

GENERACIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN
CAMPOS COLOMBIANOS

JENIFFER NATHALIA REYES RONDÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2023

GENERACIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN
CAMPOS COLOMBIANOS

JENIFFER NATHALIA REYES RONDÓN

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera de petróleos

Director: Erik Giovany Montes Páez

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2023

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía ante la adversidad, por permitir que este sueño llegue a buen término.

A mamita María por su amparo.

A mi madre: Adela, por ser ejemplo de pujanza, amor sin medida y entrega, a quien debo lo que soy.

A Andrea, tía, madrina, comadre, amiga y confidente por ser mi apoyo incondicional, por su nobleza, por creer en mí e instarme a ser mejor cada día, por llevarme a la UIS cuando estudiaba porque así supe que quería pertenecer algún día a esta, mi alma mater y, sobre todo por Gabriela y Lucía.

A Lupe, porque sí: yo te recuerdo y llevaré por siempre en mi corazón.

AGRADECIMIENTOS

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, mi alma mater por el aprendizaje, las experiencias y amistades que forjé en este camino, por formarme como una profesional íntegra.

A Gloria y Henry por ser parte de mi vida y brindarme su amistad, que tanto aprecio.

A Indira por ser luz, por sus consejos, por su cariño tan inesperado como valioso.

Porque “al final a nosotros todo nos sale bien”.

A Erik Giovany Montes Páez, por el apoyo, consejos oportunos, sus charlas tan amenas, su perspectiva frente al futuro de nuestra Escuela, por su paciencia, dedicación y empeño que imprime al grupo de investigación.

Al Grupo de investigación en planeamiento energético GALILEO, por generar nuevos espacios de conocimiento en la Escuela, por acogerme todos estos años y permitirme conocer personas tan maravillosas.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
OBJETIVOS.....	15
OBJETIVO GENERAL	15
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1. TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL	16
1.1 PROCESO DE OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO	16
1.1.1 Pretratamiento del metano	16
1.1.2 Unidad de obtención principal de hidrógeno.....	17
1.1.3 Convertidor de desplazamiento (reacción de desplazamiento agua gas - WGS) .	17
1.1.4 Purificación del hidrógeno	18
1.2 TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL	23
1.2.1 Reformado de metano con vapor (SMR).	23
1.2.1.1 Ecuación de reformado	26
1.2.2 Oxidación parcial (POX).....	26
1.2.2.1 Ecuación de oxidación parcial	28
1.2.3 Reformado autotérmico (ATR).....	28
1.2.3.1 Ecuación general del reformado autotérmico	30
1.2.4 Reformado en seco de metano (DRM).....	30
1.2.4.1 Ecuaciones del reformado en seco de metano.....	31

1.3 COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	32
1.4 NIVEL DE MADUREZ DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL.....	38
1.4.1 TRL (Technological Readiness Level)	38
1.4.2 Nivel de madurez de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir del gas natural.....	39
2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA..	44
2.1 ZONAS RELEVANTES DEL HIDRÓGENO	46
2.1.1 Campos productores de gas	46
2.1.2 Refinerías.....	47
2.1.3 Red nacional de gasoductos	48
2.2 PRECIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	51
2.2.1 Costos de producción de hidrógeno a partir de gas natural.....	55
2.3 FASES DE INSERCIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA.	59
2.3.1 Fase 1: demanda actual	60
2.3.2 Fase 2: nuevas demandas a nivel nacional	61
2.3.3 Fase 3: demanda a nivel internacional	65
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFÍA.....	70

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Tecnologías de separación/ purificación de hidrógeno	18
Ilustración 2 Sistema de producción de hidrógeno SMR con CCS	25
Ilustración 3 Diagrama de producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor con CCS.	26
Ilustración 4 Diagrama de producción de hidrógeno por oxidación parcial. Tomado de (Meyers, 2016).....	28
Ilustración 5 Diagrama de producción de hidrógeno por reformado autotérmico de metano con vapor CCS	30
Ilustración 6 Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir del gas natural. Elaboración a partir de.....	38
Ilustración 7 Nivel de madurez de la tecnología - TRL. Modificado de https://acortar.link/dznsF7	39
Ilustración 8 TRL Reformado de metano con vapor. Modificado de (CSIRO, 2022)	40
Ilustración 9 TRL Oxidación parcial. Modificado de (CSIRO, 2022)	41
Ilustración 10 TRL Reformado autotérmico de metano con vapor. Modificado de (CSIRO, 2022).....	42
Ilustración 11 TRL Reformado de dióxido de carbono (reformado en seco de metano). Modificado de (CSIRO, 2022)	43
Ilustración 12 Principales campos productores de gas de Colombia en 2022. Datos obtenidos de la ANH	46
Ilustración 13 Departamentos productores de gas año 2022. Datos obtenidos de la ANH.....	47
Ilustración 14 Red principal de gasoductos de Colombia. Tomado de https://acortar.link/UK7Gnt	50

Ilustración 15 principales departamentos productores de gas, refinerías, puertos y departamentos con producción de carbón	51
Ilustración 16 Proyección de precios de gas natural en fuente de producción. Tomado de (UPME, 2022)	55
Ilustración 17 Fases de inserción del hidrógeno en la economía colombiana. Fuente: autora.	60
Ilustración 18 Fase 1: demanda actual. Imágenes tomadas de https://acortar.link/a4U05T https://acortar.link/TdpzsG	61
Ilustración 19 Fase 2: nuevas demandas a nivel nacional. Imágenes tomadas de https://acortar.link/a4U05T https://acortar.link/TdpzsG https://acortar.link/ng24rD .	65
Ilustración 20 Fase 3: demanda a nivel internacional. Imágenes tomadas de https://acortar.link/a4U05T https://acortar.link/TdpzsG https://acortar.link/ng24rD .	66

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Gases y sus puntos de ebullición	22
Tabla 2 Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural	37
Tabla 3 Datos promediados de Proyección de precios de gas natural en fuente de producción. Tomado de (UPME, 2022).	54
Tabla 4 Costo de hidrógeno con tecnología SMR	59
Tabla 5 Uso de hidrógeno en diferentes industrias. Tomado de: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.088	63

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Reacción de desplazamiento agua-gas (WGS).....	18
Ecuación 2 Ecuación de reformado de metano con vapor	26
Ecuación 3 Reacción general de oxidación parcial	28
Ecuación 4 Reacción de oxidación parcial para el uso de metano.....	28
Ecuación 5 Reacción general del reformado autotérmico	30
Ecuación 6 Reformado en seco de metano	31
Ecuación 7 Reacción de desplazamiento inverso agua-gas	31
Ecuación 8 Reacción de formación de coque	31
Ecuación 9 Reacción de Boudouard (formación de coque).....	31
Ecuación 10 Costo del hidrógeno con tecnología SMR	56

RESUMEN

TÍTULO: GENERACIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN CAMPOS COLOMBIANOS*

AUTOR: JENIFFER NATHALIA REYES RONDÓN**

PALABRAS CLAVE: HIDRÓGENO, GAS NATURAL, REFORMADO, OXIDACIÓN PARCIAL, REFORMADO AUTOTÉRMICO, REFORMADO EN SECO DE METANO

DESCRIPCIÓN: se presenta una caracterización de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir del gas natural en las que se detalla el proceso de producción; comprende las etapas de pre reformado, la unidad de obtención principal de hidrógeno, la reacción de conversión de desplazamiento agua-gas (WGS) y purificación en las que se obtiene hidrógeno de alta pureza; luego se realiza una comparación entre estas tecnologías en cuanto a los parámetros de condiciones de operación, la flexibilidad de la fuente, la eficiencia, la madurez, las ventajas y desventajas. Por último, se realiza una detección de zonas relevantes del hidrógeno que incluyen los campos productores de gas, las refinerías y la red nacional de gasoductos con las que se establecen las Fases 1, 2 y 3 que comprenden aplicaciones existentes y emergentes.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. Programa académico. Director: Erik Giovany Montes Páez. Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: GENERATION OF HYDROGEN FROM NATURAL GAS PRODUCED IN COLOMBIAN FIELDS*.

AUTHOR: JENIFFER NATHALIA REYES RONDÓN**

KEYWORDS: HYDROGEN, NATURAL GAS, REFORMING, PARTIAL OXIDATION, AUTO THERMAL REFORMING, DRY REFORMING OF METHANE

DESCRIPTION: a characterization of hydrogen production technologies from natural gas is presented in which the production process is detailed; it includes the pre-reforming stages, the main hydrogen production unit, the water-gas shift conversion reaction (WGS), and purification in which high-purity hydrogen is obtained; then a comparison is made between these technologies in terms of operating conditions parameters, source flexibility, efficiency, maturity, advantages, and disadvantages. Finally, the detection of relevant hydrogen areas including gas-producing fields, refineries, and the national gas pipeline network is carried out with phases 1, 2 and 3 comprising existing and emerging applications are established.

*Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Academic program. Director: Erik Giovany Montes Páez. Master in Hydrocarbon Engineering

INTRODUCCIÓN

Comprometida con la acción climática, y acorde a los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París 2015, Colombia toma como meta la carbono-neutralidad para mediados de siglo aportando su grano de arena en la lucha contra el calentamiento global. El hidrógeno puede desempeñar un papel vital en la descarbonización de los sectores industriales, garantizar la seguridad y la fiabilidad del suministro energético con que no cuentan las energías renovables, debido a su naturaleza intermitente, y el aumento de las sinergias entre diferentes portadores de energía.

En la actualidad, Colombia cuenta con una hoja de ruta de hidrógeno y ha ejecutado tres pilotos que reafirman el compromiso con el desarrollo de esta tecnología, liderando en Latinoamérica este tipo de proyectos. Teniendo en cuenta los diversos esfuerzos que se realizan en el país en pro de la transición energética, es indispensable la implementación de tecnologías que promuevan al máximo las fuentes de energías renovables, buscando un mayor aprovechamiento de los recursos.

La presente investigación se estructura en dos capítulos. Teniendo en cuenta que se presenta el enfoque de la investigación mediante el cumplimiento del objetivo general y los objetivos específicos. En el primer capítulo se evidencian las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural, así como la definición, caracterización y comparación con el fin de evidenciar la viabilidad de estas mediante un análisis de los niveles de maduración tecnológica – TRL. En el segundo capítulo se estudia la producción de hidrógeno en Colombia teniendo en cuenta las zonas potencialmente productoras y los precios del gas; por último, se establecen fases de inserción del hidrógeno en la economía del país.

