos de reactores de Reformado	25
Figura 4. Relaciones de Presión, temperatura y relación vapor/metano en la conversión de metano.....	25
Figura 5. Esquema industrial de producción de hidrógeno. Tomado de Collodi y Wheeler, 2009.....	26
Figura 6. Esquema de proceso para pirólisis de metano. Fuente: Sanchez-Bastardo, Schlögl y Ruland	29
Figura 7. Taza de absorción de CO ₂ por mol de amina en el solvente para Captura de Carbono. Tomado de Hasan, S. Abbas, A. y Nasr Ghasem	31
Figura 8. Esquema de proceso de captura de carbono con aminas. Tomado de Goel, Sudhakar y Shahi, 2019.....	32
Figura 9. Diagramas de proceso para la reacción reformado de metano con a) Loop Químico b) Sorción mejorada. Fuente: Antzaras & Lemonidou	34
Figura 10. Evolucion del indice CEPCI desde 1957 a 2019 junto con la evolución de sus factores constituyentes. Fuente: Harnsen, Haan y Swinkels 2018.....	37
Figura 11. Principales campos con reservas probadas de gas natural de Colombia. Fuente: Promigas.....	42
Figura 12. Balance de Producción nacional de gas según campo productor 2008 – 2017 Fuente: UPME	43
Figura 13. Mapa de delimitación de los bloques exploratorios offshore en la Provincia Gasífera del Caribe. Fuente: caracol.com.co	44
Figura 14. Mapa ubicación de la Cuenca de la Guajira. Fuente: Servicio Geológico Colombiano.....	46
Figura 15. Comportamiento de la conversión de metano a 20 bar en función de la temperatura para 3 concentraciones de vapor/metano. Tomado de Liu, Song y Subramani, 2009.....	50

Figura 16. Esquema de simulación en Hysys con las diferentes secciones de procesamiento.	52
Figura 17. Expectativas de inflación en Estados Unidos. Marzo 2023. Tomado de Bloomberg	55
Figura 18. Evolución de las tasas de financiación con créditos del Banco Interamericano de Desarrollo. Tomado del BID	56
Figura 19. Detalles del LCOH (Costo nivelado del hidrógeno) para el caso estudiado	60
Figura 20. Variación del costo de hidrógeno respecto al precio del gas natural	62
Figura 21. Variación del costo del hidrógeno respecto a la distancia al yacimiento de inyección de CO ₂	62
Figura 22. Variación del costo del hidrogeno respecto a varias variables financieras y contables.....	63

LISTA DE ANEXOS

Los anexos están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS

Anexo A: SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN DE HIDROGENO AZUL HYSYS
PROYECTO DE GRADO DAVID ORTEGA.hsc

Anexo B: HERRAMIENTA H2A PROYECTO DE GRADO DAVID ORTEGA.xlsm

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO AZUL A PARTIR DE GAS NATURAL EN UN CAMPO COLOMBIANO

AUTOR: DAVID ANDRES ORTEGA GOYENECHÉ

PALABRAS CLAVE: HIDRÓGENO, HIDRÓGENO AZUL, ANALISIS TÉCNICO-ECONÓMICO, TRANSICIÓN ENERGÉTICA, CAPTURA DE CARBONO, RUTA DEL HIDROGENO.

DESCRIPCIÓN: Se analizaron varios procesos para la producción de hidrógeno a partir de gas natural y de captura de carbono; mostrando sus ventajas y desventajas con énfasis en el rendimiento de la reacción, la cantidad de equipos requeridos y la experiencia de la industria en el proceso. A partir de esta revisión bibliográfica, se realizó una simulación en HYSYS del proceso de reformado de metano con vapor, acoplado con una unidad de captura y compresión del CO₂ con aminas, con el fin de obtener hidrógeno y dióxido de carbono en condiciones comerciales. Finalmente, la información de la simulación se utiliza para determinar la eficiencia, el consumo de servicios y la cantidad de hidrógeno producida para posteriormente hacer un análisis económico del proceso simulado y poder encontrar un valor por kilogramo de hidrógeno (levelized cost). El costo del hidrógeno permitió comparar el proceso simulado contra los datos estimados en la Ruta del Hidrogeno, desarrollada por el gobierno de Colombia para evaluar el potencial del desarrollo de la industria en el país.

ABSTRACT

TITLE: TECHNO-ECONOMIC ASSESSTMENT FOR BLUE HYDROGEN PRODUCTION FROM NATURAL GAS IN A COLOMBIAN GAS FIELD.

AUTHOR: DAVID ANDRES ORTEGA GOYENECHÉ

KEY WORDS: HYDROGEN, BLUE HYDROGEN, TECHNO-ECONOMIC ASSESTMENT, ENERGY TRANSITION, CARBON CAPTURE, HYDROGEN ROUTE.

DESCRIPTION: Several processes for hydrogen production from natural gas and carbon capture were analyzed to explain their advantages and disadvantages, emphasizing in reaction yield, number of mayor equipment and industry's experience in the process. From this review, a steam methane reforming (SMR) process with a carbon capture unit with amines and CO₂ compressor were simulated in Aspen HYSYS, to deliver hydrogen and carbon dioxide at commercial conditions. Finally, information from the simulation was used calculate efficiency, utility's consumption, and rate of hydrogen production to perform an economic analysis of the process, finding the levelized cost of hydrogen. The cost of the hydrogen obtained was compared against the data estimated at the "Hydrogen Route", developed by the government of Colombia to evaluate the industry potential.

1. INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos tiene un problema que amenaza su continuidad, la percepción de la sociedad sobre el uso de la energía fósil por cuenta de los impactos que genera en el medio ambiente, principalmente el cambio climático.

Estas emisiones antropogénicas, como se observa en la Figura 1 son principalmente por cuenta de la necesidad de producir energía para potenciar la productividad y el estándar de vida de nuestras sociedades modernas.

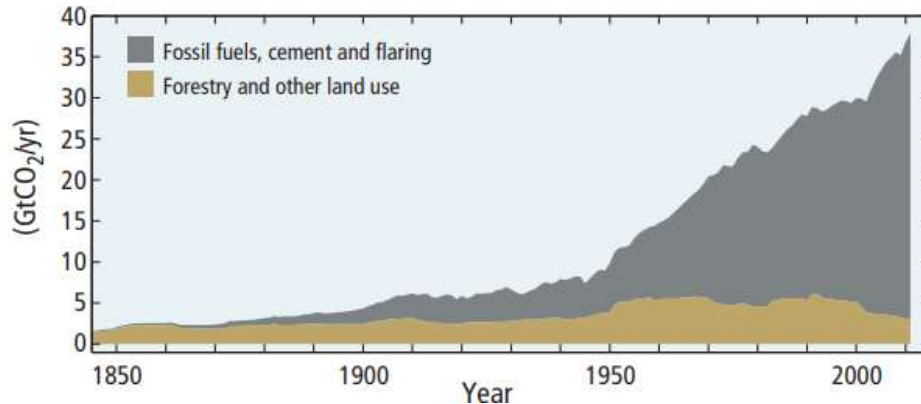


Figura 1. Emisiones históricas de CO₂ divididos por fuente de emisión. Tomada del IPCC Climate Change 2014 Synthesis report.

No obstante, la sociedad cada vez demanda más energía y no es aceptable adaptar soluciones que impliquen restringir su consumo y sacrificar su desarrollo. Esto plantea la disyuntiva en la cual la sociedad moderna no debe reducir su bienestar económico y por tanto necesita más energía, pero que solicita una fuente energética que no tenga efectos nocivos sobre el ambiente en general.

Por esta razón, cada vez más esfuerzos se están enfocando a las energías renovables, especialmente a las renovables no convencionales como la energía solar y eólica. Estas energías provienen de fuentes inagotables en escalas de tiempo humanas y permiten una generación eléctrica sin emisiones directas de

gases de efecto invernadero, por lo que empresas y gobiernos de todo el mundo están invirtiendo grandes capitales en desarrollar la infraestructura necesaria para su explotación.

Sin embargo, estas soluciones producen principalmente energía eléctrica y son muy buenas para necesidades que ya están electrificadas, como los usos en el hogar; o para necesidades fácilmente electrificables, como la automoción personal; pero no son fácilmente adaptables a ciertos sectores que requieren cantidades de energía muy altas para trabajo pesado como en el transporte aéreo, marítimo y de carretera.

También hay un reto importante en que estas fuentes de energía son de naturaleza intermitente y por tanto no pueden por sí mismas acoplarse a la demanda energética.

Por lo anterior, el desarrollo de fuentes de almacenamiento de energía es un punto de interés en la investigación actual, siendo el hidrógeno una forma de almacenamiento de energía química la cual cobra especial relevancia. La energía contenida en estos compuestos puede ser almacenada y utilizada según el requerimiento de la demanda.

El hidrógeno, como combustible, presenta la ventaja de que cuando reacciona con oxígeno, libera una cantidad relevante de calor y su residuo es principalmente agua, que no tiene un efecto sobre el medio ambiente ni sobre la salud de los usuarios.

La industria tiene una amplia experiencia en el uso de hidrógeno como materia prima, siendo usado ampliamente por la industria química para la producción de fertilizantes, para tratamiento de hidrocarburos en refinación o para producción de metanol, pero no se usa ampliamente como una forma de transportar energía.

Esto ha sido porque, en principio el hidrógeno no se puede encontrar en forma libre en la tierra debido a su reactividad, sino que se separa industrialmente a partir del carbón y de gas natural como vector energético. Sin embargo, este proceso puede

ser usado como transición a una economía descarbonizada utilizando la infraestructura instalada, a partir de hidrocarburos y acoplándola con captura de carbono, que podría reducir considerablemente las emisiones¹.

Para generar claridad en este tema del aporte a la descarbonización, se ha generado una escala de colores para clasificar el hidrógeno según la fuente de energía de la que proviene y de las emisiones resultantes²:

Gris/ Marrón / Negro: Producido a partir de combustibles fósiles y sin captura de las emisiones de CO₂. No representa un cambio para la matriz energética actual.

Azul: Su producción utiliza combustibles fósiles, principalmente gas, pero implementa captura de carbono para reducir considerablemente las emisiones.

Turquesa: También utiliza combustibles fósiles, pero realiza un proceso de pirólisis que genera carbono en forma sólida, evitando su emisión.

Amarillo: Es producto de la electrólisis del agua, donde la energía proviene de energía nuclear.

Verde: También es producto de la electrólisis del agua pero la energía proviene de fuentes renovables.

Esta escala, y la política que han adoptado los gobiernos, permite a la industria del petróleo explorar herramientas y tecnologías relacionadas con el hidrógeno azul que le permitan mantenerse en el negocio, y cumplir al tiempo con los requerimientos que la sociedad y el mercado plantean: una fuente de energía económica y confiable que no perjudique el medio ambiente y evite el calentamiento global.

¹ IEA. The Future of Hydrogen: Seizing today opportunities. 2019

² Noussan Michel et al. The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition – A technological and geopolitical perspective. Sustainability, 2021. 13, 298

De esta manera, la industria podría aportar una fuente de energía accesible y con procesos productivos eficientes que, al combinarse con una recuperación del carbono producido y una reducción generalizada de las emisiones, podría alcanzar una existencia sostenible a nivel mundial.

Debido a lo anterior, el presente trabajo de aplicación busca contribuir a la contextualización de las tecnologías y en la evaluación económica sobre la producción de hidrógeno para dar una perspectiva de comparación a nivel industrial.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis técnico-económico para la producción de hidrógeno azul a partir del gas natural de un campo colombiano.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los procesos de producción de hidrógeno azul y las tecnologías existentes por medio de fuentes bibliográficas.
- Simular una planta piloto para la producción de hidrógeno azul a partir del aprovechamiento de gas natural usando simulación HYSYS.
- Determinar un precio por unidad del hidrógeno producido.
- Comparar el precio del hidrógeno con lo establecido en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia.

3. MARCO REFERENCIAL

3.1. MARCO TEÓRICO

La investigación sobre la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono para la transición energética ha traído especial atención en los últimos 10 años.

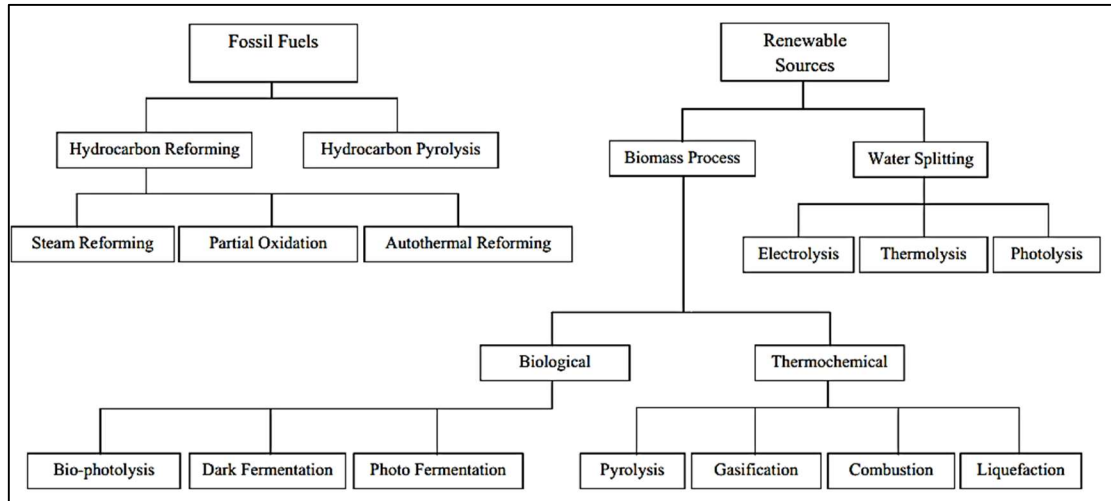


Figura 2. Métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Nikolaidis & Pulikkas

La transición energética plantea la necesidad de utilizar la energía primaria de los combustibles fósiles para producir hidrógeno en plantas centralizadas con recuperación y captura del CO₂, y de esta manera evitar su emisión a la atmósfera. Este hidrógeno puede posteriormente ser utilizado por los consumidores finales. La Figura 2, permite apreciar la clasificación entre origen renovable y fósil; y las principales rutas para su obtención.