Finalmente, se presentan las conclusiones teniendo en cuenta el desarrollo y cumplimiento de los objetivos de esta investigación; también se plantean

recomendaciones para futuros trabajos de investigación enfocados en la producción de hidrógeno en el país.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Asignar tecnologías favorables para la generación de hidrógeno a partir de gas natural en campos colombianos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Analizar diversas tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural.

Interpretar variables y rangos para el análisis comparativo de tecnologías de producción de hidrógeno.

Asociar las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural a campos colombianos.

1. TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL

El proceso típicamente ocurre a temperaturas de 700°C a 900°C y presiones de 3 a 25 bares (44 ~363 psi). El sistema es bastante complejo y sensible a la calidad del gas natural¹. El reformado de metano con vapor es la tecnología más desarrollada y más ampliamente usada para la producción de hidrógeno, seguida de la oxidación parcial y el reformado autotérmico en menor medida.

El proceso de obtención de hidrógeno de alta pureza consta de cuatro etapas principales: el pretratamiento de la materia prima, unidad de obtención principal de hidrógeno (SMR, POX, ATR, DRM), la reacción de conversión agua-gas y la purificación del hidrógeno.

1.1 PROCESO DE OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO

1.1.1 Pretratamiento del metano

La materia prima que ingresa al sistema debe ser acondicionada a los requerimientos del reformador siendo así que se hace necesario una purificación previa que evite que las sustancias diferentes al metano y presentes en la materia prima puedan afectar el rendimiento, eficiencia o provoque el envenenamiento de los catalizadores y/o los equipos. Por tanto, se hacen presentes unidades de hidrogenación y desulfuración. La unidad de hidrogenación elimina los cloruros y la

¹ NAG, Ahindra. *Hydrogen Energy*. Obtenido de Principles of Biofuels and Hydrogen Gas: Production and Engine Performance. Referencias bibliográficas.

unidad de desulfuración adsorbe el H_2S y que son retirados de la corriente principal de la materia prima. El gas se comprime y se calienta a las condiciones requeridas por el reformador.

1.1.2 Unidad de obtención principal de hidrógeno

En esta etapa se hace preciso el uso de alguna de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural, como son el reformado de metano con vapor (SMR), oxidación parcial (POX), reformado autotérmico (ATR), Reformado en seco de metano (DRM).

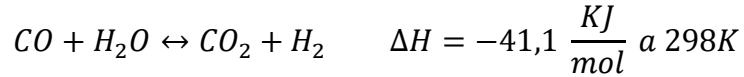
A la salida de los reactores, ya sea del proceso de reformado con vapor, oxidación parcial, reformado autotérmico o reformado en seco de metano, el gas de síntesis pasa a un convertidor de desplazamiento con el que se busca una mayor conversión de hidrógeno y por una unidad de purificación con el fin de retirar la mayor cantidad de impurezas del gas de síntesis.

1.1.3 Convertidor de desplazamiento (reacción de desplazamiento agua gas - WGS)

El gas de salida del reformador es sometido a un convertidor en el que ocurre el intercambio gas- agua; ahí el monóxido de carbono junto con el vapor de agua es transformado en dióxido de carbono e hidrógeno. En la superficie del catalizador, en el caso de la reacción llevada a altas temperaturas, la reducción del agua produce hidrógeno y el monóxido de carbono se oxida a dióxido de carbono ².

1.1.3.1 Ecuación de desplazamiento agua – gas (WGS)

² SAMRAND, Saeidi. *Hydrogen production: Perspectives, separation with special emphasis on kinetics of WGS reaction: A state-of-the-art review*. Referencias bibliográficas.



Ecuación 1 Reacción de desplazamiento agua-gas (WGS)

1.1.4 Purificación del hidrógeno

Después del paso del gas de síntesis por el convertidor agua-gas se hace necesario que dicha corriente sufra un proceso de separación con el objetivo de lograr que el hidrógeno conseguido tenga la mayor pureza posible y otra corriente con el gas residual. En la Ilustración 1 se presentan las tecnologías de separación.

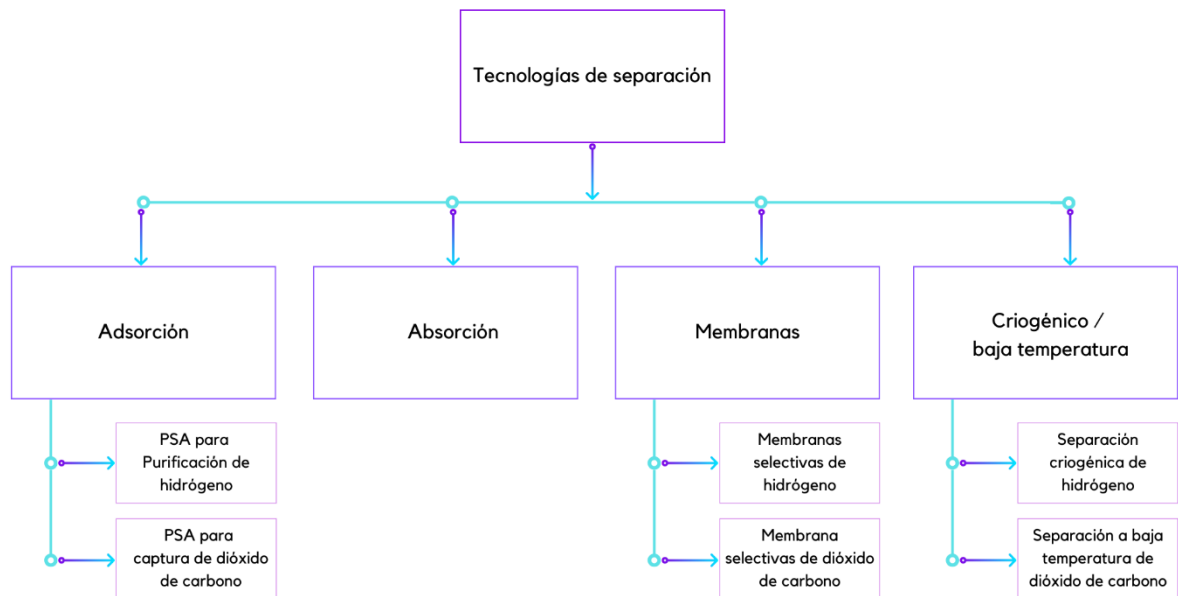


Ilustración 1 Tecnologías de separación/ purificación de hidrógeno

1.1.4.1 Tecnologías de separación

Adsorción

La adsorción es un fenómeno físico en el que las moléculas se fijan en la superficie de otro material, comúnmente un material sólido. En la purificación de hidrógeno se tiene en cuenta esto y se seleccionan materiales afines para la retención de las impurezas posibilitando el paso del hidrógeno.

- **PSA para purificación de hidrógeno**

Es la tecnología más utilizada en la actualidad, se alcanzan purezas muy altas en la corriente de hidrógeno. Es un proceso semicontinuo en el que el gas residual contiene CO₂ algunas impurezas y trazas de hidrógeno. Las unidades PSA funcionan a temperatura ambiente y presiones de entrada de 294 – 882 psi; la presión de la corriente de alta pureza no cae más de 14,5 psi y el gas residual sale a presiones entre 16,2 – 25 psi ³.

La adsorción por oscilación de presión (PSA por sus siglas en inglés) utiliza lechos de adsorbente sólido para separar el hidrógeno impuro en una corriente de hidrógeno con alta pureza a altas presiones y una corriente de gas con las impurezas a baja presión; los lechos se regeneran mediante despresurización y purga. La pureza del hidrógeno alcanza el 99,9% en volumen con recuperaciones de hidrógeno que se disponen en el rango de 80 - 90%, es decir entre el 10 – 20% se pierde en el gas residual que contiene las impurezas. Es de resaltar que la pureza del hidrógeno a su vez depende de las impurezas de la materia prima. Generalmente, el gas con las impurezas es reutilizado como combustible para el reformador.

³ VOLDUND, Mari K. J. (2016). *Hydrogen production with CO2 capture*.

Las variables más condicionantes del proceso de reformado con vapor son la temperatura, la presión y la relación vapor/hidrocarburo ⁴.

- **PSA para captura de dióxido de carbono**

Se selecciona un adsorbente específico para la captura y purificación de CO₂. Este proceso es útil en el momento de implantar sistemas CCUS en las plantas de producción de hidrógeno y obtener corrientes de CO₂ con purezas de más del 97%.

Absorción

La absorción es un fenómeno en el que ocurre la separación de componentes de una mezcla gaseosa mediante la disolución en un líquido; el gas a eliminar interactúa con el solvente y pasa a ser parte de la solución. El proceso a escala industrial se realiza al poner en contacto el gas con un disolvente líquido en una columna de depuración, allí se absorbe parte de las impurezas. Para la regeneración el solvente se calienta o despresuriza y se envía a una columna donde se separa de las impurezas para luego regresar al sitio de depuración. Esta es una tecnología madura y común en la que se puede producir CO₂ de alta pureza con tasas de recuperación altas, sin embargo, no elimina CO y CH₄ lo que contribuye a la disminución de la pureza del hidrógeno ⁵.

Membranas

⁴ MEYERS, R. (2016). *AMEC FOSTER WHEELER HYDROGEN PRODUCTION*. Obtenido de McGraw-Hill Education. Referencias bibliográficas.

⁵ VOLDUND, Mari K. J. Op. Cit., p. 19.

Las membranas son barreras selectivas que permiten el paso de ciertos componentes de una mezcla, por tanto, son ideales en el momento de la separación al retener en sí mismas sustancias no convenientes y dejando permear el resto. El tránsito de las moléculas a través de la membrana se da por la diferencia de presiones ⁶. Algunas características para la selección adecuada de membranas son alta selectividad, alto flujo, bajo costo, estabilidad mecánica, estabilidad química.

Membranas selectivas de hidrógeno

El tipo de membranas selectivas de hidrógeno más maduras y usadas son las poliméricas. La temperatura de funcionamiento es menor a 100°C, pueden soportar altas caídas de presión y su costo es relativamente bajo, sin embargo, tienen baja selectividad y flujo de hidrógeno además de resistencia mecánica limitada, sensibilidad a la hinchazón y la compactación y presentan vulnerabilidad ante el envenenamiento por HCl, SO_x y CO ⁷. En la captura de CO₂ presenta inconvenientes, lo que traduce en la entrega de hidrógeno con menor pureza.

Otro tipo de membranas selectivas de hidrógeno son las de alta temperatura; estas membranas ofrecen un mayor flujo de hidrógeno y selectividad frente a las poliméricas, sin embargo, su costo actual hace que no sea posible su uso a nivel industrial

- **Membranas selectivas de dióxido de carbono**

La molécula de CO₂ es más grande en comparación con la de hidrógeno, esto conlleva a un reto para su separación de forma selectiva. Existen membranas que pueden llevar a cabo este proceso de separación, pero con baja selectividad y

⁶ Ibid.

⁷ Ibid.

temperatura de funcionamiento, con menos desarrollo frente a las membranas selectivas de hidrógeno ⁸.

Criogénico / baja temperatura

En la separación criogénica o de baja temperatura se juega con la temperatura a razón de separar los diferentes componentes químicos con las diferencias en el punto de ebullición de cada uno. En la separación de hidrógeno, los gases contaminantes se condensan a diferente temperatura mientras que el hidrógeno permanece en estado gaseoso ⁹. La Tabla 1 presenta diferentes gases junto a su punto de ebullición.

Sustancia	Punto de ebullición [°C]
Hidrógeno	-252,8
Dióxido de carbono	-78,46
Monóxido de carbono	-191,5

Tabla 1 Gases y sus puntos de ebullición

- **Separación criogénica de hidrógeno**

⁸ Ibid.

⁹ Ibid..

La separación criogénica no es el sistema principal de separación de hidrógeno debido a la alta demanda energética para la refrigeración de la mezcla. Se puede utilizar para producir una pureza moderada en el hidrógeno y usar este gas de síntesis para otras unidades en las plantas que no requieren altas purzas en la alimentación de sus procesos ¹⁰.

- **Separación a baja temperatura de dióxido de carbono**

Con ayuda de la separación física de gases a diferentes temperaturas de ebullición, es posible depurar la mezcla de CO₂. Luego el CO₂ es condensado y separado del gas de síntesis. En la obtención de altas purzas de CO₂ sin sacrificar la producción de hidrógeno, se usa un separador flash a menores presiones y mayores temperaturas ¹¹. Entre las ventajas se incluye que el CO₂ sale en estado líquido lo que facilita su transporte a bajo costo.

1.2 TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL

1.2.1 Reformado de metano con vapor (SMR).

La reacción primaria es altamente endotérmica por lo que el reactor opera a altas temperaturas y presiones, y consume grandes cantidades de energía ¹², esto se explica en la naturaleza del agua y el metano que son moléculas estables con lo que el empleo de calor es necesario para romper sus enlaces. El gas de síntesis

¹⁰ Ibid.

¹¹ Ibid.

¹² ANTZARA, Andy E. H. (2014). *Thermodynamic Analysis of Hydrogen Production via Chemical Looping Steam Methane Reforming Coupled with in Situ CO₂ Capture*.

que sale del reformador es rico en hidrógeno y contiene además monóxido de carbono, agua y metano como trazas sin reaccionar ¹³.

La reacción normalmente se lleva a cabo a aproximadamente 870 °C sobre un catalizador de níquel empaquetado en los tubos de un reformador. Los hidrocarburos sufren una serie de reacciones de craqueo por las altas temperaturas a las que se realiza el proceso. En el catalizador se produce carbono a la par de la transformación de la materia prima en hidrógeno y monóxido de carbono; en esta reacción predomina fundamentalmente el reformado, la cantidad de carbono depende de las materias primas que se utilizan ya que si se cuenta con materias primas más pesadas puede llegar a acumularse; en cambio si la materia prima se asemeja a las características del gas natural el carbón puede eliminarse en la reacción tan rápido como se forma.

La relación vapor/carbono es un parámetro clave, ya que los niveles elevados de vapor favorecen la conversión del metano y evita la formación de coque en el catalizador ¹⁴. La Ilustración 2 detalla un sistema de producción de hidrógeno SMR al que se le ha fijado un sistema CCS y la Ilustración 3 muestra el diagrama de producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor con CCS.

¹³ POLO, Jose (2018). Trabajo de grado. *Análisis económico de una planta de producción de hidrógeno a partir de una instalación de energía solar de concentración de torre mediante un caso práctico*.

¹⁴ MEYERS. p 20.

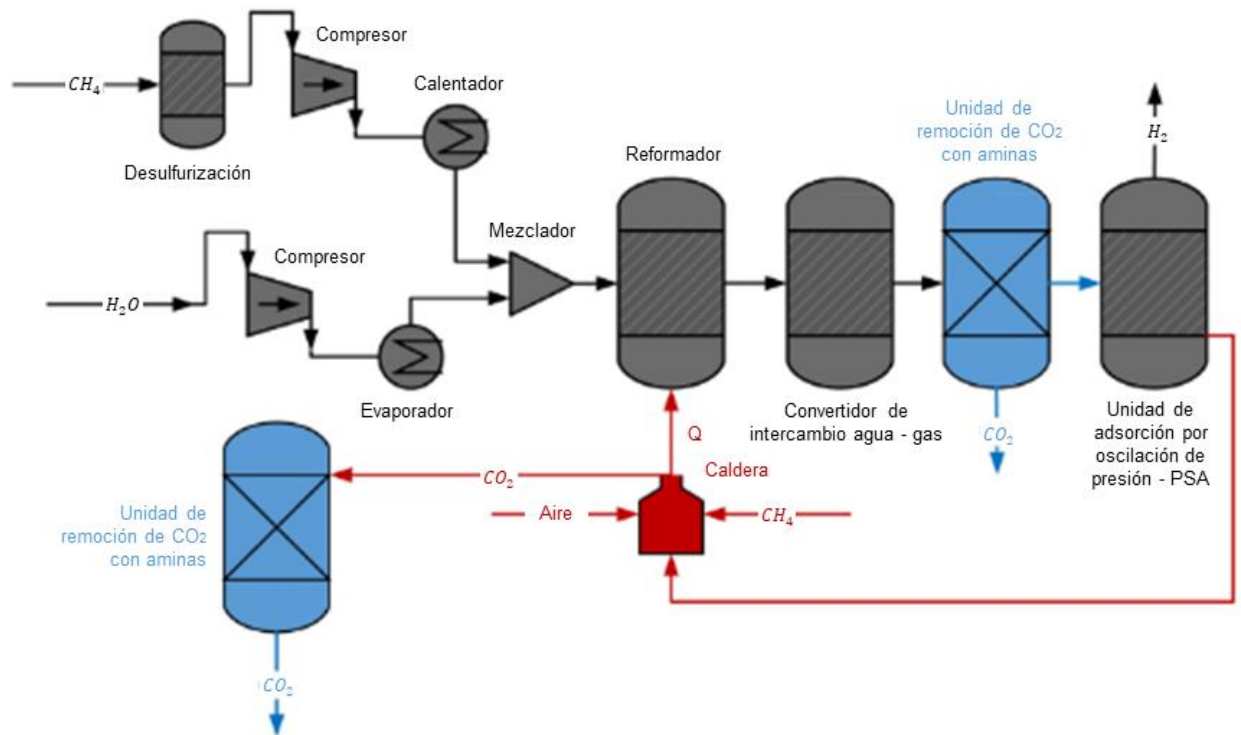


Ilustración 2 Sistema de producción de hidrógeno SMR con CCS

Producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor con CCS

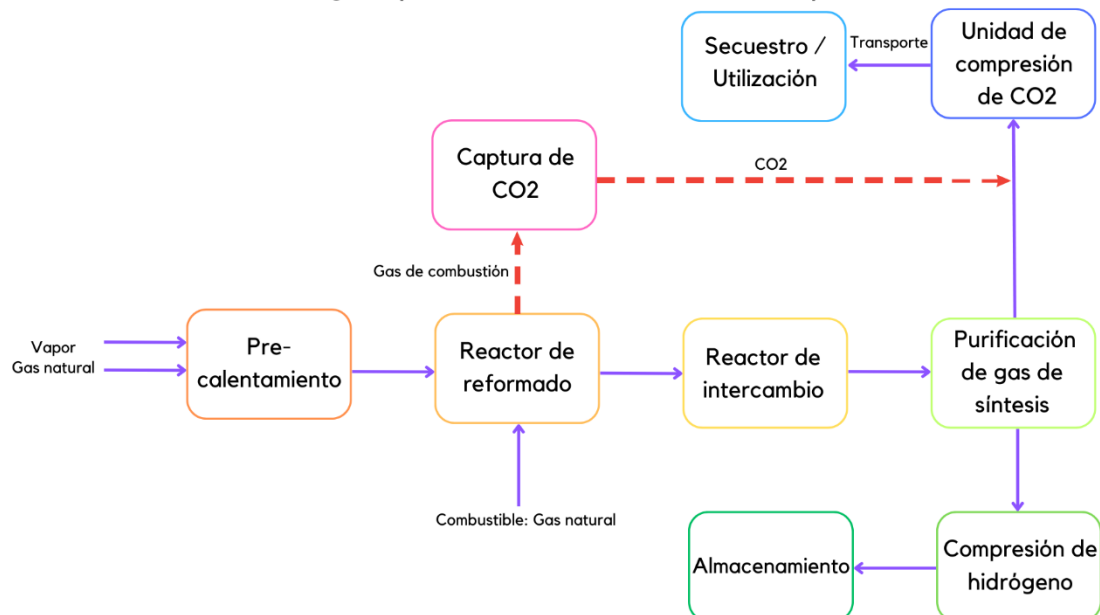
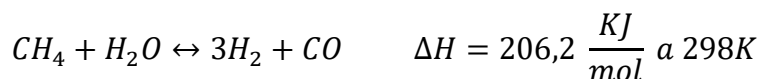


Ilustración 3 Diagrama de producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor con CCS.

1.2.1.1 Ecuación de reformado



Ecuación 2 Ecuación de reformado de metano con vapor

1.2.2 Oxidación parcial (POX)

En la oxidación parcial de metano el hidrógeno se genera tras la conversión de vapor, oxígeno e hidrocarburo. Se puede llevar a cabo con o sin catalizador; presenta una mayor tolerancia al azufre cuando opera la unidad sin catalizador respecto al reformado de metano con vapor. Este proceso no se limita al gas natural

como fuente de alimentación pues también se posibilita para la conversión de hidrocarburos más pesados hasta el carbón ¹⁵.