Las rutas de producción de hidrógeno desde combustibles fósiles son: el reformado con vapor, la oxidación parcial, el reformado autotérmico y la pirolisis, siendo el reformado con vapor el proceso más utilizado industrialmente para la producción comercial de hidrógeno.

En la siguiente sección se presentarán las principales diferencias de estas rutas de producción de hidrógeno.

3.1.1. Reacciones químicas para producción de hidrógeno

Reformado de Metano con Vapor

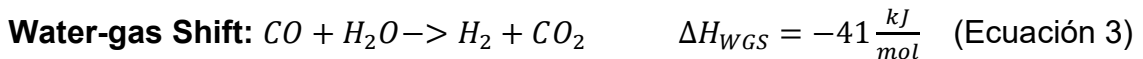
La reacción más importante para la producción de hidrógeno a nivel industrial es el reformado de metano con vapor. Se prefiere usar gas natural debido a su menor costo en relación con otros hidrocarburos, y debido a su mayor contenido de hidrógeno en su composición.

La reacción de reformado con vapor permite la producción de hidrógeno a alta temperatura y a media presión de manera rentable y energéticamente eficiente a partir de gas natural desulfurado y vapor de agua (Ecuación 1)³.



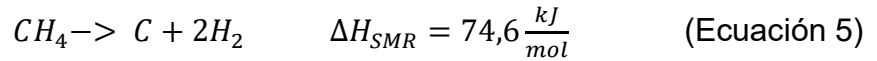
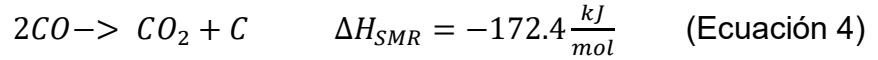
El proceso de reformado de metano con vapor involucra dos reacciones; la propia reacción de reformado con vapor que produce hidrógeno y monóxido de carbono y la reacción adicional de water-gas shift (WGS) que consume el monóxido de carbono producido y produce dióxido de carbono e hidrógeno.

La estequiometría de las reacciones principales en este proceso son las Ecuaciones 1 y 2.



³ Air Liquide. Producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor. Disponible en: <https://www.engineering-airliquide.com/es/produccion-hidrogeno-por-reformado-metano-con-vapor>

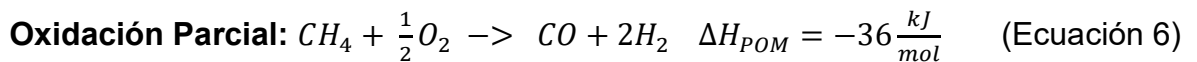
Adicionalmente se producen una serie de reacciones no deseadas, principalmente aquellas que forman coque, ya que el carbono sólido ensucia el catalizador.



De aquí se puede indicar que la reacción de reformado del metano es fuertemente endotérmica, pero produce la mayor cantidad de hidrógeno. Siguiendo el principio de Le Chatelier y evaluando la entalpía de formación y el aumento de moles totales en la reacción, se puede inferir que la reacción de reformado se ve favorecida por alta temperatura y baja presión dentro del reactor. Además de esto, un exceso de vapor de agua permite favorecer las reacciones que consumen vapor debido a las reacciones complementarias⁴.

Oxidación Parcial de Metano

Otro camino para producir hidrógeno es realizar una oxidación parcial del gas natural con una cantidad de oxígeno menor a la estequiométrica. En estas condiciones, la combustión del gas natural produce principalmente gas de síntesis (monóxido de carbono e hidrógeno), como se observa en la Eq 6.



Posteriormente a esta reacción, se puede incluir otra reacción de “water-gas shift” para producir una cantidad adicional de hidrógeno y evitar la producción de monóxido de carbono.

⁴ Subramani, Velu et al. Catalytic Steam Reforming technology for the Production of Hydrogen and syngas. Chapter 2. American Institute of Chemical Engineers, 2010.

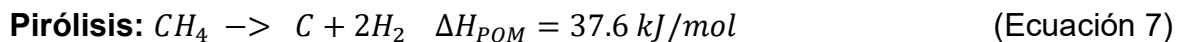
Como se observa en la Ecuación 6, esta reacción, a diferencia de la de reformado, es exotérmica y mas rápida. Sin embargo, produce menos hidrógeno a partir de la misma cantidad de gas natural⁵.

Reformado Autotérmico de Metano

Se considera una unión de los dos metodos anteriores, donde en un mismo reactor se realiza el reformado con vapor mientras una corriente de oxígeno realiza una oxidación parcial del gas. Esto permite que el calor proveniente de la oxidación parcial promueva la reacción de reformado del vapor⁶.

Pirólisis de Hidrocarburos

Corresponde a la descomposición térmica del hidrocarburo mediante calor, en ausencia total de agua o aire. La reacción de pirólisis se puede observar en la Ecuación 7.



Se observa que la reacción no requiere reactivos adicionales y por tanto todo el hidrógeno proviene del hidrocarburo es sometido a la pirólisis. Adicionalmente se debe considerar que el carbono producido se encuentra en estado sólido, lo que puede facilitar su manejo para evitar su emisión a la atmósfera.

⁵ Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. Hydrogen Production: Natural Gas Reforming. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>. Visitado el: 22 de Mayo de 2022.

⁶ Nikolaidis P. y Poullikkas A. A comparative overview of hydrogen production porcesses. Renewable and Sustainable Energy Reviews 67 (2017) Pag 597 – 611.

3.1.2. Catalizadores para la producción de hidrógeno

Reformado de Metano con Vapor

La catálisis de la reacción de reformado de metano con vapor puede ser realizada con diferentes metales, principalmente rodio, níquel, rutenio y paladio. El más utilizado industrialmente es el níquel debido a su suficiente actividad y bajo costo⁷. Usualmente se usa el catalizador de níquel sobre una base de óxido de aluminio y tiene una vida útil de alrededor de 5 años; debido a la desactivación por coque.

En esta línea Hou, Kaihu *et al.*, 2001 plantean un modelo cinético de reacción basado en la absorción del metano y del vapor en dentro del catalizador, que luego produce la disociación del metano, concluyendo que las etapas limitantes de la reacción son las transferencias de masa y energía hacia las partículas del catalizador de Ni/ α -AlO₂⁸. Este análisis se extiende tanto a la reacción de reformado de metano como la de water-gas shift (WGS).

En cuanto a otros metales, Kusakabe *et al.*, 2004, demostraron con pruebas termocatalíticas el efecto con varias formulaciones de catalizadores de níquel, paladio, rodio y rutenio a bajas temperaturas en el intervalo de 500°C a 800°C, los cuales determinaron que las mayores conversiones se obtienen con catalizadores de rodio, llegando a superar el 90% del metano a temperaturas de 800°C, con una misma configuración de catalizador sobre una estructura de zirconio (Ce-ZrO₂). En orden descendente siguen el rutenio, el paladio y finalmente el níquel, los cuales

⁷ Subramani, Velu et al. Catalytic steam reforming technology for the production of hydrogen and syngas. Chapter 2. American Institute of Chemical Engineers, 2010.

⁸ Kaihu, Hou and Hughes, Ronald. The kinetics of methane steam reforming over a Ni/ α -AlO₂ catalyst. Chemical Engineering Journal 84, 2004

permiten conversiones ligeramente superiores al 60%⁹. Sin embargo, el catalizador de níquel tiene un precio considerablemente más bajo.

Para la reacción de WGS se puede usar varios tipos de catalizadores. Para las reacciones a alta temperatura se utilizan catalizadores de óxido de hierro, con cierta cantidad de óxido de cromo para evitar la sinterización¹⁰. Estos catalizadores son bastante económicos y solo debe mantenerse un exceso de vapor para evitar la reducción del catalizador.

Para la etapa de baja temperatura pueden usarse catalizadores de cobre-zinc o de cobalto-molibdeno. El catalizador de cobre-zinc es activo a temperaturas de 200°C pero es bastante sensible a envenamiento con azufre y cloruros. Con un control adecuado de los contaminantes el catalizador puede durar de 1 a 2 años. Para combustibles más sucios es posible utilizar el catalizador de cobalto-molibdeno, que tiene resistencia al azufre. También tiene un rango de temperaturas que va de los 200°C hasta los 450°C, con una vida útil de hasta 2 años¹¹.

Oxidación Parcial de Metano

En general, la catálisis de la reacción de oxidación parcial guarda bastante similitud con la del reformado de metano con vapor. Por esta razón, se ha documentado que el níquel (Ni) tiene una alta selectividad para producir monóxido de carbono a través de la oxidación parcial, sin embargo, también favorece la producción de coque o carbono en el reactor y eventualmente llevan a su desactivación¹².

⁹ Kusakabe K., Sotowa K., Eda T. y Iwamoto Y. Methane Steam reforming over Ce-ZrO₂-supported noble metal catalysts at low temperature. Fuel Processing Technology 86, 2004

¹⁰ Planton A., Wang Y. Water-Gas Shift Technologies. Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. American Institute of Chemical Engineers, 2010.

¹¹ Planton A., Wang Y. Water-Gas Shift Technologies. Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. American Institute of Chemical Engineers, 2010.

¹² York, A.; Xiao, T. y Green, M. Brief Overview of the partial oxidation of methane to synthesis gas. Topics in Catalysis, Vol 22, Nos 3-4. April 2003

Otros compuestos metálicos, como metales nobles o metales de transición, pueden ser agregados a la matriz del catalizador para inhibir y disminuir la formación de carbono en la superficie del catalizador.

Pirólisis de Hidrocarburos

Para la reacción de pirólisis de hidrocarburos es posible contar con catalizadores metálicos y no metálicos. Los catalizadores metálicos, al igual que para las reacciones anteriores, corresponden principalmente a níquel (Ni), cobalto (Co) y hierro (Fe), pero presenta el problema de la formación de carbono o coque en su superficie que desactivan el catalizador.

Los catalizadores no metálicos son principalmente estructuras de carbono como carbono activado, carbón negro, grafito, polvo de diamantes o nanotubos de carbono. Aunque el mecanismo de reacción del carbono con el metano se desconoce, presenta ventajas sobre los catalizadores metálicos como su ciclo más largo, no necesitan regeneración, bajo costo, almacenamiento constante del carbono producido sin emitir dióxido de carbono¹³.

3.1.3. Esquemas de Proceso para la producción de hidrógeno

Proceso de Reformado de Metano con Vapor

El esquema de proceso estándar para la reacción de reformado de metano con vapor consta de un reactor principal donde ocurre la reacción endotérmica de reformado. Este reactor es de lecho fijo y con calentamiento para permitir una temperatura constante. En la Figura 3, se muestran las configuraciones más comunes de reactor donde se permite dirigir el calor de la combustión hacia los tubos recubiertos con el catalizador.

¹³ Sanchez-Bastardo, N.; Schlögl, R. y Ruland, H. Methane pyrolysis for CO₂-free H₂ production: A green process to overcome renewable energy unsteadiness. Chemie Ingenieur Technik, No 92. Pag 1596 – 1609. July 2020

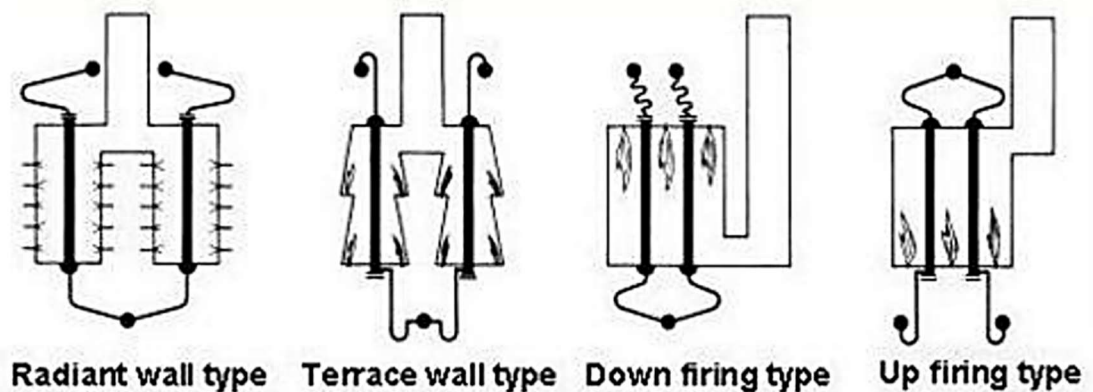


Figura 3. Diagramas de tipos de reactores de Reformado

Las condiciones de reacción de los reactores de reformado, siendo esta endotérmica y siguiendo el principio de Le Chatelier son de alta temperatura y de baja presión.

El comportamiento de estas variables en la conversión del metano se puede observar en la Figura 4.

Efectivamente se observa que la reacción se beneficia de una alta temperatura, una baja presión y una relación alta de vapor respecto al metano. Sin embargo, la presión de operación de estos reactores no es tan baja, como se muestra en las gráficas de la Figura 4, porque se requerirían la instalación de compresores posteriores para continuar con proceso de purificación.

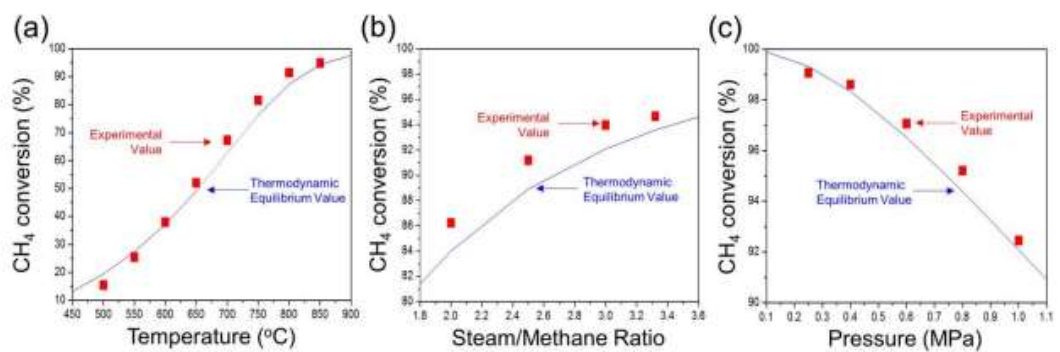


Figura 4. Relaciones de Presión, temperatura y relación vapor/metano en la conversión de metano

Posteriormente se incluye un reactor de Shift Conversion para permitir convertir la mayoría del monóxido de carbono a dióxido de carbono y aumentar el rendimiento de hidrógeno.