Este proceso es susceptible a la formación de coque y, por lo tanto, siempre se lleva a altas temperaturas. Durante este proceso se produce calor de una reacción exotérmica ¹⁶.

En la oxidación parcial (POX por sus siglas en inglés) la alimentación de hidrocarburos con oxígeno a altas temperaturas produce una mezcla de hidrógeno y CO, estas altas temperaturas suplen el uso de catalizadores en el proceso. Este proceso es apto para materias primas más pesadas que el gas natural como los asfaltos o el coque ¹⁷. El diagrama de producción de hidrógeno por oxidación parcial se indica en la Ilustración 4.

¹⁵ ABDALLA M. Abdalla, S. H. (2018). *Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review*

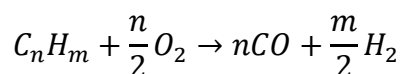
¹⁶ NAG, p 16.

¹⁷ MEYERS, p 20

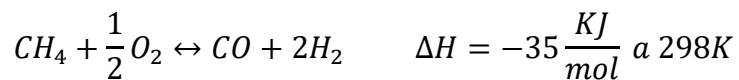


Ilustración 4 Diagrama de producción de hidrógeno por oxidación parcial. Tomado de (Meyers, 2016)

1.2.2.1 Ecuación de oxidación parcial



Ecuación 3 Reacción general de oxidación parcial



Ecuación 4 Reacción de oxidación parcial para el uso de metano

1.2.3 Reformado autotérmico (ATR)

Usualmente el reformado autotérmico de metano (ATR por sus siglas en inglés) es considerado una combinación entre el reformado de metano con vapor y la

oxidación parcial de metano. Las reacciones ocurren simultáneamente por su estrecho contacto térmico ya que las reacciones principales de ambos procesos se desarrollan entre 700-1000 °C. La reacción total es exotérmica, lo que indica que libera calor. La temperatura del gas de síntesis a la salida del reactor ATR está en el rango de 950 – 1100 °C con presión de hasta 1450,38 psi ¹⁸. En este proceso se hace necesaria la purificación de los gases de salida del reformador autotérmico ¹⁹.

Se hace reaccionar el oxígeno con la materia prima para posteriormente pasar la mezcla por un catalizador de reformado; a diferencia con la oxidación parcial el uso del catalizador reduce la demanda de oxígeno. En cuanto a la composición de la materia prima se utilizan hidrocarburos ligeros como el gas natural y el oxígeno contribuye en gran medida a evitar la formación de coque sustituyendo en este ámbito al vapor que se traduce en una relación vapor/carbono más baja. El exceso de vapor es prescindible en este proceso lo que acarrea mayor producción de CO y menor producción de hidrógeno frente a la producción con el reformado de vapor ²⁰. En la Ilustración 5 se puede observar un diagrama de producción de hidrógeno por reformado autotérmico de metano con vapor con CCS.

¹⁸ ABDALLA, p 27.

¹⁹ NAG, p 16.

²⁰ MEYERS, p 20.

Producción de hidrógeno por reformado autotérmico de metano con vapor con CCS

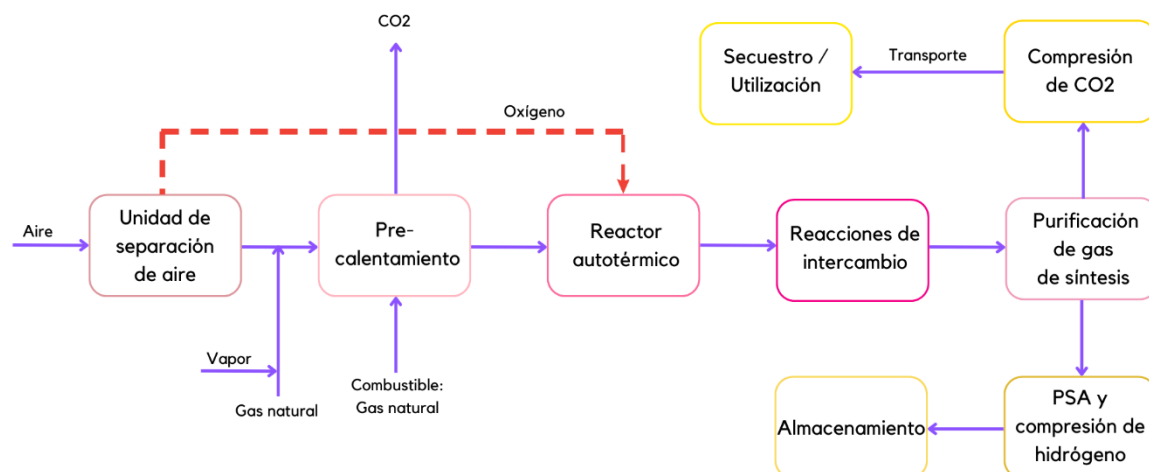
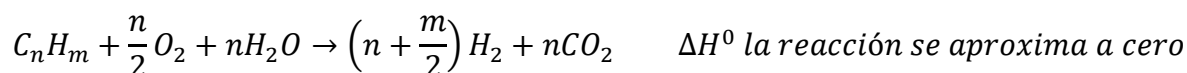


Ilustración 5 Diagrama de producción de hidrógeno por reformado autotérmico de metano con vapor CCS

1.2.3.1 Ecuación general del reformado autotérmico



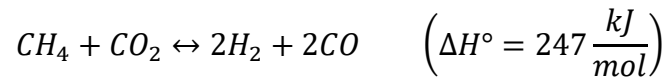
Ecuación 5 Reacción general del reformado autotérmico

1.2.4 Reformado en seco de metano (DRM)

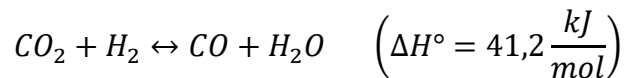
El reformado en seco de metano (Dry Reforming of Methane – DRM) es un proceso altamente endotérmico que requiere temperaturas mayores a 800 °C, temperatura con la que se evita la formación de coque y propicia la conversión completa de la alimentación. La Ecuación 6 representa la reacción de producción de hidrógeno mediante esta tecnología; uno de los reactivos es una molécula estable: el dióxido de carbono, la estabilidad de esta molécula explica la necesidad de las altas

temperaturas para llevar a cabo la reacción ²¹. Sin embargo, las altas temperaturas favorecen la reacción de desplazamiento inverso agua-gas que reduce la relación H₂/CO ²² (Ecuación 7). Por tanto, en el uso de esta tecnología se debe llegar a un consenso entre las temperaturas de funcionamiento, si se permite la formación de coque al disminuir la temperatura (Ecuaciones 8-9) o comprometer la producción final de hidrógeno al elevar la temperatura del proceso.

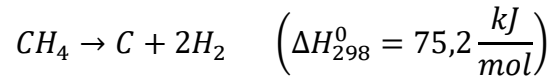
1.2.4.1 Ecuaciones del reformado en seco de metano



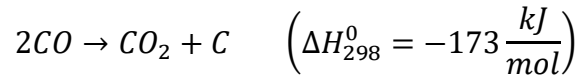
Ecuación 6 Reformado en seco de metano



Ecuación 7 Reacción de desplazamiento inverso agua-gas



Ecuación 8 Reacción de formación de coque



Ecuación 9 Reacción de Boudouard (formación de coque)

²¹ AL-FATESH, Ahmed S. H. A.-D. (2019). *Hydrogen production from CH₄ dry reforming over Sc promoted Ni / MCM-41*.

²² BHATTAR, Srikar M. A. (2021). *A review on dry reforming of methane over perovskite derived catalysts*.

1.3 COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En la comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural se tienen en cuenta los parámetros de condiciones de operación en los que se subrayan las temperaturas, presiones y relación materia prima; la flexibilidad de la fuente que indica la gama de hidrocarburos que utiliza como materia prima; la eficiencia lograda en planta, la madurez que señala que tanto se ha llevado a la práctica, las ventajas y desventajas. En la Tabla 2 se recopila la información mencionada.

Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural				
Parámetro	SMR	POX	ATR	DRM
Condiciones de operación	Temperatura (°C): 700-1000	Temperatura (°C): 950-1100	Temperatura (°C): 700-1100	Temperatura (°C): 650- 850
	Presión (psi): 43,5 – 362,6	Presión (psi): 1450,4	Presión (psi): de hasta 1450,38	Presión (psi): 14,5
	Relación materia prima:	Relación materia prima: $CH_4/O_2 = 2/1$		Relación materia prima: $CH_4/CO_2 = 1/1$

Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural				
Parámetro	SMR	POX	ATR	DRM
	$CH_4/H_2O = 1/1$			
Relación H_2/CO	> 3	2		< 1
Flexibilidad de la fuente	Metano + 10%etano	La mayoría de los hidrocarburos (C ₁ - C ₈)	Solo metano	Metano Dióxido de carbono
Eficiencia [%]	70-85	60-75	60-75	74-85
Madurez	Comercial	Comercial	Comercial baja	Comercial con limitaciones

Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural				
Parámetro	SMR	POX	ATR	DRM
Ventajas	Alta eficiencia Es la tecnología más desarrollada, infraestructura existente y producción a gran escala. No requiere planta de oxígeno Baja temperatura de funcionamiento Buena relación H_2/CO	Bajos requerimientos de desulfuración No necesita catalizador, aunque sí se utilizan en algunas plantas La ausencia de catalizador permite la formación de carbono y, por lo tanto, la operación sin vapor lo que reduce significativamente el contenido de	Comparado con el POX, baja temperatura de operación y menor requerimiento de oxígeno Baja fuga de metano Infraestructura y tecnología existente La composición de gas de síntesis se puede ajustar según la	Uso eficiente de gases de efecto invernadero. Relación H_2/CO favorable para cadenas largas de hidrocarburos. Procesos más limpios “verdes”.

Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural				
Parámetro	SMR	POX	ATR	DRM
	Selectividad y rendimiento de H_2 más alta	CO_2 en el gas de síntesis Baja fuga de metano Infraestructura y tecnología existente Reacción exotérmica y rápida, no necesita calor externo	temperatura de salida Relación H_2/CO favorable	
Desventajas	Altas emisiones de CO_2 Problemas de corrosión y	Baja relación H_2/CO	Requiere unidad de aire - oxígeno	Desactivación rápida de los catalizadores en presencia/formación de coque y

Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural				
Parámetro	SMR	POX	ATR	DRM
	necesita de la unidad de desulfuración Por su naturaleza endotérmica, altos requerimientos de calor	Altas temperaturas de operación Complejo manejo operativo Alto riesgo de explosión Formación de puntos calientes en el lecho del catalizador debido a su naturaleza exotérmica Se requiere una unidad de separación de oxígeno	Tecnología nueva Necesita calor externo Necesita unidad de separación de gas Experiencia comercial mínima	sinterización de metales. Altamente endotérmico y gran gasto energético.

Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural				
Parámetro	SMR	POX	ATR	DRM
		Si se presenta formación de hollín, el proceso es más complejo Experiencia comercial menor		

Tabla 2 Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural

La Ilustración 6 representa tres parámetros relevantes en las tecnologías de producción de hidrógeno que son útiles en el momento de hacer una elección para su instalación en refinerías.

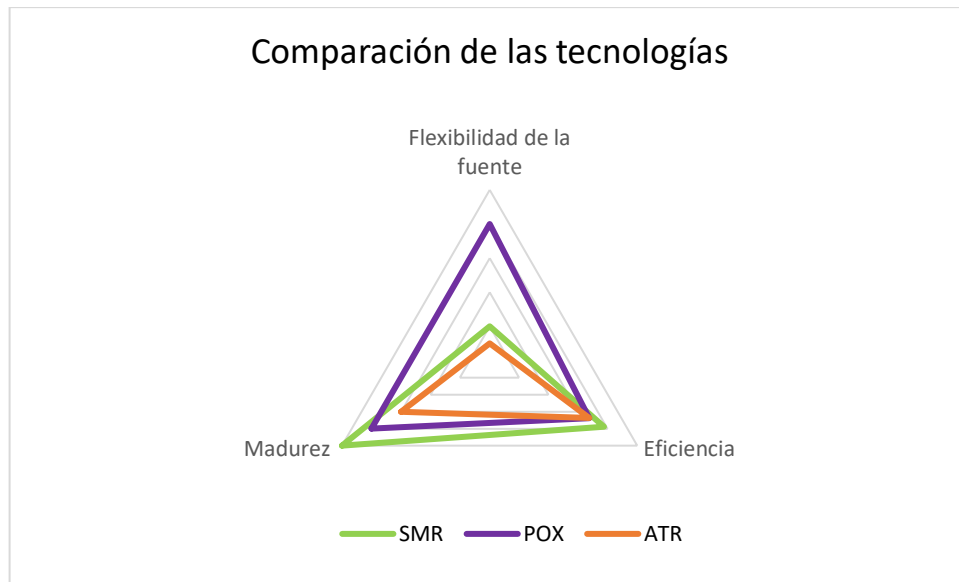


Ilustración 6 Comparación de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir del gas natural. Elaboración autora.

1.4 NIVEL DE MADUREZ DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL

1.4.1 TRL (Technological Readiness Level)

El nivel de madurez tecnológica es un sistema que permite conocer el avance de una tecnología en cuanto a la madurez y el estado de desarrollo que esta posea. La clasificación consta de nueve niveles, en donde el 1 representa un nivel incipiente de la tecnología a escala de laboratorio y el 9 expresa una escala de desarrollo ejecutado satisfactoriamente en proyectos ya establecidos. Cada nivel es especificado a detalle en la Ilustración 7.

Nivel de madurez de la tecnología - TRL



Ilustración 7 Nivel de madurez de la tecnología - TRL. Modificado de <https://acortar.link/dznsF7>

1.4.2 Nivel de madurez de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir del gas natural

Reformado de metano con vapor

TRL: 9

Beneficios

Alta selectividad del hidrógeno en los productos del syngas. Mayores tasas de H₂/CO₂ para la producción de H₂ que el reformado autotérmico o la oxidación parcial. Requiere menos limpieza que las opciones de pirólisis.

Limitaciones

Elevadas emisiones de CO₂ (requiere CSS o gestiones adicionales). Alto uso de agua por kilogramo de hidrógeno producido.

Prioridades de I+D+i

Desarrollar y demostrar la tecnología CCUS. Desarrollo de nuevas membranas para los reactores. Mejorar el diseño de los aparatos y de las instalaciones para conseguir una mayor flexibilidad en el aumento y la reducción de la potencia. Integrar fuentes de energía renovables. Establecer un tratamiento ambientalmente adecuado de los residuos de los subproductos. Desarrollar sistemas de separación de hidrógeno baratos y eficaces. Mejorar el diseño de los reactores para dar cabida a reacciones altamente exotérmicas o endotérmicas. Desarrollar catalizadores más tolerantes a las impurezas y a los amplios rangos de temperatura.

Características

Insumos: Agua, calor, gas natural.

Subproductos: CO₂ (resultante de la etapa de purificación para aumentar la producción de hidrógeno)

Temperatura de operación: ~750°C

Eficiencia energética: 74-85%

Ilustración 8 TRL Reformado de metano con vapor. Modificado de (CSIRO, 2022)

Oxidación parcial (térmica; catalítica)

TRL: 9 ; 4-5

Beneficios

Requiere menos limpieza que las opciones de gasificación o pirólisis.
La reacción es exotérmica, por tanto, no requiere un intercambiador de calor y es más compacta.
Rápidos tiempos de iniciación.
Produce una proporción ideal de syngas para una síntesis química posterior.

Limitaciones

La proporción ideal de los syngas para una posterior síntesis química se produce a expensas de menores cantidades de hidrógeno.
La manipulación del hollín le añade complejidad al proceso.
Requiere oxígeno.
Requiere de las CCUS para alcanzar bajas emisiones de carbono.

Prioridades de I+D+i

Desarrollar y demostrar medios eficaces para integrar CCUS.
Mejorar el diseño de los aparatos y de las instalaciones para conseguir una mayor flexibilidad en el aumento y la reducción de la potencia.
Integrar fuentes de energía renovables.
Establecer un tratamiento ambientalmente adecuado de los residuos de los subproductos.
Desarrollar sistemas de separación de hidrógeno baratos y eficaces para obtener hidrógeno con pureza adecuada a aplicaciones específicas.
Mejorar el diseño de los reactores para dar cabida a reacciones altamente exotérmicas o endotérmicas.

Características

Entrada: Oxígeno, calor (sólo se requiere inicialmente en el caso del sistema catalítico), crudo o gas natural.
Subproductos: CO₂
Temperatura de funcionamiento: Alta para el sistema térmico (sin embargo, el calor proviene de la combustión de la materia prima de hidrocarburos), temperatura inicialmente alta requerida para el sistema catalítico (posteriormente, temperatura auto sostenida durante el proceso en curso).
Eficiencia energética: 60-75%

Ilustración 9 TRL Oxidación parcial. Modificado de (CSIRO, 2022)

Reformado autotérmico de metano con vapor

TRL: 9

Beneficios

Alta selectividad para el syngas.
Proporción flexible de H₂/CO₂ para la producción de syngas, para la posterior producción de combustibles sintéticos.
Requiere menos limpieza que las opciones de pirólisis.
Temperatura del proceso es inferior comparado con la oxidación parcial.
El calor de la combustión de los combustibles se utiliza para complementar el componente SMR, lo que resulta en una menor carga de calor parasítico, es decir, menores pérdidas de energía por ineficiencias del sistema.
El SMR y los componentes de combustión están integrados en una sola unidad.
Baja formación de carbono/hollín, que minimiza la caída de presión y reduce el OPEX.
Diseño compacto, ocupa poco espacio en comparación con otros métodos.
Rápida puesta de iniciación.

Prioridades de I+D+i

Mejorar el diseño de los aparatos y de las instalaciones.
Desarrollar y demostrar medios eficaces para integrar CCUS.
Desarrollar sistemas de separación de hidrógeno baratos y eficaces.
Integrar fuentes de energía renovables.
Desarrollar diseños de quemadores para una mezcla óptima y catalizadores para hacer frente a condiciones severas de funcionamiento

Características

Entrada: Hidrocarburos, oxígeno, vapor, calor. **Subproducto:** CO₂

Temperatura de operación: >500°C.

Eficiencia energética: 60-75%.

Limitaciones

Se requiere un amplio sistema de control.
Requiere aire u oxígeno.
Requiere uso de CCUS.

Ilustración 10 TRL Reformado autotérmico de metano con vapor. Modificado de (CSIRO, 2022)

Reformado de dióxido de carbono

TRL: 9

Beneficios

Utiliza el CO₂ como reactivo.
Requiere menos limpieza que las opciones de pirólisis.

Limitaciones

Elevadas emisiones de CO₂ (requiere CSS o gestiones adicionales).
Mayor demanda de energía, menor cantidad de hidrógeno producido por unidad de gas natural.

Prioridades de I+D+i

Desarrollar y demostrar la tecnología CCUS.
Desarrollo de nuevas membranas para los reactores.
Mejorar el diseño de los aparatos y de las instalaciones para conseguir una mayor flexibilidad en el aumento y la reducción de la potencia.
Integrar fuentes de energía renovables.
Establecer un tratamiento ambientalmente adecuado de los residuos de los subproductos.
Desarrollar sistemas de separación de hidrógeno baratos y eficaces.
Mejorar el diseño de los reactores para dar cabida a reacciones altamente exotérmicas o endotérmicas.
Desarrollar catalizadores más tolerantes a las impurezas y a los amplios rangos de temperatura.

Características

Insumos: CO₂, calor, gas natural.

Subproductos: CO₂ (resultante de la etapa de purificación para aumentar la producción de hidrógeno)

Temperatura de operación: ~750°C

Eficiencia energética: 74-85%

Ilustración 11 TRL Reformado de dióxido de carbono (reformado en seco de metano). Modificado de (CSIRO, 2022)

2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Actualmente, la mayoría del hidrógeno se produce a partir de los combustibles fósiles, donde se cuenta con amplia actividad y desarrollo tecnológico por tanto no es factible un abandono inmediato de estas materias primas sino aprovechar el conocimiento y la infraestructura en la construcción de un camino a sistemas alineados con la descarbonización, la incorporación con otras tecnologías y las metas de carbono neutralidad del país como la integración de sistemas de captura, utilización y almacenamiento de CO₂ (CCUS) para el impulso de la economía del hidrógeno haciendo provecho de los recursos naturales con que se cuentan y así evitar el desbalance previsto entre las fuentes convencionales de energía y las nuevas alternativas renovables, es decir, mitigar el impacto financiero que supondría una menor participación de industrias ya establecidas en territorios tradicionalmente ligados a ellas, por ejemplo, a la industria petrolera y minera que aportan al desarrollo económico y social de las regiones ²³.