Finalmente, los efluentes de los reactores pasan a una unidad de PSA para permitir la separación en dos corrientes, una rica en hidrógeno y una con todos los gases de dióxido de carbono para su captura.

El esquema de procesos estándar se puede observar en el diagrama de bloques de la Figura 5.

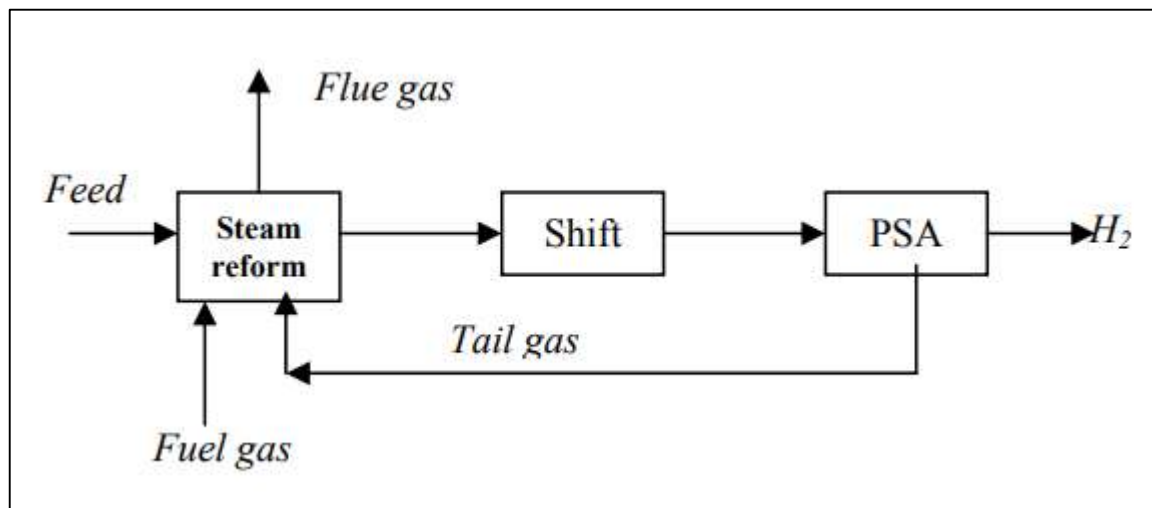


Figura 5. Esquema industrial de producción de hidrógeno. Tomado de Collodi y Wheeler, 2009

Algunos de los detalles más relevantes para la producción de hidrógeno industrial mediante reformado con vapor son:

Desulfuración: Debido a que el catalizador de la reacción de reformado es sensible al azufre, el proceso de reformado con vapor debe comenzar con una desulfuración del gas de alimentación.

Reactor de reformado: El gas desulfurado aumenta su temperatura hasta los 1000 °F para entrar al reactor de reformado. La reacción endotérmica

requiere de el suministro constante de energía, usualmente de la combustión de más gas natural, aumentando la temperatura hasta incluso lo 1700 °F¹⁴. Los efluentes del reactor son hidrógeno, monóxido de carbono y el exceso de vapor, con leves concentraciones de metano y de dióxido de carbono.

Reactor de WGS: El efluente del reformado pasa a uno o varios reactores que permiten la conversión del gas de síntesis y el vapor en dióxido de carbono e hidrógeno en una reacción exotérmica que se permite temperaturas más bajas. En los esquemas de dos reactores la primera etapa de reacción suele llevarse a temperaturas entre 300 °C y 550 °C y a la presión de salida del reformado. Su objetivo es reducir la concentración de monóxido de carbono desde el 10% hasta el 3%. La segunda etapa de reacción, operando a temperaturas menores 250°C busca reducir la concentración de monóxido hasta niveles de 0.2%¹⁵.

Unidad PSA (Pressure Swing adsorption): Finalmente, el efluente de las reacciones pasa por una unidad PSA, que permite separar el hidrógeno puro del resto de componentes. Esta es una tecnología que permite recuperar entre el 70 y el 84% del hidrógeno producido con una concentración del 99.9%¹⁶.

Si el gas trabaja con hidrocarburos más pesados que el metano, se incluyen un pretratamiento al reformado, que es un reactor endotérmico que funciona a una temperatura menor y permite convertir los hidrocarburos más pesados en gas

¹⁴ Iaquaniello G., Palo E., Salladini A. An Overview of today's industrial processes to make hydrogen and future developments trend. Hydrogen Production and Energy Transition

¹⁵ Planton A., Wang Y. Water-Gas Shift Technologies. Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. American Institute of Chemical Engineers, 2010.

¹⁶ Sincar S., Golden T. Pressure Swing Adsorption Technology for Hydrogen Production. Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. American Institute of Chemical Engineers, 2010.

natural, porque los hidrocarburos más pesados son más propensos a formar hollín en el reactor de reformado¹⁷.

Proceso para Oxidación Parcial de Metano

El esquema de proceso para la oxidación parcial del metano es bastante similar al del reformado con vapor, pero incluye una etapa de separación de oxígeno puro para su inyección al reactor principal de oxidación parcial. La conversión del metano y la producción de hidrógeno para esta reacción es máxima en una temperatura alrededor de los 1050 K¹⁸.

El efluente del reactor de oxidación parcial puede ser mezclado con vapor y pasado posteriormente a un reactor de Shift Conversion, para aumentar la producción de hidrógeno y evitar la emisión de monóxido de carbono. Finalmente, todos los productos de las reacciones pasan a una unidad de PSA para permitir la recuperación del hidrógeno con la pureza adecuada para su utilización, mientras el resto de la corriente pasa a una captura de carbono.

Proceso para Pirólisis del gas natural

El esquema de proceso para la reacción de pirólisis se diferencia de los demás procesos por el tipo de reactor necesario para la reacción. Este reactor generalmente es de tipo lecho fluidizado para permitir la remoción constante del carbono producido y el mantenimiento de un tamaño de partícula adecuado del catalizador¹⁹, como se muestra en la Figura 6.

¹⁷ Calogero G., Freni S. y Cavallaro S. Hydrogen production from methane through catalytic partial oxidation reactions. *Journal of Power Sources* 87 (200). Pag 28 – 38.

¹⁸ York A., Xiao T. y Green M. Brief overview of the partial oxidation of methane to synthesis gas. *Topics in Catalysis* Vol 22. Abril 2003. Nos. 3-4

¹⁹ Sanchez-Bastardo N., Schlögl R. y Ruland H. Methane Pyrolysis for CO₂-free H₂ production: A Green process to overcome renewable energies unsteadiness. *Chemie Engineer Technik*, No 92. Pag 1596 – 1609. July 2020

El efluente gaseoso de este vapor es un gas formado principalmente por hidrógeno y metano, que luego pasa a una separación y recirculación del metano, mientras que el efluente sólido, que esta compuesto por catalizador y carbono producido, pasan a un procesamiento para devolver el catalizador y almacenar el carbón.

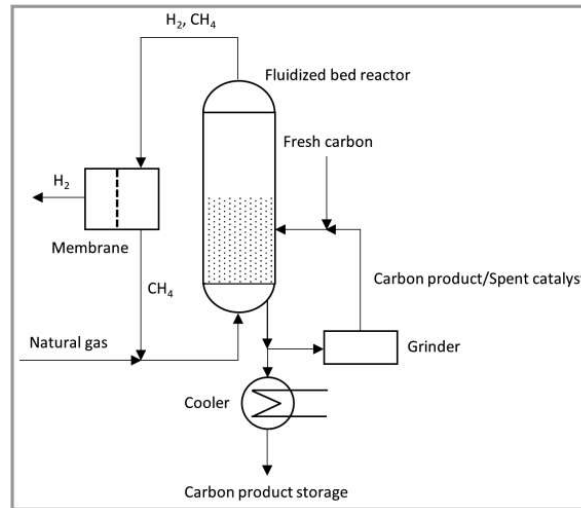


Figura 6. Esquema de proceso para pirólisis de metano. Fuente: Sánchez-Bastardo, Schlögl y Ruland

3.1.4. Procesos De Captura De Carbono:

Una unidad de captura de carbono corresponde a la etapa de proceso en la que se retira el dióxido de carbono de la corriente de gas del efluente que sale del reformador y los exostos de hornos. Sin embargo, esta etapa puede ser post combustión o pre-combustión.

Captura de Carbono Post-Combustión

Desde una perspectiva post combustión, el problema de retirar el dióxido de carbono de la corriente de aire es análogo del proceso de endulzamiento de gas natural durante su procesamiento. Usualmente, el gas ácido sometido a endulzamiento es un gas con concentraciones altas de azufre y CO₂, y su contacto con varias soluciones formuladas en el proceso de endulzamiento se obtiene la capacidad de retener efectivamente ambos contaminantes. Algunos procesos, como el sulfatreat

y las mallas de hierro no funcionan realmente para retener el dióxido de carbono²⁰ pero los tamices moleculares, los solventes químicos y los solventes físicos, son tecnologías comerciales que pueden ser adaptadas para la captura de carbono²¹.

Solventes Químicos

Los solventes químicos más utilizados son principalmente las aminas, que son una tecnología probada con más de 100 años de experiencia, especialmente desde la patente de Bottoms, en 1930, para la remoción de gases ácidos del gas natural²². Las más comúnmente usadas son las aminas MEA (Metiletanoamina), DEA (dietiletanoamina) y MDEA (Metildietilamina). También se ha documentado el uso de piperazina (PZ) o aminomethylpropanoamina (AMP)²³. Estas aminas son bases débiles que permiten aumentar la solubilidad del dióxido de carbono en el agua, formando iones carbonatos.

Las consideraciones para tener en cuenta en la escogencia adecuada del solvente para separar el dióxido de carbono son por ejemplo la capacidad de absorción de CO₂, medido en moles de CO₂/moles de amina (ver Figura 7); el calor de regeneración requerido por la amina; y la resistencia de la amina a la degradación.

²⁰ Stuart M., Arnold K. Gas Sweetening and Processing. Gulf Professional Publishing. Elsevier. 2011

²¹ Goel, M., Sudhakar, M. and Shahi, RV. (2019) Carbon Capture, Storage and Utilization. 1st edn. CRC Press. Available at: <https://www.perlego.com/book/1500352/carbon-capture-storage-and-utilization-a-possible-climate-change-solution-for-energy-industry-pdf> (Accessed: 22 April 2023).

²² Rochelle, G. Amine Scrubbing for CO₂ capture. Science vol 325. Septiembre 2009

²³ Xue, B. Yu, Y. Chen, J. A comparative study of MEA and DEA for post-combustion CO₂ capture with different process configurations.

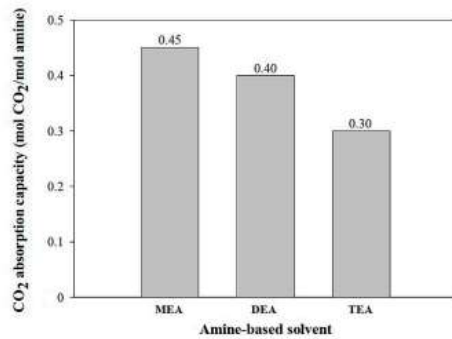


Figura 7. Taza de absorción de CO₂ por mol de amina en el solvente para Captura de Carbono. Tomado de Hasan, S. Abbas, A. y Nasr Ghasem

Esta tecnología probada es utilizada por ejemplo por Shell plc²⁴. Según el trabajo de Yamada Hidetaka, 2020²⁵ de las 19 mayores instalaciones en funcionamiento para la captura de carbono, 9 funcionan con absorción con aminas.

Este proceso de captura de carbono, al igual que en el endulzamiento, usualmente consta generalmente de dos etapas: un proceso de absorción a alta presión y baja temperatura; y un proceso de desorción a baja presión y alta temperatura, como se puede observar en la Figura 8.

²⁴ Jasi, Amanda. Shell provides CO₂ capture technology to Humber Zero. Disponible en: www.thechemicalengineer.com. Visitado el 24 de febrero de 2022.

²⁵ Yamada, Hidetaka. Amine-based capture of CO₂ for utilization and storage. En: Polymer Journal. 2020

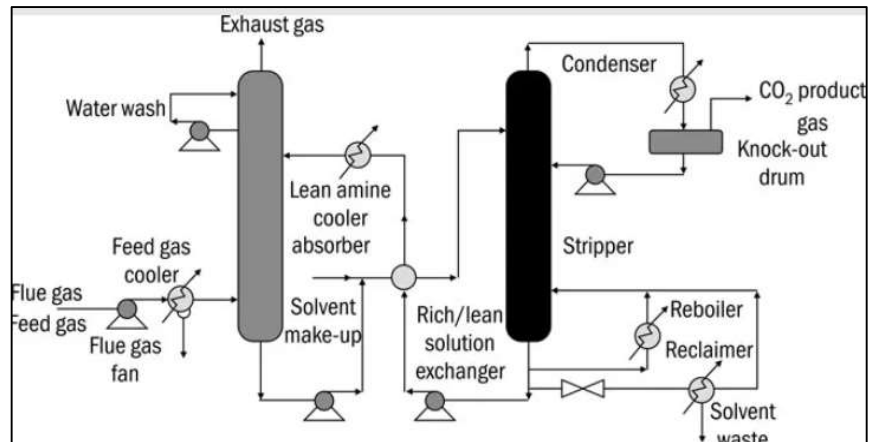


Figura 8. Esquema de proceso de captura de carbono con aminas. Tomado de Goel, Sudhakar y Shahi, 2019

Sin embargo, desde su conceptualización, el proceso ha podido también considerado operar con baja presión incluso en la zona de absorción de dióxido de carbono²⁶. Esto implica principalmente una menor absorción de CO₂, pero no impide su operación.

Solventes Físicos

En los solventes físicos, el proceso utiliza el cambio de solubilidad de los gases ácidos a diferentes presiones en diferentes solventes. Estos gases ácidos luego son evaporados por flasheo del solvente para permitir su reutilización. Por lo general son métodos útiles para reducir altas concentraciones²⁷.

Algunos de estos procesos utilizan metanol enfriado (Proceso Rectisol), N-metil-2-pirolidona (Proceso Purisol), polietilenglicol (Proceso Solexol) o carbonato de

²⁶ Bottoms, R. R. Process for Separating Acid Gases. United States Patent Office for The Glinder Corporation. Octubre de 1930

²⁷ Stewart M. Surface Production Operations. Gulf Professional Publishing, Elsevier. Third Edition. 2014.

propileno (Proceso Fluor). Su principal desventaja es que requieren altas presiones parciales del dióxido de carbono, por encima de los 188 psi²⁸

Captura de Carbono Pre-Combustión

Los procesos de captura de carbono pre combustión son aquellos que se diseñan para impedir que el dióxido de carbono se mezcle con aire, de manera que se genera un gas de exosto en el sentido tradicional. Unos ejemplos de estos sistemas son la oxy-combustión o el “*chemical looping combustion*” (combustión química en ciclo).

Proceso de Oxy-Fuel Combustion

El proceso de Oxy-Fuel combustion es el nombre que recibe el uso de oxígeno purificado para realizar la combustión de cualquier combustible. Esto permite reducir los compuestos mezclados con el dióxido de carbono, el cual presenta un mayor porcentaje del gas; y permite reducir el volumen del gas de exosto de alrededor del 75%.

Otra ventaja de este proceso es que el agua producto de la combustión, que es el otro mayor compuesto presente en el gas de exosto, se puede separar mediante la condensación del agua.

Sin embargo, un problema considerable de la técnica es que la combustión con oxígeno puro va a generar temperaturas mucho más altas en los quemadores, lo .que puede llevar a daños de los equipos por efectos de integridad (Goel, Sudhakar and Shahi, 2019). Por esta razón, es común hacer una recirculación del gas de exosto que sale para aumentar el volúmen total y disminuir la temperatura de salida.

²⁸ Goel, M., Sudhakar, M. and Shahi, RV. (2019) Carbon Capture, Storage and Utilization. 1st edn. CRC Press. Available at: <https://www.perlego.com/book/1500352/carbon-capture-storage-and-utilization-a-possible-climate-change-solution-for-energy-industry-pdf> (Accessed: 28 November 2022).

Proceso de Syngas Chemical Loop Combustion

El CLC (Combustión de Circuito Químico) es y más específicamente en la producción de hidrógeno donde se separan las etapas de oxidación y de reducción del proceso de reformado. Entre los dos reactores existe un flujo de materia que corresponde a un portador de oxígeno. Este carrier normalmente es un metal que entra en su forma de óxido en contacto con el combustible.

El combustible se oxida y el metal se reduce generando CO_2 y agua. Posteriormente el metal pasa a un reactor de oxidación donde entra en contacto con vapor. Aquí el vapor se reduce, generando hidrógeno y el metal se oxida. Finalmente el carrier puede pasar a un incinerador donde el metal se regenera mediante una combustión rápida que puede además permitir la obtención de energía del calor generado (LI *et al.*, 2010).

Del reactor de reducción se obtiene el dióxido de carbono y el vapor de la combustión, del reactor de oxidación se obtiene hidrógeno puro y agua, como se observa en la Figura 9. Esto implica que la separación del CO_2 del hidrógeno está intrínsecamente incorporada en el proceso y facilita la captura del carbono generado mediante la condensación del agua generada.

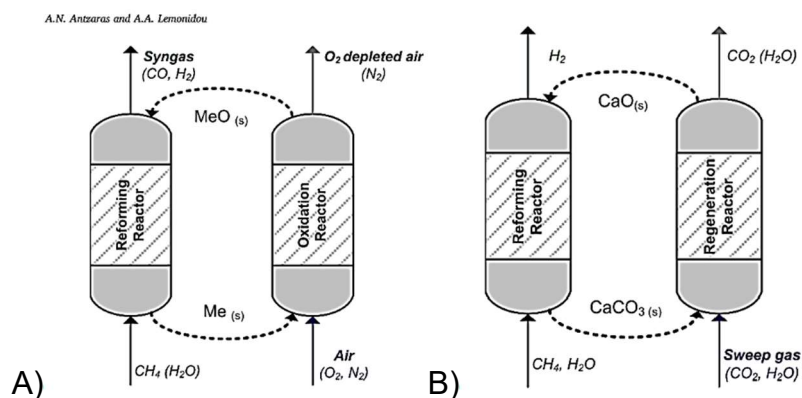


Figura 9. Diagramas de proceso para la reacción reformado de metano con a) Loop Químico b) Sorción mejorada. Fuente: Antzaras & Lemonidou

3.2. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La evaluación técnico-económica es una herramienta para el costeo de unidades de procesos y para la estimación del desempeño financiero, el cual toma bases consistentes entre procesos alternativos para evaluar tecnologías sobre esquemas financieros²⁹.

El objetivo de una evaluación técnico-económica es poder ofrecer un precio final de comparación que considere la tasa interna de retorno del proyecto, y al final permita generar una unidad de comparación para evaluar con otras alternativas.

Para poder realizar la evaluación técnico-económica de un proyecto con varias alternativas, es necesario poder tener una perspectiva de todos los costos y las variables económicas que van a influenciar este proyecto, por lo que se debe realizar una estimación de factores como el costo de capital, y los costos de operación fijos y variables del proyecto.

Los factores que se incluyen en los costos de capital de un proyecto de ingeniería como costos directos están compuestos principalmente por los equipos mayores de proceso y la instalación de estos. Luego debe tenerse en cuenta aspectos especializados como la instrumentación, las tuberías y los equipos eléctricos necesarios. Finalmente se consideran aspectos más comunes como la tierra necesaria, las adecuaciones del terreno, los edificios y los servicios industriales; y costos indirectos, como los servicios de ingeniería y supervisión, gastos de construcción, las tarifas de los contratistas y contingencias. Una ponderación común de estos costos en proyectos de ingeniería puede observarse en la Tabla 1

²⁹ Michael Penev. Techno Economic Modelling with H2A and H2FAST. National Renewable Energy Laboratory. 9 de Diciembre de 2019

Tabla 1. Rangos normales de distribución de las inversiones fijas de capital, divididos en Costos Directos y Costos Indirectos para plantas químicas multipropósito. Fuente: Peters, Timmerhays, West, 2002.

Componente	Rango de FCI %
Costos Directos	
Compra de Equipos	15 - 40
Instalación de Equipos Comprados	6 - 14
Instrumentación y control (instalado)	2 - 12
Tuberías (instalado)	4 - 17
Sistemas eléctricos (instalado)	2 - 10
Edificaciones (incluidos servicios)	2 - 18
Mejoras de terreno	2 - 5
Infraestructura de servicios (instaladas)	8 - 30
Terreno	1 - 2
Costos Indirectos	
Ingeniería y Supervisión	4 - 20
Costos de Construcción	4 - 17
Costos Legales	1 - 3
Tarifas de contratistas	2 - 6
Contingencias	5 - 15

3.2.1. Estimación de Costos de Capital

Hay varias aproximaciones para realizar una estimación del costo de capital de un proyecto, los cuales dependen del nivel de precisión requerido. Mientras que al inicio de un proyecto se requiere una aproximación del orden de magnitud (+ 40% -20%), para construir se requiere un estimado detallado (+/- 5).

Los métodos más detallados utilizan directamente información de proveedores para determinar los costos exactos de un equipo. Sin embargo, antes de llegar a ese punto se suelen usar estimados basados en información histórica de costos de proyectos similares, ajustados por tiempo, ubicación y capacidad; y finalmente evaluar si un determinado proyecto tiene viabilidad económica³⁰.

³⁰ Peters M, Timmerhaus K, West R. Plant Design and Economics for Chemical Engineers. McGraw Hill. 5th Edition. 2002

3.2.2. Corrección de Precios en Tiempo

La información que se utiliza como referencia de otros proyectos siempre va a ser de periodos anteriores a los que se requieren para realizar estimaciones, por lo que siempre será necesario poder corregir esos datos por la inflación de esos periodos.

La inflación considerada por lo general debe tener en cuenta los bienes y servicios que utiliza la industria de interés, por lo que se requieren índices especializados. El índice “*Chemical Engineering Plant Cost Index*” (CEPCI) es el índice más utilizado y muestra el comportamiento de precios de una cesta de elementos específicos para la industria química en el tiempo³¹, tal como puede observarse en la Figura 10. Es publicado mensualmente por la revista Chemical Engineering.

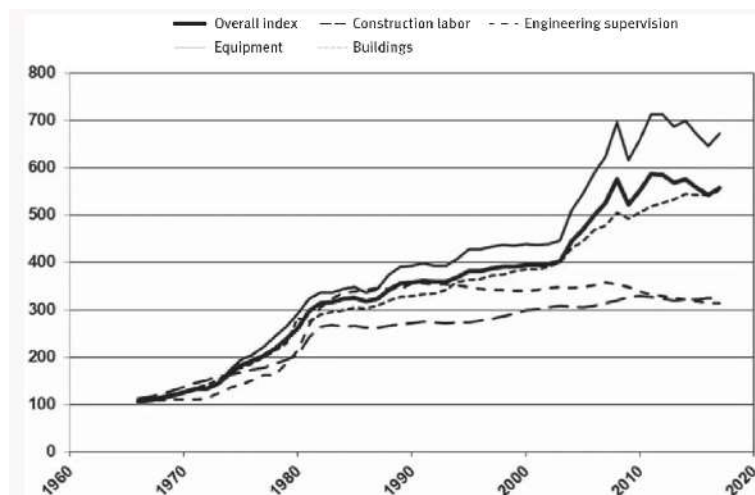


Figura 10. Evolución del índice CEPCI desde 1957 a 2019 junto con la evolución de sus factores constituyentes. Fuente: Harnsen, Haan y Swinkels 2018

La relación para realizar una actualización de precios se puede observar en la Ecuación 8, y representa un factor entre los índices CEPCI del momento en el que se realizó el proyecto de referencia y el momento en que se costearía el proyecto.

³¹ Harnsen, J., Haan, A. and Swinkels, P. (2018) Product and Process Design. 1st edn. De Gruyter. Available at: <https://www.perlego.com/book/830683/product-and-process-design-driving-innovation-pdf> (Visitado: 28 Enero 2023).

$$C_B = C_A \left(\frac{I_B}{I_A} \right) \quad (\text{Ecuación 8})$$

En esta ecuación, C_A es el precio de referencia que se tiene en un momento A y C_B es el precio que se busca corregir en dos momentos de tiempo B, mientras que I_A y I_B son los índices de precios CEPCI en el momento A y B

3.2.3. Corrección de Precios por Capacidad

Para la corrección por capacidad se desarrolló la regla de los seis decimos, que explica que existe una relación entre el costo de un equipo de una capacidad determinada y el costo de un equipo de una capacidad requerida.

Esta relación hace referencia a la economía de escala (n) y relaciona los precios y las capacidades mediante un coeficiente de escala. El valor inicial y el más popular de este coeficiente es 0.6, que aplicaba inicialmente a tanques y líneas. Sin embargo, los valores para diversos equipos pueden variar entre 0.21 a 1.36 ³².

Esta expresión se puede observar en la Ecuación 9, en la cual, C_A es el precio de referencia que se tiene de una capacidad A y C_B es el precio que se busca corregir para una capacidad B, mientras que V_A y V_B son las capacidades A y B que se están comparando.

$$C_B = C_A \left(\frac{V_B}{V_A} \right)^n \quad (\text{Ecuación 9})$$

3.2.4. Corrección de Precios por Localización

Cuando se usan precios referenciales a partir de otros proyectos, es normal encontrar con que la base de esos proyectos sea la costa del golfo en Estados Unidos o el Noreste de Europa, debido a que son grandes centros de la industria

³² Tribe M. A., Alpine R.L.W. Scale Economies and the "0.6 Rule". Engineering Costs and Production Economies. Vol 10, Issue 4. Pag 271-278. Diciembre. 1986.

química. Estos precios por tanto también deben corregirse según la localización del proyecto de interés.

Normalmente se utiliza un factor de localización, semejante al factor de corrección por inflación, como se muestra en la Ecuación 10, en la cual, C_A es el precio de referencia que se tiene de una ubicación A y C_B es el precio que se busca corregir para una ubicación B, mientras que L_A y L_B son los factores para las localizaciones en A y B que se están comparando. De igual forma, en la Tabla 2 se pueden ver algunos factores de corrección por localización.

$$C_B = C_A \left(\frac{L_B}{L_A} \right) \quad \text{(Ecuación 10)}$$

Tabla 2. Listado de Factores por Localización para diversos países en 2003. Fuente: Harmsen, Haan and Swinkels, 2018

País	Región	LF
U.S:	Costa del Golfo	1
Canada		1
Europa Occidental	Francia	1.13
	Alemania	1.11
	Nederlands	1.19
	Reino Unido	1.02
Mexico		1.03
Brasil		1.14
China	Importado	1.12
	Local	0.61
Sur este de Asia		1.12
Japo		1.26
India		1.02
Oriente Medio		1.07
Rusia		1.53
Australia		1.21

3.2.5. Investigación A Nivel Nacional en Colombia:

A nivel nacional, el estudio de la producción de hidrógeno también ha estado principalmente relacionado con la industria. Ochoa Ortiz, 2017³³ realizó un estudio

³³ Ochoa Ortiz, Henry. Definición de un modelo de evaluación y operación con cargas de composición variable para la unidad de generación de hidrógeno U-4650 de la refinería de Barrancabermeja. De: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería Química, 2017

para comparar el efecto que tienen los cambios de composición del gas de alimentación en la unidad de Reformado con Vapor de la Refinería de Barrancabermeja utilizando datos de planta y el simulador Aspen Hysys.

En la investigación se determinó que el modelo planteado satisfacía los resultados de planta y además que las alimentaciones altas en etano, propano e hidrocarburos pesados favorece las reacciones de pirólisis dentro del reactor, con la consecuente formación de coque

Este estudio muestra el comportamiento real de la unidad de reformado con vapor instalada en Barrancabermeja, con composiciones de hidrógeno de salida del reactor de reformado de entre el 72% y el 84%; y del reactor de WGS de entre el 80% y 83%.

Sin embargo, también ha habido importantes investigaciones relacionadas con la producción de hidrógeno azul. En este sentido Castiblanco y Milquez, 2021³⁴ realizaron el diseño y simulación en Aspen Hysys de un gasificador de carbón acoplado con captura de carbono para la producción de hidrógeno azul a partir de carbón colombiano. Para la captura del carbono, emplearon finalmente una tecnología de membranas debido a su selectividad y demostrando el interés y el potencial que existe para este tema en Colombia, pero además planteando una alternativa sobre la cual los demás modelos podrían compararse.