En Colombia, el hidrógeno se produce a partir del gas natural, sin embargo, se estima una duración de las reservas de esta materia prima en 7,7 años lo que indica que la producción a gran escala puede verse afectada o simplemente no es factible si se continua a este ritmo sin el hallazgo o explotación de nuevos reservorios ²⁴. No obstante, Ecopetrol en la Estrategia 2040 – energía que transforma informa sus intenciones de producir 1 Mt H₂/año a 2040, donde la participación del gas natural

²³ COBO, Martha (2022). *Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia: Una estrategia nacional de hidrógeno*. Obtenido de Universidad de La Sabana.

²⁴ Ibid.

en la producción de hidrógeno convendría a más del doble de los niveles actuales generando 300 kt/año de hidrógeno azul (de bajas emisiones)²⁵.

En cuanto a la producción de carbón, Colombia es líder en producción además de contar con reservas de este recurso para el próximo siglo haciendo una economía sólida de suficiencia, exportación y contribución económica que no se debe desatender sino incentivar a un cambio progresivo a la reducción de sus emisiones, así que siendo consecuente con esto se puede trazar una vía de producción de hidrógeno que integre este recurso a un sistema más sostenible.

Con lo expuesto anteriormente, se pretende visibilizar la oportunidad de producción de hidrógeno a partir de gas natural y cómo no, también la generación a partir de carbón en distintos escenarios.

Para determinar el potencial de implementación de las tecnologías de producción de hidrógeno, se consideraron algunos criterios de selección, los cuales se mencionan a continuación:

- Zonas relevantes del hidrógeno
 - Campos productores
 - Refinerías
 - Red nacional de gasoductos
- Precio del gas natural en Colombia

²⁵ ECOPETROL. Referencias bibliográficas. Estrategia 2040 - Energía que transforma.

2.1 ZONAS RELEVANTES DEL HIDRÓGENO

Se identifica como zona relevante del hidrógeno en Colombia a aquella área con potencial en la cadena de producción y suministro donde la infraestructura existente promueve el desenvolvimiento de la economía del hidrógeno a partir del gas natural y puede ser prospectiva para su ampliación al uso del carbón como materia prima de producción de hidrógeno. Se han identificado las siguientes zonas relevantes del hidrógeno:

2.1.1 Campos productores de gas

Los campos productores de gas sobresalientes en el año 2022 se datan en la Ilustración 12, que por lo general han tenido trascendencia histórica para las reservas del país proporcionando cierta seguridad energética y abastecimiento para los diferentes requerimientos. La Ilustración 13 destaca los departamentos con mayor participación en la producción de gas natural para el año 2022.

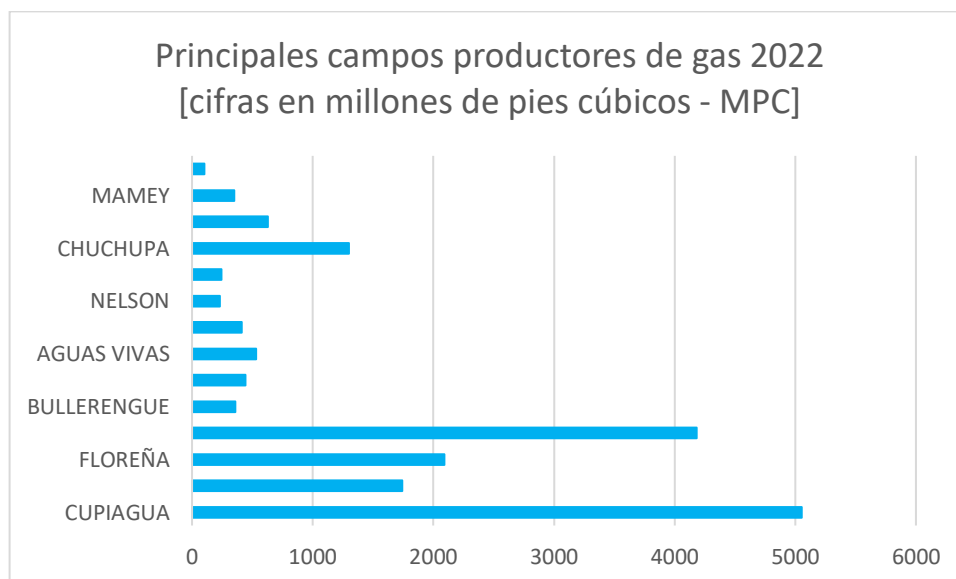


Ilustración 12 Principales campos productores de gas de Colombia en 2022. Datos obtenidos de la ANH

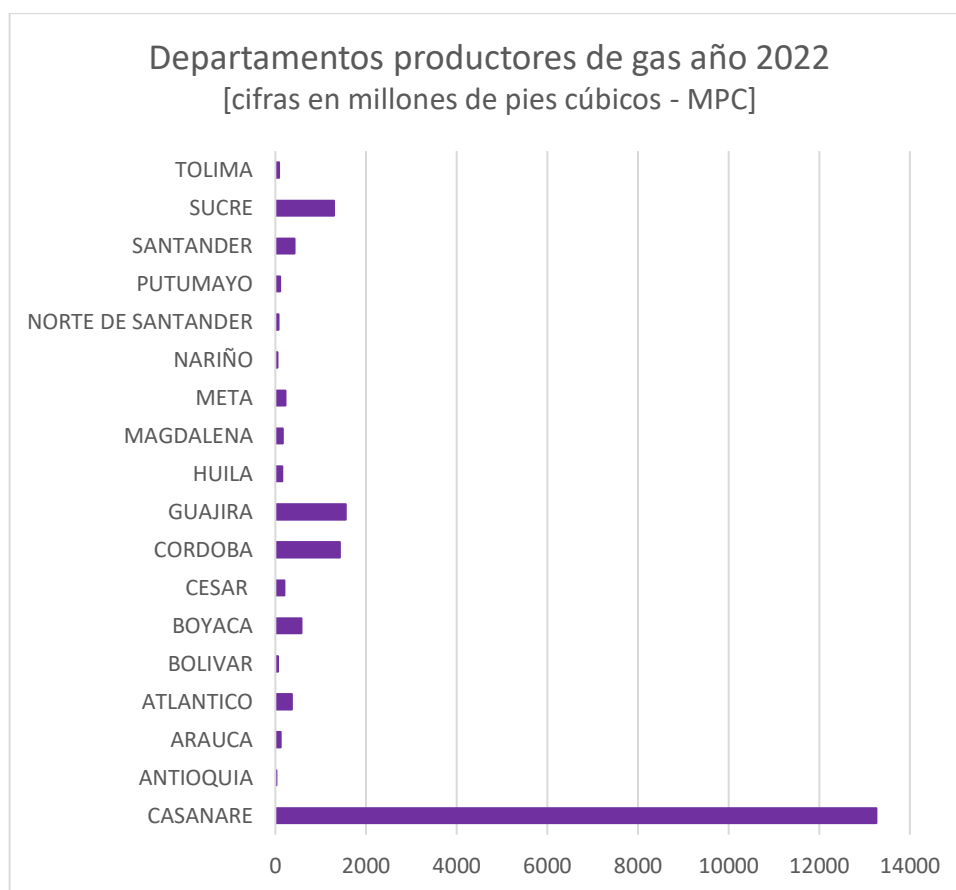


Ilustración 13 Departamentos productores de gas año 2022. Datos obtenidos de la ANH.

La evaluación del criterio de los campos productores de gas en Colombia, a su vez, permite establecer los departamentos con mayor producción gasífera, en los que se cuentan Casanare, la Guajira, Córdoba, Sucre, Boyacá y Santander, que a grandes rasgos cuentan con la producción mayoritaria de gas en el país y en los cuales la economía hidrógeno puede robustecerse en periodos cortos de tiempo.

2.1.2 Refinerías

Las refinerías compiten a uno de los actores claves de la producción de hidrógeno a partir de gas natural debido a que la infraestructura necesaria se encuentra en ellas; en las refinerías colombianas de Barrancabermeja y Cartagena se produce hidrógeno a partir del reformado de metano con vapor (SMR) para la refinación de

crudo en el proceso de hidrotratamiento e hidrocrackeo con el que se busca eliminar impurezas como azufre y nitrógeno ²⁶.

La demanda anual de hidrógeno, estimada en 150 kt, se produce mediante reformado de gas natural (hidrógeno gris) y se consume principalmente en las refinerías. El resto de la demanda se distribuye entre la producción de fertilizantes y otros usos industriales menores, como la producción de vidrio flotado o el procesamiento de grasas y aceites para la alimentación ²⁷.

Por lo anterior, las refinerías son un punto fuerte en la economía del hidrógeno a partir del gas natural pues además de contar con la infraestructura, se posee el conocimiento técnico y la experiencia suficiente que da mayor confiabilidad/seguridad en el momento de poner en marcha nuevos proyectos de producción de hidrógeno.

2.1.3 Red nacional de gasoductos

La infraestructura de la red nacional de gasoductos se puede acondicionar a los requerimientos internacionales para el transporte de hidrógeno, de esta manera se evita el iniciar de ceros en el sistema de transporte. La Ilustración 14 muestra el sistema actual de gasoductos, que cubre principalmente las regiones Andina y Caribe además de algunas zonas de las regiones Pacífico y de los Llanos Orientales. Se estima que entre el 5-20% del hidrógeno se podría mezclar en la red

²⁶ MORENO, Juan. (2022). *Role of low carbon emission H2 in the energy transition of Colombia: Environmental assessment of H2 production pathways for a certification scheme.*

²⁷ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia.*

de gas existente para su transporte con lo que se lograría a la par una reducción de la huella de carbono de la red de gas natural ²⁸.

Las zonas relevantes del hidrógeno enunciadas tienen la ventaja de contar con infraestructura, capacidades técnicas y el conocimiento que ha traído consigo la industria del Oil and Gas, que han de aprovecharse para la adopción de las nuevas tecnologías. En cuanto a las refinerías y la red nacional de gasoductos se destaca la proximidad con los escenarios de posible demanda, que son los centros industriales y las grandes ciudades (sector transporte terrestre pesado).