Finalmente, se encuentra que la tecnología de gasificación de carbón produce inicialmente una corriente con 15% de hidrógeno y un 40% de monóxido de carbono (gas de síntesis) que podría tratarse posteriormente en un reactor de WGS para aumentar la producción de hidrógeno.

³⁴ Castiblanco Urrego, Orlando & Milquez Sanabria, Henry Andres. Estudio y simulación de un gasificador para la captura de CO₂ para la producción de hidrógeno azul partiendo de carbón colombiano

Por otro lado Badillo Santodomingo, 2020 realizó un análisis técnico económico en donde evaluaba la posibilidad de usar paneles solares para alimentar de potencia las instalaciones petroleras. Su metodología consistió principalmente diseñar el sistema eléctrico que requerian y luego realizar un flujo de caja para la inversión planteada.

4. METODOLOGÍA

Para el estudio planteado, se recopiló información bibliográfica referente al campo productor de estudio para la producción de hidrógeno, la composición del gas producido, se plantea el proceso de transformación, se realiza la simulación y determinan los costos asociados a la solución.

4.1. SELECCIÓN DEL CAMPO PRODUCTOR

La selección del campo colombiano productor de gas buscó definir un caso estándar que permitiera abordar la evaluación económica del proyecto en lo que podría considerarse un caso de estudio.

Los campos gasíferos más importantes de Colombia se pueden observar en la Figura 11.



Figura 11. Principales campos con reservas probadas de gas natural de Colombia. Fuente: Promigas

Evaluando la situación de producción de gas del país en 2017, se encuentra que la mayoría de este provino principalmente de los campos de La Guajira (Chuchupa y Ballena) con alrededor del 30% y del piedemonte llanero (Cusiana y Cupiagua) con

un valor superior al 40%³⁵, como se puede ver en la Figura 12. Sin embargo, también es evidente la declinación de la producción de los campos de La Guajira, donde ya en diciembre de 2021 se encuentra una producción diaria de 139 MMPCD según el reporte a la ANH.

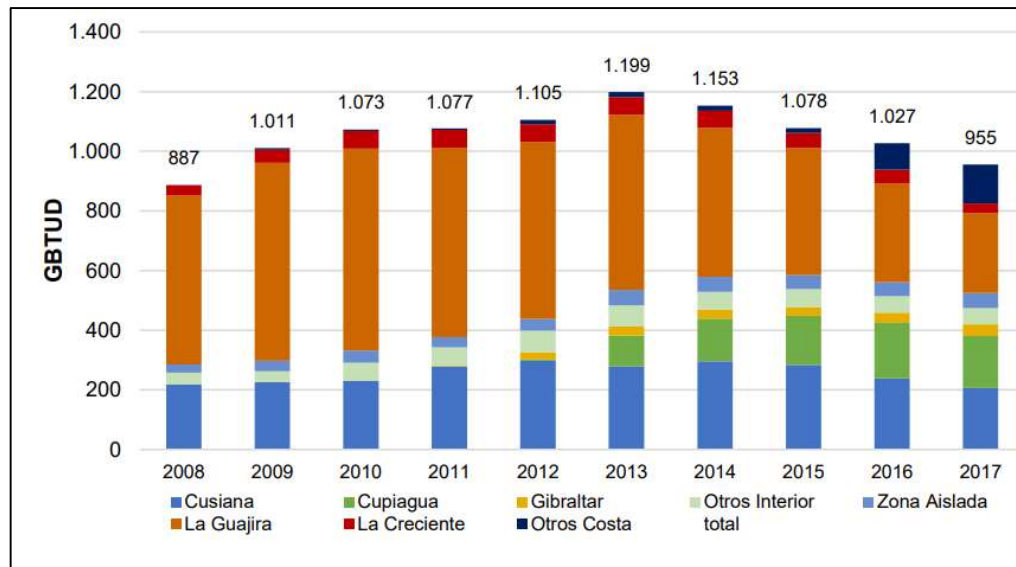


Figura 12. Balance de Producción nacional de gas según campo productor 2008 – 2017 Fuente: UPME

Las áreas hacia donde se han ido desplazando los nuevos descubrimientos y donde está el crecimiento de la producción son el departamento de Córdoba, que ya suministra el 10% del gas natural del país y tiene el potencial de subir hasta los 200 millones de pies cúbicos, hasta un 20% del total del país³⁶ ; y costa fuera del mar caribe.

³⁵ Unidad de Planeación Minero-Energética. Balance de Gas Natural 2017. Consultado el 30 de Junio de 2022. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Balance_Gas_Natural_2017-2026_26122017_VF.pdf

³⁶ La razon.co. Cordoba aporta entre el 18 y el 20 por ciento de la producción de gas del país. Publicado en octubre de 2020. Consultado en 27 de mayo de 2022. Disponible en <https://larazon.co/cordoba/cordoba-aporta-entre-el-18-y-20-por-ciento-de-la-produccion-de-gas-del-pais/>

En la Figura 13 se pueden observar todas las áreas que mantienen un alto interés en exploración para la producción de gas costa afuera en el mar Caribe. En esta imagen, también se puede identificar que existen dos áreas de interés: Caribe Sur y Caribe Norte.



Figura 13. Mapa de delimitación de los bloques exploratorios offshore en la Provincia Gasífera del Caribe. Fuente: caracol.com.co

La zona Caribe Sur es la responsable de hallazgos relevantes como Gorgón 1 y 2, Kronos y Purple Angel. En general son pozos de aguas ultra profundas que se

encuentran alrededor de los 2 kilómetros mar adentro y ubicados en frente de las costas de Córdoba y con una profundidad de pozo de entre 3.6 y 4.4³⁷.

Por otro lado, está la zona Caribe Norte y específicamente la Cuenca de la Guajira, como se muestra en la Figura 14. Esta cuenca tiene los pozos de Chuchupa y Ballena, muy importantes para la industria del gas del país, aunque ya en proceso de declinación. Sin embargo, esta zona también está siendo objetivo de intensa exploración y ya ha tenido éxitos como el pozo Uchuva-1.

Uchuva-1 fue catalogado por el presidente del momento, Ivan Duque, como una relevancia similar a la que represento el hallazgo de Cusiana³⁸. Este pozo demuestra el potencial gasista que existiría en el campo Tairona, y presenta una ubicación muy interesante: 830 metros de columna de agua, a 32 km de la costa en el municipio de Dibulla; y a 80 km de las plataformas del campo de Chuchupa.

Este descubrimiento se considera relacionado con los campos de Chuchupa y Ballenas por su ubicación en la misma cuenca de la Guajira, siendo delimitada por la falla de la Oca con respecto a la formación de Cesar-Ranchería³⁹.

³⁷ Ecopetrol S.A. Información Relevante: Éxito exploratorio en Gorgón confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano. Mayo 3 de 2017.

³⁸ Valora Analitik. Uchuva-1: El mayor descubrimiento de gas de Ecopetrol en los últimos 30 años. Publicado el 29 de Julio de 2022. Consultado el 21 de Octubre de 2022. Disponible en: <https://www.valoraanalitik.com/2022/07/29/uchuva-1-mayor-descubrimiento-ecopetrol-30-anos/>

³⁹ Lozano E y Zamora N. Compilación de la Cuenca de La Guajira. Tectónica – Geociencias Básicas. Servicio Geológico Colombiano. Bogota, Diciembre de 2014

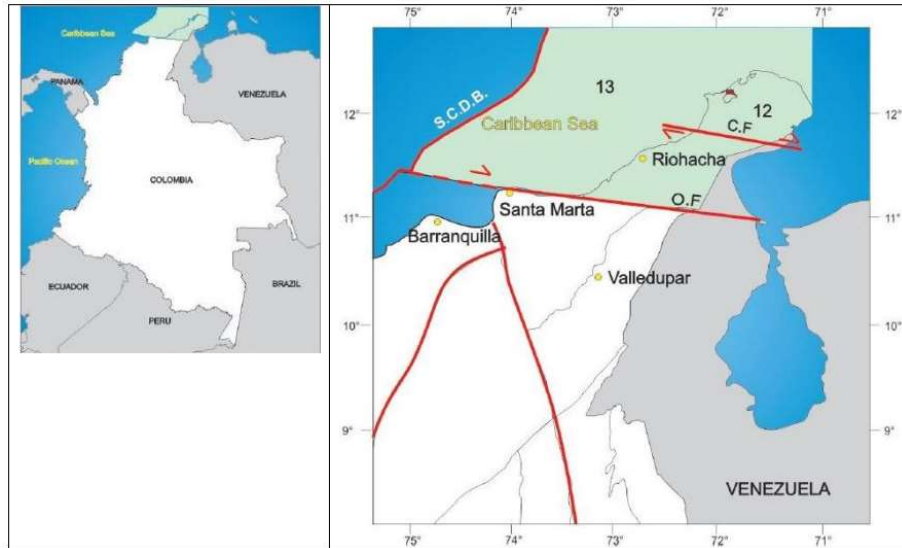


Figura 14. Mapa ubicación de la Cuenca de la Guajira. Fuente: Servicio Geológico Colombiano

Los campos ubicados en el Caribe colombiano, y en particular esta zona del Caribe tendrían una gran ventaja para la producción de hidrógeno azul si se consideran dos suposiciones: uno, el gas de la zona de Tairona sería un gas de características muy similares al encontrado en el campo de Chuchupa y dos, sería posible utilizar la infraestructura ya existente de este campo para recibir la producción de gas de la zona de Tairona debido a su cercanía geográfica.

Esto si se considera que la principal cualidad del gas para un proyecto de hidrógeno azul, es una alta concentración de metano, debido al menor valor comercial en comparación con aquellos que presentan compuestos más pesados. Igualmente, estos compuestos más pesados reaccionan primero con el vapor para producir metano, incluyendo etapas de reacción adicional al proceso.

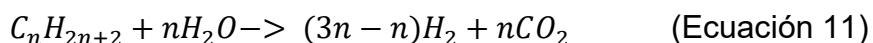
También se tiene en consideración que sean gases con una concentración baja de contaminantes, especialmente de sulfuro de azufre; los cuales van a ser venenos del catalizador durante la reacción.

4.2. ESTEQUIOMETRÍA, CINÉTICA DE REACCIÓN Y EFICIENCIA

Para la reacción de Reformado de Metano con Vapor normalmente se utiliza un exceso de vapor, por lo que el reactivo límite es el metano. Este exceso permite llevar la conversión del metano hasta entre el 60 y 75%⁴⁰. Considerando esto, se plantea un exceso de vapor del 4 veces para asegurar que el metano tenga una eficiencia de reacción de aproximadamente entre el 70 y 75 por ciento del total alimentado al reactor y del producido por la hidrogenación de los hidrocarburos más pesados.

Las constantes de equilibrio de la reacción de reformado de metano y de WGS se toman de la biblioteca de aspen HYSYS. Las reacciones de combustión se basan en la energía libre de Gibbs

Los hidrocarburos más pesados, si no representan un porcentaje muy alto del gas, pueden reaccionar directamente dentro del reactor de reformado, donde las cinéticas de reacción se pueden estandarizar como se plantea en la Ecuación 11.



4.3. COMPOSICIÓN DEL GAS DE ENTRADA

Las propiedades del gas de Chuchupa y Ballena se toman del trabajo de Torres⁴¹ sobre la composición del gas de Chuchupa, la cual se puede observar en la Tabla 3.

⁴⁰ Liu, K., Song, C. and Subramani, V. (2009) Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. 1st edn. Wiley. Available at: <https://www.perlego.com/book/2769855/hydrogen-and-syngas-production-and-purification-technologies-pdf> (Accessed: 28 October 2022).

⁴¹ TORRES, Mario. Evaluación de las alternativas de abastecimiento de gas natural para un centro de consumo en Colombia. Trabajo de Grado Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2019.

Tabla 3. Composición del gas natural de los campos de la guajira. Fuente Mario Torres

Componente	Fórmula	Porcentaje molar
Nitrógeno	N ₂	1.5126
Dióxido de Carbono	CO ₂	0.171
Metano	CH ₄	97.9545
Etano	C ₂ H ₆	0.257
Propano	C ₃ H ₈	0.0515
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0.0201
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0.0081
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.0075
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.0019
Hexano+	-	0.0138
Agua	H ₂ O	0.00
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	0.00

Adicionalmente, en la Tabla 4 se pueden encontrar otras propiedades importantes del gas de Chuchupa.

Tabla 4. Propiedades del gas natural de la guajira. Fuente Mario Torres

Gravedad Especifica	0.5654
Poder calorífico Bruto Real (BTU/PC)	996.02
Densidad (kg/m³)	0.6893

4.4. REQUERIMIENTO DE HIDRÓGENO – CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

El dimensionamiento de la planta de producción de hidrógeno se realiza bajo el concepto de que la planta piloto permita producir suficiente hidrógeno para poder alimentar una mezcla de 10% hidrógeno – 90% gas natural a las plantas termoeléctricas existentes en el país. Este cálculo se realiza con base a energía y permitiría reducir las emisiones de CO₂ de los generadores termoeléctricos del país en un 3%.

Para esto, se considera la demanda de energía en el sector termoeléctrico, en forma de gas natural, para el período 2023 a 2026 de alrededor de 150 GBTUD⁴². Un suministro del 10% de este requerimiento, de unos 15 GBTUD; y considerando un calor de combustión del hidrógeno de 290 BTU/SCF, que correspondería con un requerimiento de hidrógeno de alrededor de 50 MMSCFD.

Para alcanzar una mezcla de 20% Hidrógeno y 80% Gas Natural, se recomendaría construir dos trenes de reacción, de manera que el sistema alcanzara casi los 100 MMSCFD de Hidrógeno.

4.5. SELECCIÓN DE PROCESO DE PRODUCCIÓN

Se considera que la conversión promedio del gas en la totalidad del proceso de reformado para la producción de hidrógeno es entre 70% a 85%, mientras que la oxidación parcial y el reformado autotérmico oscilan entre 60% y 75%, con mucha menos experiencia comercial⁴³.

Se selecciona la tecnología de reformado de metano con vapor porque es la tecnología más probada comercialmente y es la que permite una mayor eficiencia energética.