²⁸ CSIRO. (2022). Informe preliminar con la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul. Obtenido de UPME.

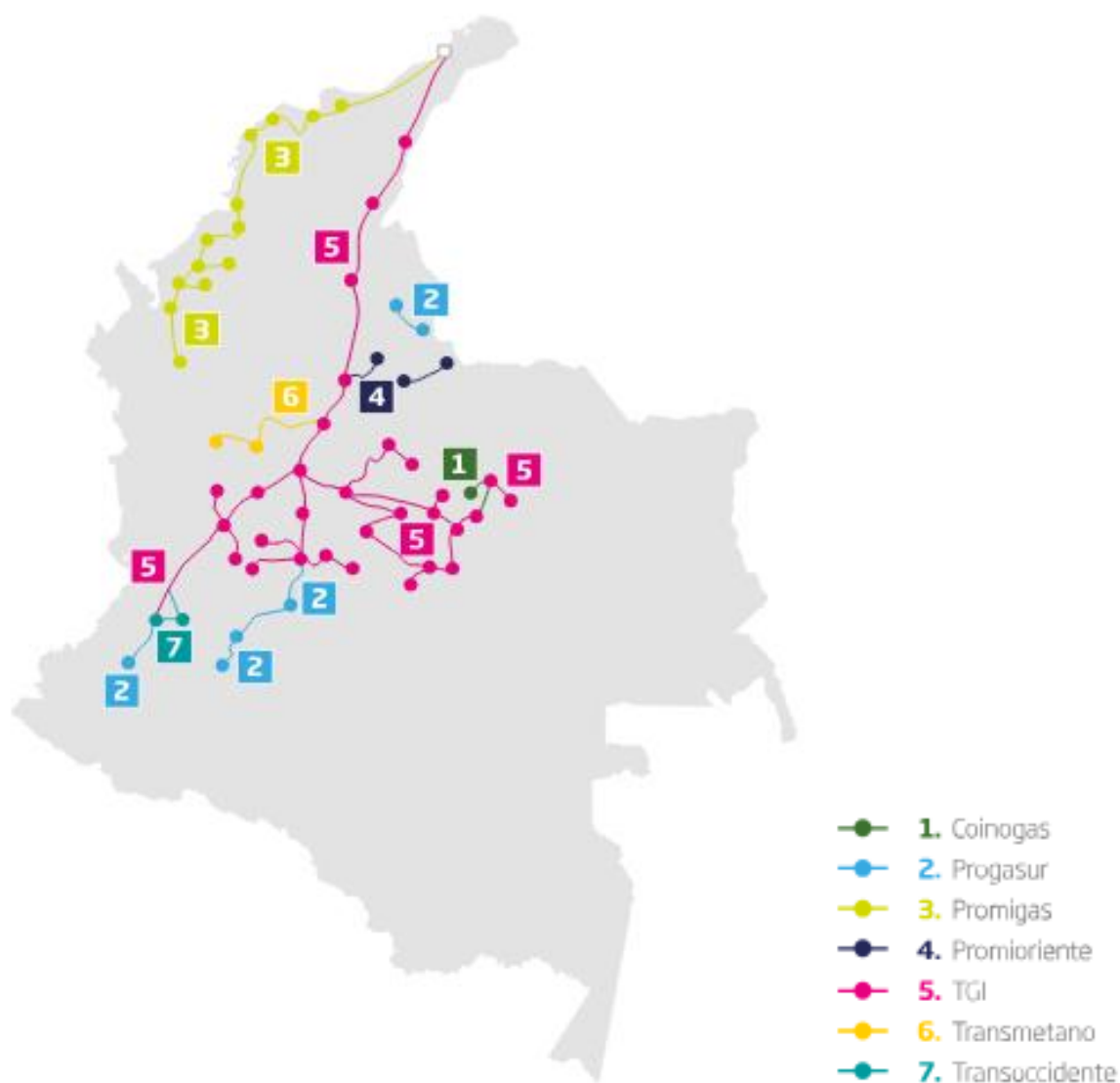


Ilustración 14 Red principal de gasoductos de Colombia. Tomado de <https://acortar.link/UK7Gnt>

En la Ilustración 15, se recopilan datos de los principales departamentos productores de gas, las refinerías de mayor disposición de carga, los puertos de exportación más importantes y los departamentos con producción de carbón. Todos estos datos sirven para reflejar que las zonas potenciales para la producción de hidrógeno corresponden a la región Andina y Caribe. Además, esta ilustración también tiene como objetivo insertar las dos fases en las cuales se puede hacer

provecho de las tecnologías de producción de hidrógeno citadas en el capítulo anterior.

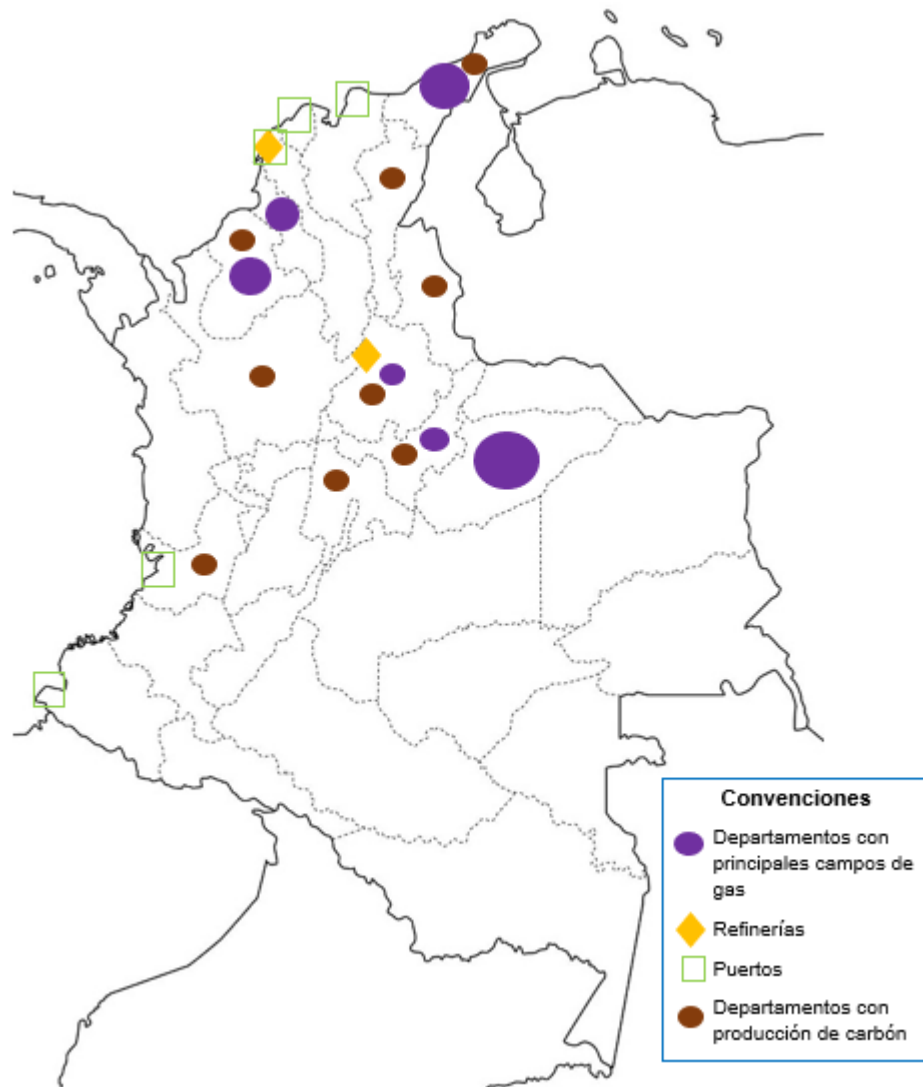


Ilustración 15 principales departamentos productores de gas, refinerías, puertos y departamentos con producción de carbón

2.2 PRECIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Los precios nacionales del gas natural para el largo plazo, a modo de pronóstico, se hace uso de la tendencia del indicador Henry Hub para las fuentes de producción

nacionales ²⁹. De estos datos se traza el promedio con el fin de tener un precio único de referencia. La Tabla 3 y la Ilustración 16 presentan la data.

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]
1/1/2021	4,41
1/2/2021	4,39
1/3/2021	4,47
1/4/2021	4,47
1/5/2021	4,40
1/6/2021	4,38
1/7/2021	4,28
1/8/2021	4,47
1/9/2021	4,61
1/10/2021	4,57
1/11/2021	4,57
1/12/2021	4,90
1/1/2022	5,65
1/2/2022	6,01
1/3/2022	6,62
1/4/2022	8,76
1/5/2022	10,68
1/6/2022	10,72
1/7/2022	10,80
1/8/2022	10,53
1/9/2022	10,17
1/10/2022	9,85
1/11/2022	9,45
1/12/2022	9,29
1/1/2023	9,65
1/2/2023	9,18
1/3/2023	8,70
1/4/2023	7,07
1/5/2023	6,91

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]
1/6/2023	6,96
1/7/2023	7,18
1/8/2023	7,17
1/9/2023	7,02
1/10/2023	7,02
1/11/2023	7,24
1/12/2023	7,34
1/1/2024	7,30
1/2/2024	7,26
1/3/2024	7,21
1/4/2024	7,17
1/5/2024	7,13
1/6/2024	7,08
1/7/2024	7,04
1/8/2024	7,00
1/9/2024	6,96
1/10/2024	6,92
1/11/2024	6,88
1/12/2024	6,84
1/1/2025	6,82
1/2/2025	6,80
1/3/2025	6,78
1/4/2025	6,76
1/5/2025	6,75
1/6/2025	6,73
1/7/2025	6,71
1/8/2025	6,69
1/9/2025	6,67
1/10/2025	6,66

²⁹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. *Proyección de precios de los energéticos en fuente de producción y en plantas de generación enero 2022 – diciembre 2037.*