En cuanto a etapas individuales de reacción, para el reformador se maneja una conversión del metano que oscila entre el 95% y el 99%, según las condiciones del proceso, tal como se observa en la Figura 15. Para el presente proyecto se toma una conversión de 97.5%, con una relación de vapor/hidrocarburo de 2.5 y una presión de reacción de 300 psi.

⁴² Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Balance de Gas Natural 2015-2023. Febrero de 2015. Disponible en https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE_GAS_NATURAL_FINAL.pdf

⁴³ Holloday, J.D. Hu, J. King, D. L. y Wang, Y. An overview of hydrogen production technologies. Catalysis today 139. 2009. Pag 244 - 260

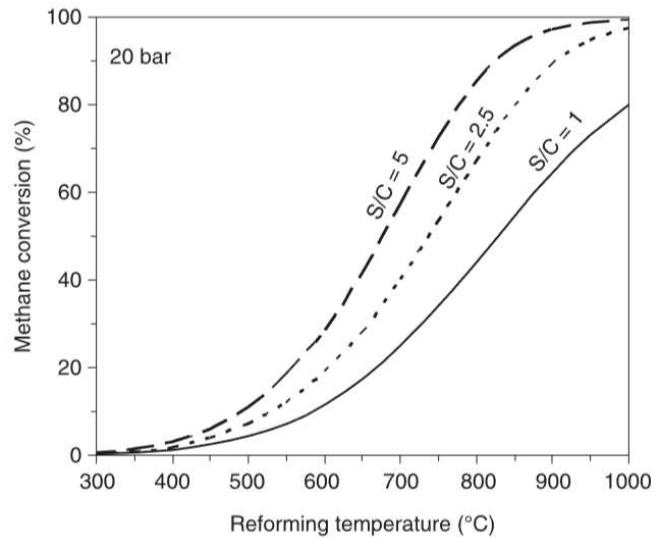


Figura 15. Comportamiento de la conversión de metano a 20 bar en función de la temperatura para 3 concentraciones de vapor/metano. Tomado de Liu, Song y Subramani, 2009

En el reactor de WGS existen dos alternativas: se puede utilizar un solo reactor, con una conversión del 84% a alta temperatura, disminuyendo el costo de capital; o se utilizan dos etapas, aumentando la conversión de monóxido de carbono hasta más del 99%, pero aumentando los costos de capital. Se escoge esta última alternativa principalmente porque el monóxido de carbono es un importante precursor para el ozono troposférico, un contaminante atmosférico local.

Finalmente, se estima una separación del hidrógeno en la PSA del 75%, con una pureza del 99%; siendo estos unos valores promedio para la operación de PSAs de esa capacidad⁴⁴.

⁴⁴ Xebec Adsorption Inc. Pressure Swing Adsorption (PSA) Systems for Ultra-Pure Hydrogen & Other Industry Gas Purification. (2021) Disponible en: <https://xebecinc.com/wp-content/uploads/2021/06/Xebec-Hydrogen-Brochure.pdf>. Visitado el 5 de Noviembre de 2022.

4.6. UNIDADES DE PROCESO SELECCIONADAS, ESQUEMA DE SIMULACIÓN Y CONDICIONES DE OPERACIÓN

En la Figura 16, se puede observar un esquema de simulación del proceso para la operación del reformado de vapor con captura de carbono. El esquema de reacción comprende dos unidades que presentan una configuración de unidades de procesos:

Reformado de Metano con Vapor: Es la sección principal de reacción, donde el metano y el vapor de agua para formar hidrógeno y dióxido de carbono. Las unidades se componen de dos sets de reactores, el principal donde ocurre la reacción de reformado y produce lo que se conoce como syngas (monóxido e hidrógeno), y uno o varios reactores secundarios donde ocurre la reacción de WGS, que convierte el monóxido de carbono a dióxido de carbono y produce un poco más de hidrógeno.

Además de los dos reactores, esta sección cuenta con una sección de separación para condensar el vapor que no reacciona; y otra para purificar el hidrógeno, siendo la unidad PSA (Pressure Swing Adsorption) el estándar de la industria para separar mezclas de gases.

Captura de Carbono: El proceso de captura de carbono es uno de los focos de las investigaciones recientes, como se mostró en la sección 3.1.4, sin embargo, el método de captura de carbono con aminas es uno de los favoritos de la industria debido a su probada eficiencia y a la experiencia adquirida en su diseño y operación. Este sistema entrega un dióxido de carbono a alta presión listo para su disposición, que por la ubicación cercana a pozos de gas depletados, se toma el almacenamiento geológico como el destino más apropiado.

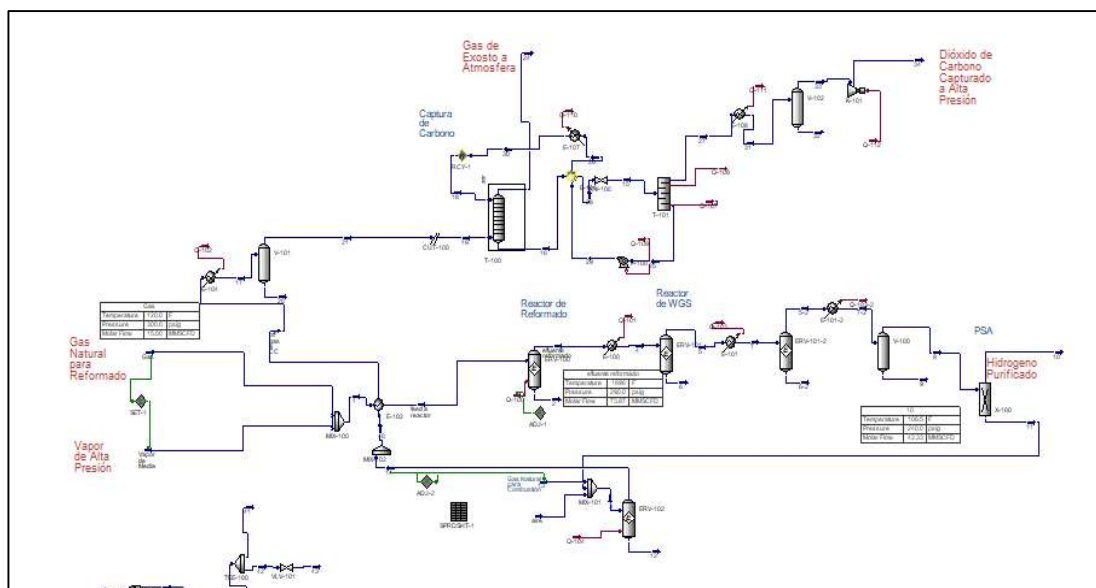


Figura 16. Esquema de simulación en Hysys con las diferentes secciones de procesamiento.

Las condiciones de operación para cada una de las unidades en la simulación se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Condiciones de operación de las unidades de la simulación

Item	Unidad	Condiciones De Operación
1	Reactor de Reformado de Metano	Temperatura de Reacción: 1896 °F Presión de Operación: 290 psig
2	Reactor de Water Gas Shift Primera Etapa	Temperatura de Reacción: 550 °F Presión de Operación: 265 psig
3	Reactor de Water Gas Shift Segunda Etapa	Temperatura de Reacción: 250 °F Presión de Operación: 250 psig
4	Separador Posterior Tren de Reacción	Temperatura de Entrada: 100°F Presión de Operación: 245 psig

Item	Unidad	Condiciones De Operación
4	PSA	Temperatura de Entrada: 100°F Presión de Operación: 240 psig
5	Quemador de Reactor de Reformado	Temperatura de Entrada: 120 °F Presión de Operación: 17 psig
6	Torre de Absorción con aminas	Temperatura de Entrada: 140 °F Presión de Operación: 14 psig
7	Torre de desorción	Temperatura de Entrada: 2012 °F Presión de Operación: 2 psig

4.7. CONDICIONES DE ENTRADA MATERIAS PRIMAS Y DE SALIDAS DE PRODUCTOS

Las condiciones de entrada de las materias primas al área de producción; y las de salida de los productos del área de reformado de vapor son:

Gas Natural: Se toma del campo, pero se entiende que la ubicación de la planta tiene lugar aguas abajo del centro de procesamiento de fluidos de Ballenas. Esto implica que las condiciones de entrada del gas natural serían las correspondientes a la entrega a gasoducto: Presión de 1200 psig y Temperatura de 120 °F. Sin embargo, como se requiere una presión menor para el reformado. Se considera que tomarlo a media presión (300 psig) ahorraría energía en la estación de compresión que normalmente operaría en el campo.

Agua Desmineralizada: Se asume que en el campo existente existe una unidad que produzca agua desmineralizada para efectos de evitar incluir el costo del equipo, sin embargo, se agrega un costo al consumo del agua

desmineralizada. Esta agua es especial para realizar vapor para evitar el incrustamiento en las calderas.

Vapor de Alta: El vapor es generado dentro de la unidad con gas combustible y agua desmineralizada. Normalmente, el vapor de media se encuentra a 450 psig y a una temperatura de 413,6 °F.

Hidrógeno: El hidrogeno sale del sistema con una pureza del 99% y con las condiciones de operación de la PSA. Las condiciones del hidrógeno que salen de la PSA son presión de 240 psig y una temperatura de 110 °F según lo encontrado en hojas de datos de PSAs.

Dióxido de Carbono: La condición final del CO₂ es comprimirlo hasta 2175 psig para facilitar su transporte y su disposición final⁴⁵, especialmente para ser dirigido hacia el almacenamiento geológico, dentro de los pozos existentes depletados en la costa de la Guajira.

4.8. COSTOS DE CAPITAL

Los valores de costos de capital corresponden a la suma de los costos directos (equipos, instalación, tuberías, instrumentación) y los costos indirectos. Este valor permite identificar el CAPEX total del proyecto para generar un debido análisis económico del proyecto.

Los valores de costos de los equipos se toman del trabajo del National Energy Technology Laboratory, basados en una oferta presentada por Krupp-Uhde en 1998 en dólares de 2007 y con Bare Erected Cost⁴⁶. Todos los costos se corrigen por inflación usando el índice CEPCI, por capacidad usando la regla de seis decimos y

⁴⁵ Smit, B. et al. (2014) Introduction to Carbon Capture and Sequestration. [edition unavailable]. Imperial College Press. Available at: <https://www.perlego.com/book/839837/introduction-to-carbon-capture-and-sequestration-pdf> (Accessed: 24 April 2023).

⁴⁶ National Energy Technology Laboratory. Assessment of Hydrogen Production with CO₂ capture Volume 1: Baseline state-of-the-art Plants. US Department of Energy DOE. November 2011.

por ubicación utilizando el índice considerado para Brasil, tal como se muestra en la sección 3.1.

Los costos de los servicios industriales se toman de información de referencia de Ecopetrol (electricidad), del valor del Henry Hub para el valor del gas, y de las referencias de la herramienta H2A para ciertos servicios adicionales.

El costo de la tierra y el costo del personal son valores estimados, mientras que el número de trabajadores necesarios se toma de un estudio con características similares en Francia⁴⁷.

4.9. VARIABLES FINANCIERAS

Algunas de las variables financieras se definen según las condiciones macroeconómicas del entorno en el cual se realiza el proyecto. Por simplicidad en el cálculo, se toma como moneda de referencia el dólar, tanto para gastos como para el flujo de caja. Por esto mismo la inflación de referencia sería la de Estados Unidos a largo plazo, como se observa en la Figura 17.

A diferencia de la inflación, la tasa de impuestos sería la de Colombia, por ubicarse el proyecto dentro del país. Esta última se encuentra actualmente en una tasa del 35% para las empresas.

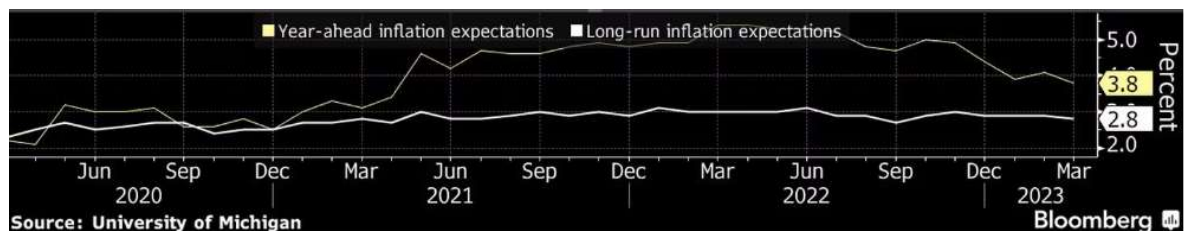
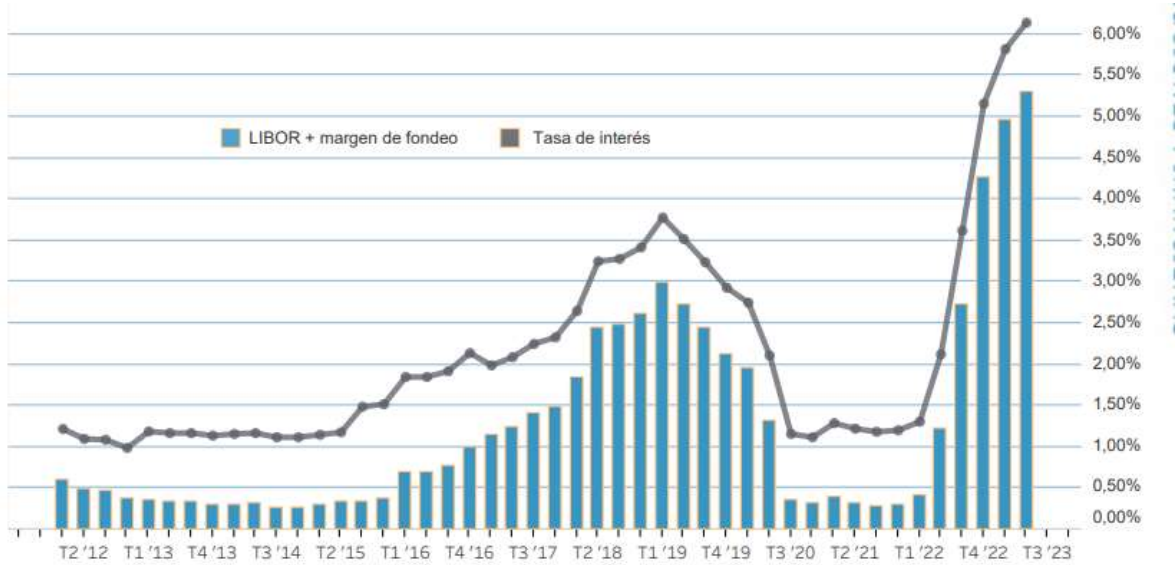


Figura 17. Expectativas de inflación en Estados Unidos. Marzo 2023. Tomado de Bloomberg

⁴⁷ Boujjat H., Rodat S. y Abenades S. Techno-economic assessment of Solar-Driven Steam Gasification of Biomass for Large-scale Hydrogen Production. *En Processes*, 9, 462, 2021.

Para los costos de financiación, se toma la información del Banco Interamericano de Desarrollo, quien actúa comúnmente como financiador de proyectos de magnitud considerable en la región, como un referente de la tasa de interés que un crédito podría tener. En la Figura 18, se puede observar que actualmente las tasas están llegando a un máximo de varios años. Suponiendo que el proyecto se planteó en el tercer/cuarto semestre de 2022, se toma la tasa de 4.5%



/ A partir del 1ro de enero de 2012, esta tasa también corresponde a la tasa que aplica a préstamos aprobados bajo la Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF).
 / Tasa de interés basada en la tasa LIBOR a 3 meses, la cual es determinada cuatro veces al año, en enero, abril, julio, y octubre.
 / Tasa LIBOR a 3 meses más cargos financieros.

Figura 18. Evolución de las tasas de financiación con créditos del Banco Interamericano de Desarrollo. Tomado del BID

5. RESULTADOS

El resultado más importante desde el punto de vista técnico se observa en la Tabla 6. En esta podemos ver que el rendimiento global en la producción de hidrógeno es del 70%, principalmente afectado por la eficiencia de la PSA, que produce un hidrógeno con alta pureza, pero a costa de un rechazo del 25% del hidrógeno que entra.

Tabla 6. Rendimiento general del proceso

Descripción	Cantidad	Unidades
Moles de Hidrógeno producido	5,489	lbmols/hr
Moles de Hidrógeno teóricas	7,784	lbmols/hr
Rendimiento del Proceso	70.52%	

Los caudales de ingreso y de salida del sistema de reformado se pueden observar también en la Tabla 7. Estos datos permiten concluir que se necesitan aproximadamente 17.7 MMSCFD de gas natural para producir 50 MMSCFD de hidrógeno. Adicionalmente, se requiere la combustión de 16.9 MMSCFD de gas natural adicionales para aportar energía a la reacción, para generar el vapor consumido en la reacción y para generar de vapor utilizado como fuente de energía para la recuperación del carbono de la línea de exosto.

El sistema de captura de CO₂, permitiría retener el 77% de todo el dióxido de carbono producido durante la operación del sistema y evitaría la emisión de 33.68 ton/hr o 261.9 kton/año con un factor de utilización del 90%. Este factor, tomado del estándar de la NREL, se utiliza para estimar la producción anual, considerando el tiempo de parada de planta por mantenimiento, recarga de catalizador o por temas comerciales.

Las emisiones de CO₂ por kilogramo de hidrógeno mostradas en la Tabla 7 permitirían clasificar el hidrógeno producido en el sistema como un hidrógeno de bajas emisiones.

Tabla 7. Resumen de entradas y salidas de materia del sistema

Entradas y Salidas del sistema		
Gas Natural Entrada	17,7	MMSCFD
Hidrógeno Salida	50	MMSCFD
Gas Natural combustible	16.9	MMSCFD
CO ₂ Recuperado	33.68	ton/hr
CO ₂ emitido	10.34	ton/hr
Emisiones de CO ₂ por masa de hidrógeno	1.99	kg CO ₂ /kg H ₂ .

El costo total de la unidad de reformado es de alrededor de 302 Millones de USD, +/- 30%. En la Tabla 8, se pueden observar los resultados de los cálculos de estimación de costos de los equipos ajustados por capacidad, año y por localización, mientras que en la Tabla 9 se observan los resultados obtenidos en la herramienta (H2A) de otros costos indirectos, incluidos los factores de cálculo que la herramienta utiliza para estimar estos costos a partir de los costos directos.

Tabla 8. Resumen de costos de los equipos principales en USD 2019

Equipos Mayores	Costos en Dolares de \$2019
Reactor de reformado	\$ 20.150.247
Catalizador	\$ 84.655
Reactor de WGS	\$ 4.500.283
Pressure Swing Adsorber	\$ 42.894.922
MDEA CO ₂ Removal	\$ 97.836.452
CO ₂ compressor	\$ 6.908.304

Tabla 9. Resumen de costos indirectos incluidos en la estimación de costo de capital total

Costos de Capital Depreciables Indirectos	Factor	Valores en dolares año base (2019)	Dolares de año de referencia (2021)
Preparación del Sitio (\$)	6.434 %	\$11,105,195	\$11,564,014
Ingeniería y Diseño (\$)	13.739 %	\$23,711,185	\$24,690,829
Contingencias de Proceso (\$)	11.709%	\$19,119,909	\$19,909,861
Contingencias del Proyecto (\$)	40.400 %	\$69,722,800	\$72,603,446
Otros Costos de Capital Depreciables (\$)	0 %	\$0	\$0
Costos de Licencias (pago único) (\$)	0 %		\$0
Costos de Permisos por adelantados (\$) (costos legales y de contratistas)	13.739 %	\$23,711,185	\$24,690,829
Total de Costos de Capital Depreciables			\$333,166,183

Los cálculos de OPEX se realizan considerando los insumos que entran a la reacción y los consumos de servicios industriales. Los resultados para consumos de reactivos y de servicios; y su conversión de cálculo puede encontrarse en la Tabla 10.

Tabla 10. Resumen de costos de materias primas y servicios. Tomado de Varias Fuentes

Servicio / Materia Prima	Consumo		Consumo por unidad producida		Precio	
	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad
Gas Natural (Materia Prima) *	17,7	MMSCFD	0.1377	MMBTU/kg H2	3	\$/MMBTU
Agua Desmineralizada (Materia Prima y Servicio) ***	829	gpm	9.578	galon agua/kg H2	0.0071	\$/gal agua
Gas Natural (Servicio) *	16.9	MMSCFD	0.16	MMBTU/kg H2	3	\$/MMBTU
Energía (Servicio) ***	9.349	kWhr	1.8	kWhr/kg H2	0.0784	\$/kWhr
Agua de enfriamiento (Servicio) **	4.91	Mmgal/hr	945.8	gal/kg H2	0.000116	\$/gal

* Tomado del valor de mercado, índice Henry Hub

** Tomado de los valores de referencia NREL

*** Tomado de valores costos de Ecopetrol

Finalmente, de la herramienta se asumen unos costos de transporte y almacenamiento de dióxido de carbono considerando que parte de la ventaja de la ubicación del proyecto radica en su proximidad a los pozos de la Guajira que ya no estarían en producción y podrían funcionar como almacenamiento geológico. La mayor suposición en este campo es una tubería de 50 km que permitiría alcanzar estos pozos desde la ubicación del proyecto.

Esto permite encontrar un costo nivelado por cada unidad de hidrógeno para esta planta de 2.37 US \$/ kg H₂. Este precio se forma según como se puede apreciar en la Figura 19.

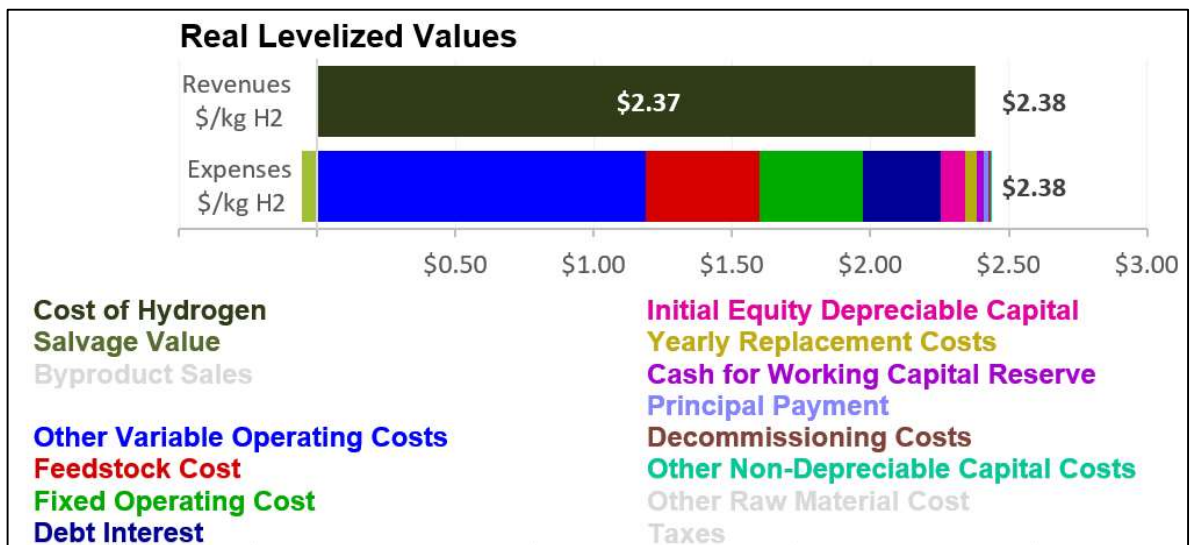


Figura 19. Detalles del LCOH (Costo nivelado del hidrógeno) para el caso estudiado

6. DISCUSIÓN

El resultado más significativo del presente proyecto corresponde a entregar un valor nivelado por cada unidad de hidrógeno producido. El valor obtenido por este trabajo es de 2.37 \$/kg H₂. La parte en la que se centra este proyecto corresponde al área de procesamiento; esta necesita de un valor del hidrógeno de 1.92\$/kg. El costo considerando las suposiciones de la captura geológica llega hasta el total de 2.37\$/kg.

Si se compara el valor con lo contemplado en el documento “Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia”, que prevé un costo de 2.4 \$/kg H₂ para el hidrógeno azul para la década entre 2020 y 2030; se puede decir que el presente estudio confirma las proyecciones de la Hoja de Ruta, de la misma manera que la Hoja de Ruta valida los resultados del estudio. Sin embargo, debe ser materia de investigación poder determinar la diferencia entre estos valores y los valores en el exterior que muestran un costo del hidrógeno de entre 1.7 a 2.4 \$/kg H₂.

En cuanto a la calidad del hidrógeno, se encuentra que cada kilogramo de hidrógeno producido tendría una emisión asociada de 1.99 kg de dióxido de carbono, lo que permitiría catalogarlo como hidrógeno azul de bajas emisiones y considerablemente mejor que un reformado con vapor estándar, de 9.5 kg CO₂/kg H₂.

6.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Además del valor puntual de valor del hidrógeno del proyecto, existe la posibilidad de observar como la fluctuación de algunas variables pueden llegar a influir en el costo final del hidrógeno producido.

En primero lugar, la variable que más contribuye al costo del hidrógeno generado es la materia prima. En este caso es directamente el gas natural que se consume en la reacción e indirectamente el gas que se consume para producir el vapor y suministrar energía al proceso. Como se observa en la Figura 20, cada aumento de

un dólar en el precio del gas representa un aumento de alrededor de 28 centavos en el precio del hidrógeno.

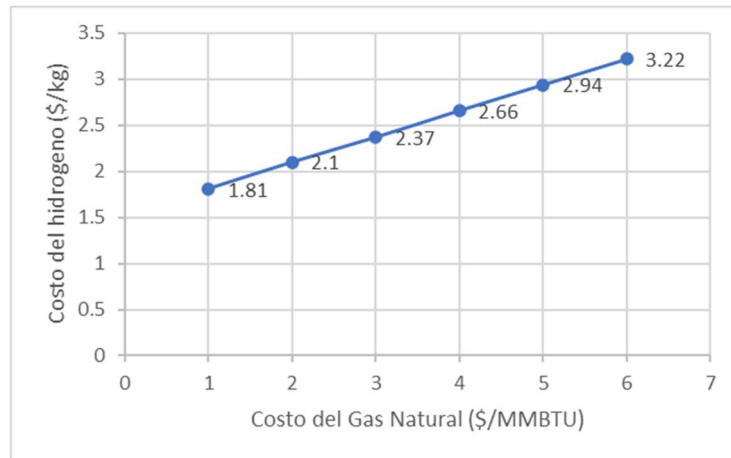


Figura 20. Variación del costo de hidrógeno respecto al precio del gas natural

Entre las variables de diseño consideradas, una suposición de peso en el costo del hidrógeno producido es la distancia de la planta de procesamiento a los pozos donde se haría la inyección. En la Figura 21 se observa que una distancia de 100 km entre el sitio de procesamiento y el sitio de inyección puede incrementar 15 centavos el precio de equilibrio del hidrógeno.

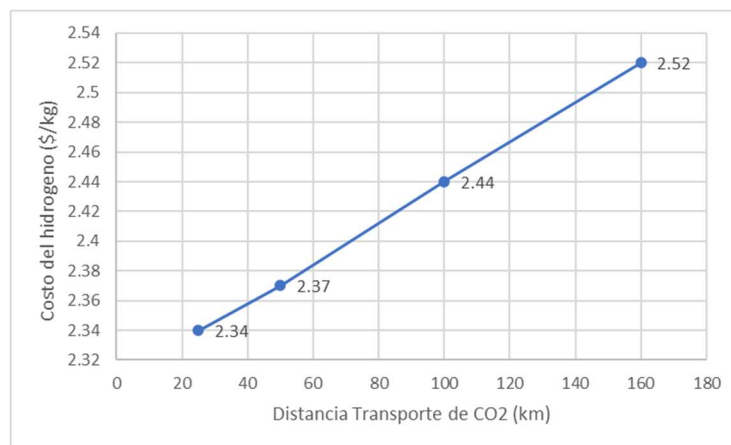


Figura 21. Variación del costo del hidrógeno respecto a la distancia al yacimiento de inyección de CO2

También se incluyen algunas variables financieras, como justificación del impacto que los valores supuestos podrían llegar a tener sobre el modelo presentado. Como

se observa en la Figura 22, tanto la tasa de interés, como el tiempo de depreciación y el porcentaje del proyecto financiado con fondos propios; presentan un impacto limitado pero considerable sobre la viabilidad del proyecto. En ese sentido resalta principalmente el tema de que las tasas de interés actualmente se encuentran en máximos en décadas por la lucha global contra la inflación, lo que impacta el resultado final del costo del hidrógeno.

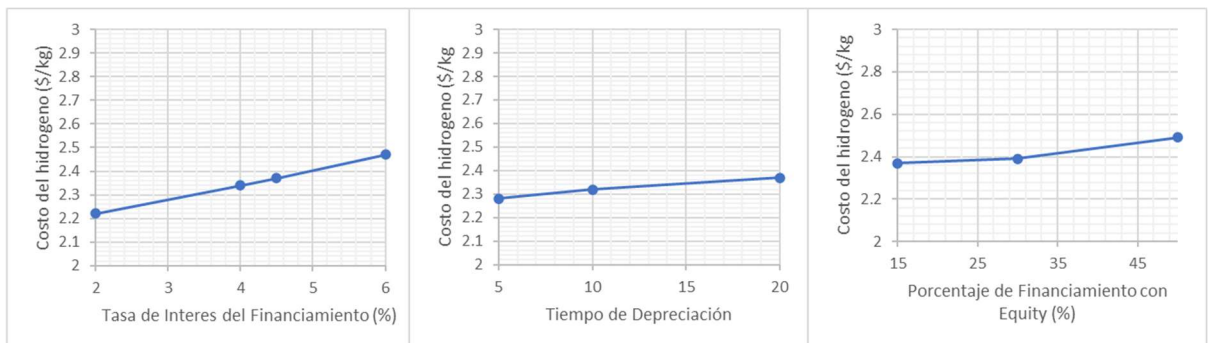


Figura 22. Variación del costo del hidrogeno respecto a varias variables financieras y contables.

6.2. DISCUSIÓN DEL PROCESO

El análisis técnico económico realizado permite determinar que la captura de carbono incrementa sustancialmente el OPEX del proceso principalmente debido a la torre de regeneración de aminas, al compresor de CO₂ y a el mantenimiento de las líneas de transporte de CO₂.

Los resultados del proceso planteado con absorción del CO₂ a presión baja (14 psig), permite indicar que se obtiene una reducción en el consumo de energía en la compresión de los gases de combustión, donde el nitrógeno ocupa la mayoría del volumen. Sin embargo, el proceso todavía realiza la emisión del 23% del dióxido de carbono producido. Una alternativa interesante para mejorar esto corresponde a instalar dos sistemas de aminas, un primer sistema de absorción de dióxido de carbono a presión posterior al reactor de Water-Gas Shift, antes de la PSA y de la utilización del hidrógeno rechazado como combustible para alimentar la reacción; y

un segundo sistema de absorción de dióxido de carbono a presión atmosférica en su ubicación actual, posterior al proceso de reformado.

EL mejoramiento del proceso y sus esquemas de superficie permiten resultados económicos viables, sin embargo, las decisiones para esta alternativa implican aumentar los costos de capital, instalando dos sistemas de absorción con aminas; aunque con un impacto impreciso sobre los costos OPEX.

6.3. CONCLUSIONES

Se analizaron los métodos de producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos y se explicaron sus ventajas y particularidades a partir de una profunda revisión bibliográfica.

Se seleccionó la configuración más adecuada para la producción de hidrogeno azul por el método de Reformado de Metano con Vapor (Reactor SMR, Reactor WGS y PSA). Esto debido a su probada eficiencia en la industria y por la amplia cantidad de información que existe al respecto. De igual forma se seleccionó la captura de carbono mediante la utilización de aminas por ser un método probado y confiable. Ambos procesos se simularon en HYSYS para obtener un proceso con una eficiencia similar al reportado por la literatura.

A partir de la información obtenida de la simulación, se utilizó la herramienta H2A del Departamento de Energía de Estados Unidos para realizar un análisis económico de la configuración seleccionada y poder obtener un precio de equilibrio a partir del cual se podría producir y comercializar el hidrógeno.

Se utilizó el valor del costo del hidrógeno obtenido para compararlo con referencias internacionales y con la Hoja de Ruta del Hidrogeno del Gobierno Nacional de manera que se pudiera poner en contexto el valor obtenido y su utilidad.

7. RECOMENDACIONES

Hay varias áreas en las que futuras investigaciones pueden contribuir a profundizar el conocimiento y mejorar las conclusiones de este estudio. Principalmente, el análisis de costos sobre la inyección de dióxido de carbono en yacimientos geológicos, teniendo en cuenta que en este trabajo se manejó con suposiciones ya que la descripción de los yacimientos y su comportamiento a la inyección de CO₂ se considera fuera del alcance de este proyecto.

Usando la información del NREL e información específica de cada yacimiento en particular, se podría determinar el potencial de capacidad para la inyección de dióxido de carbono en diversos yacimientos.

Aunque el proyecto se centró principalmente en los campos de la guajira, se considera realizar la evaluación para otros campos y con corrientes de gas con diferentes composiciones.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEA. The Future of Hydrogen: Seizing today opportunities. 2019
- [2] Noussan Michel et al. The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition – A technological and geopolitical perspective. Sustainability, 2021. 13, 298
- [3] Air Liquide. Producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor. Disponible en: <https://www.engineering-airliquide.com/es/produccion-hidrogeno-por-reformado-metano-con-vapor>. Visitado el 30 de Mayo de 2022.
- [4] Subramani, Velu et al. Catalytic Steam Reforming technology for the Production of Hydrogen and syngas. Chapter 2. American Institute of Chemical Engineers, 2010.
- [5] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. Hydrogen Production: Natural Gas Reforming. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>. Visitado el: 22 de Mayo de 2022.
- [6] Nikolaidis P. y Poullikkas A. A comparative overview of hydrogen production porcesses. Renewable and Sustainable Energy Reviews 67 (2017) Pag 597 – 611.
- [7] Subramani, Velu et al. Catalytic steam reforming technology for the production of hydrogen and syngas. Chapter 2. American Institute of Chemical Engineers, 2010.
- [8] Kaihu, Hou and Hughes, Ronald. The kinetics of methane steam reforming over a Ni/ α -AlO₂ catalyst. Chemical Engineering Journal 84, 2004
- [9] Kusakabe K., Sotowa K., Eda T. y Iwamoto Y. Methane Steam reforming over Ce-ZrO₂-supported noble metal catalysts at low temperature. Fuel Processing Technology 86, 2004

- [10] Planton A., Wang Y. Water-Gas Shift Technologies. Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. American Institute of Chemical Engineers, 2010.
- [11] Planton A., Wang Y. Water-Gas Shift Technologies. Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. American Institute of Chemical Engineers, 2010.
- [12] York, A.; Xiao, T. y Green, M. Brief Overview of the partial oxidation of methane to synthesis gas. Topics in Catalysis, Vol 22, Nos 3-4. April 2003
- [13] Sanchez-Bastardo, N.; Schlögl, R. y Ruland, H. Methane pyrolysis for CO₂-free H₂ production: A green process to overcome renewable energy unsteadiness. Chemie Ingenieur Technik, No 92. Pag 1596 – 1609. July 2020
- [14] Iaquaniello G., Palo E., Salladini A. An Overview of today's industrial processes to make hydrogen and future developments trend. Hydrogen Production and Energy Transition
- [15] Planton A., Wang Y. Water-Gas Shift Technologies. Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. American Institute of Chemical Engineers, 2010.
- [16] Sincar S., Golden T. Pressure Swing Adsorption Technology for Hydrogen Production. Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. American Institute of Chemical Engineers, 2010.
- [17] Calogero G., Freni S. y Cavallaro S. Hydrogen production from methane through catalytic partial oxidation reactions. Journal of Power Sources 87 (200). Pag 28 – 38.

- [18] York A., Xiao T. y Green M. Brief overview of the partial oxidation of methane to synthesis gas. Topics in Catalysis Vol 22. Abril 2003. Nos. 3-4
- [19] Sanchez-Bastardo N., Schlögl R. y Ruland H. Methane Pyrolysis for CO₂-free H₂ production: A Green process to overcome renewable energies unsteadiness. Chemie Ingenieur Technik, No 92. Pag 1596 – 1609. July 2020
- [20] Stuart M., Arnold K. Gas Sweetening and Processing. Gulf Professional Publishing. Elsevier. 2011
- [21] Goel, M., Sudhakar, M. and Shahi, RV. (2019) Carbon Capture, Storage and Utilization. 1st edn. CRC Press. Available at: <https://www.perlego.com/book/1500352/carbon-capture-storage-and-utilization-a-possible-climate-change-solution-for-energy-industry-pdf> (Accessed: 22 April 2023).
- [22] Rochelle, G. Amine Scrubbing for CO₂ capture. Science vol 325. Septiembre 2009
- [23] Xue, B. Yu, Y. Chen, J. A comparative study of MEA and DEA for post-combustion CO₂ capture with different process configurations.
- [24] Jasi, Amanda. Shell provides CO₂ capture technology to Humber Zero. Disponible en: www.thechemicalengineer.com. Visitado el 24 de febrero de 2022.
- [25] Yamada, Hidetaka. Amine-based capture of CO₂ for utilization and storage. En: Polymer Journal. 2020
- [26] Bottoms, R. R. Process for Separating Acid Gases. United States Patent Office for The Glinder Corporation. Octubre de 1930
- [27] Stewart M. Surface Production Operations. Gulf Professional Publishing, Elsevier. Third Edition. 2014.

- [28] Goel, M., Sudhakar, M. and Shahi, RV. (2019) Carbon Capture, Storage and Utilization. 1st edn. CRC Press. Available at: <https://www.perlego.com/book/1500352/carbon-capture-storage-and-utilization-a-possible-climate-change-solution-for-energy-industry-pdf> (Accessed: 28 November 2022).
- [29] Michael Penev. Techno Economic Modelling with H2A and H2FAST. National Renewable Energy Laboratory. 9 de Diciembre de 2019
- [30] Peters M, Timmerhaus K, West R. Plant Design and Economics for Chemical Engineers. McGraw Hill. 5th Edition. 2002
- [31] Harmsen, J., Haan, A. and Swinkels, P. (2018) Product and Process Design. 1st edn. De Gruyter. Available at: <https://www.perlego.com/book/830683/product-and-process-design-driving-innovation-pdf> (Visitado: 28 Enero 2023).
- [32] Tribe M. A., Alpine R.L.W. Scale Economies and the “0.6 Rule”. Engineering Costs and Production Economies. Vol 10, Issue 4. Pag 271-278. Diciembre. 1986.
- [33] Ochoa Ortiz, Henry. Definición de un modelo de evaluación y operación con cargas de composición variable para la unidad de generación de hidrógeno U-4650 de la refinería de Barrancabermeja. De: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería Química, 2017
- [34] Castiblanco Urrego, Orlando & Milquez Sanabria, Henry Andres. Estudio y simulación de un gasificador para la captura de CO2 para la producción de hidrógeno azul partiendo de carbón colombiano.
- [35] Unidad de Planeación Minero-Energética. Balance de Gas Natural 2017. Consultado el 30 de Junio de 2022. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Balance_Gas_Natural_2017-2026_26122017_VF.pdf

- [36] La razon.co. Cordoba aporta entre el 18 y el 20 por ciento de la producción de gas del país. Publicado en octubre de 2020. Consultado en 27 de mayo de 2022. Disponible en <https://larazon.co/cordoba/cordoba-aporta-entre-el-18-y-20-por-ciento-de-la-produccion-de-gas-del-pais/>
- [37] Ecopetrol S.A. Información Relevante: Éxito exploratorio en Gorgón confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano. Mayo 3 de 2017.
- [38] Valora Analitik. Uchuva-1: El mayor descubrimiento de gas de Ecopetrol en los últimos 30 años. Publicado el 29 de Julio de 2022. Consultado el 21 de Octubre de 2022. Disponible en: <https://www.valoraanalitik.com/2022/07/29/uchuva-1-mayor-descubrimiento-ecopetrol-30-anos/>
- [39] Lozano E y Zamora N. Compilación de la Cuenca de La Guajira. Tectónica – Geociencias Básicas. Servicio Geológico Colombiano. Bogota, Diciembre de 2014
- [40] Liu, K., Song, C. and Subramani, V. (2009) Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. 1st edn. Wiley. Available at: <https://www.perlego.com/book/2769855/hydrogen-and-syngas-production-and-purification-technologies-pdf> (Accessed: 28 October 2022).
- [41] TORRES, Mario. Evaluación de las alternativas de abastecimiento de gas natural para un centro de consumo en Colombia. Trabajo de Grado Especialista en Ingeniería del Gas. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2019.
- [42] Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Balance de Gas Natural 2015-2023. Febrero de 2015. Disponible en https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE_GAS_NATURAL_FINAL.pdf

- [43] Holloday, J.D. Hu, J. King, D. L. y Wang, Y. An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis today* 139. 2009. Pag 244 – 260
- [44] Xebec Adsorption Inc. Pressure Swing Adsorption (PSA) Systems for Ultra-Pure Hydrogen & Other Industry Gas Purification. (2021) Disponible en: <https://xebecinc.com/wp-content/uploads/2021/06/Xebec-Hydrogen-Brochure.pdf>. Visitado el 5 de Noviembre de 2022.
- [45] Smit, B. et al. (2014) Introduction to Carbon Capture and Sequestration. [edition unavailable]. Imperial College Press. Available at: <https://www.perlego.com/book/839837/introduction-to-carbon-capture-and-sequestration-pdf> (Accessed: 24 April 2023).
- [46] National Energy Technology Laboratory. Assessment of Hydrogen Production with CO₂ capture Volume 1: Baseline state-of-the-art Plants. US Department of Energy DOE. November 2011.
- [47] Boujjat H., Rodat S. y Abenades S. Techno-economic assessment of Solar-Driven Steam Gasification of Biomass for Large-scale Hydrogen Production. *En Processes*, 9, 462, 2021.

9. ANEXOS

Los anexos están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS

Anexo 1: Simulación en HYSYS: "SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN DE HIDROGENO AZUL HYSYS PROYECTO DE GRADO DAVID ORTEGA.hsc"

Anexo 2: Herramienta / Hoja de Cálculo: "HERRAMIENTA H2A PROYECTO DE GRADO DAVID ORTEGA.xlsm"