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]
1/11/2025	6,64
1/12/2025	6,62
1/1/2026	6,63
1/2/2026	6,64
1/3/2026	6,65
1/4/2026	6,66
1/5/2026	6,67
1/6/2026	6,68
1/7/2026	6,68
1/8/2026	6,69
1/9/2026	6,70
1/10/2026	6,71
1/11/2026	6,72
1/12/2026	6,73
1/1/2027	6,76
1/2/2027	6,79
1/3/2027	6,82
1/4/2027	6,86
1/5/2027	6,89
1/6/2027	6,92
1/7/2027	6,95
1/8/2027	6,98
1/9/2027	7,02
1/10/2027	7,05
1/11/2027	7,08
1/12/2027	7,12
1/1/2028	7,16
1/2/2028	7,21
1/3/2028	7,25
1/4/2028	7,30
1/5/2028	7,35
1/6/2028	7,39
1/7/2028	7,44
1/8/2028	7,49
1/9/2028	7,54
1/10/2028	7,59
1/11/2028	7,64
1/12/2028	7,68

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]
1/1/2029	7,72
1/2/2029	7,76
1/3/2029	7,80
1/4/2029	7,84
1/5/2029	7,87
1/6/2029	7,91
1/7/2029	7,95
1/8/2029	7,99
1/9/2029	8,03
1/10/2029	8,07
1/11/2029	8,11
1/12/2029	8,15
1/1/2030	8,18
1/2/2030	8,21
1/3/2030	8,25
1/4/2030	8,28
1/5/2030	8,32
1/6/2030	8,35
1/7/2030	8,39
1/8/2030	8,42
1/9/2030	8,46
1/10/2030	8,49
1/11/2030	8,53
1/12/2030	8,56
1/1/2031	8,59
1/2/2031	8,63
1/3/2031	8,66
1/4/2031	8,69
1/5/2031	8,73
1/6/2031	8,76
1/7/2031	8,79
1/8/2031	8,83
1/9/2031	8,86
1/10/2031	8,89
1/11/2031	8,93
1/12/2031	8,96
1/1/2032	8,99
1/2/2032	9,01

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]
1/3/2032	9,03
1/4/2032	9,06
1/5/2032	9,08
1/6/2032	9,10
1/7/2032	9,13
1/8/2032	9,15
1/9/2032	9,17
1/10/2032	9,20
1/11/2032	9,22
1/12/2032	9,24
1/1/2033	9,27
1/2/2033	9,30
1/3/2033	9,34
1/4/2033	9,37
1/5/2033	9,40
1/6/2033	9,43
1/7/2033	9,46
1/8/2033	9,49
1/9/2033	9,52
1/10/2033	9,56
1/11/2033	9,59
1/12/2033	9,62
1/1/2034	9,64
1/2/2034	9,65
1/3/2034	9,67
1/4/2034	9,69
1/5/2034	9,70
1/6/2034	9,72
1/7/2034	9,73
1/8/2034	9,75
1/9/2034	9,77
1/10/2034	9,78
1/11/2034	9,80
1/12/2034	9,82
1/1/2035	9,83

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]
1/2/2035	9,85
1/3/2035	9,87
1/4/2035	9,88
1/5/2035	9,90
1/6/2035	9,92
1/7/2035	9,94
1/8/2035	9,95
1/9/2035	9,97
1/10/2035	9,99
1/11/2035	10,01
1/12/2035	10,02
1/1/2036	10,04
1/2/2036	10,06
1/3/2036	10,08
1/4/2036	10,10
1/5/2036	10,12
1/6/2036	10,15
1/7/2036	10,17
1/8/2036	10,19
1/9/2036	10,21
1/10/2036	10,23
1/11/2036	10,25
1/12/2036	10,27
1/1/2037	10,29
1/2/2037	10,31
1/3/2037	10,34
1/4/2037	10,36
1/5/2037	10,38
1/6/2037	10,40
1/7/2037	10,43
1/8/2037	10,45
1/9/2037	10,47
1/10/2037	10,49
1/11/2037	10,52
1/12/2037	10,54

Tabla 3 Datos promediados de Proyección de precios de gas natural en fuente de producción. Tomado de (UPME, 2022).

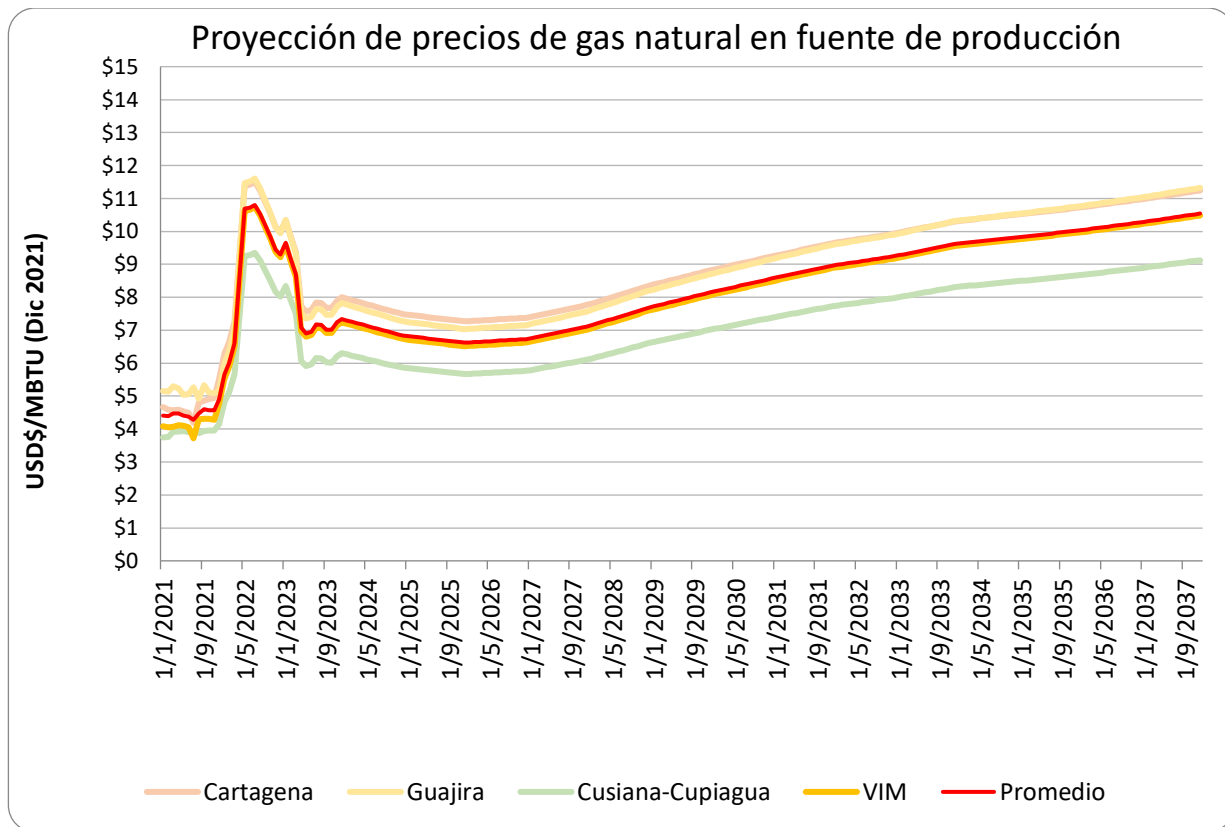


Ilustración 16 Proyección de precios de gas natural en fuente de producción. Tomado de (UPME, 2022)

2.2.1 Costos de producción de hidrógeno a partir de gas natural

Steam Methane Reforming (SMR)

El costo de producción varía de acuerdo con el precio del gas natural, para el reformado de metano con vapor se cuenta con una relación, Ecuación 6, para determinar el costo de producción de hidrógeno en la que no se especifica el tamaño de la planta o costos operativos sin tecnologías CCS ³⁰.

³⁰ PARKINSON, Brett M. T. (2018). *Hydrogen production using methane: Techno-economics of decarbonizing fuels and chemicals*.

$$\text{Costo de } H_2 \left[\frac{USD}{Kg} \right] = 0,271 \times \text{Precio gas natural} \left[\frac{USD}{GJ} \right] \left[\frac{1 GJ}{947,817 MBTU} \right] + 0,15$$

Ecuación 10 Costo del hidrógeno con tecnología SMR

A continuación, se presentan los cálculos correspondientes al costo del hidrógeno con la aplicación de la tecnología de reformado de metano con vapor, Tabla 4:

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]	Costo de H2 [USD/Kg]	Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]	Costo de H2 [USD/Kg]
1/1/2021	4,41	0,151	1/4/2023	7,07	0,152
1/2/2021	4,39	0,151	1/5/2023	6,91	0,152
1/3/2021	4,47	0,151	1/6/2023	6,96	0,152
1/4/2021	4,47	0,151	1/7/2023	7,18	0,152
1/5/2021	4,40	0,151	1/8/2023	7,17	0,152
1/6/2021	4,38	0,151	1/9/2023	7,02	0,152
1/7/2021	4,28	0,151	1/10/2023	7,02	0,152
1/8/2021	4,47	0,151	1/11/2023	7,24	0,152
1/9/2021	4,61	0,151	1/12/2023	7,34	0,152
1/10/2021	4,57	0,151	1/1/2024	7,30	0,152
1/11/2021	4,57	0,151	1/2/2024	7,26	0,152
1/12/2021	4,90	0,151	1/3/2024	7,21	0,152
1/1/2022	5,65	0,152	1/4/2024	7,17	0,152
1/2/2022	6,01	0,152	1/5/2024	7,13	0,152
1/3/2022	6,62	0,152	1/6/2024	7,08	0,152
1/4/2022	8,76	0,153	1/7/2024	7,04	0,152
1/5/2022	10,68	0,153	1/8/2024	7,00	0,152
1/6/2022	10,72	0,153	1/9/2024	6,96	0,152
1/7/2022	10,80	0,153	1/10/2024	6,92	0,152
1/8/2022	10,53	0,153	1/11/2024	6,88	0,152
1/9/2022	10,17	0,153	1/12/2024	6,84	0,152
1/10/2022	9,85	0,153	1/1/2025	6,82	0,152
1/11/2022	9,45	0,153	1/2/2025	6,80	0,152
1/12/2022	9,29	0,153	1/3/2025	6,78	0,152
1/1/2023	9,65	0,153	1/4/2025	6,76	0,152
1/2/2023	9,18	0,153	1/5/2025	6,75	0,152
1/3/2023	8,70	0,152	1/6/2025	6,73	0,152

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]	Costo de H2 [USD/Kg]
1/7/2025	6,71	0,152
1/8/2025	6,69	0,152
1/9/2025	6,67	0,152
1/10/2025	6,66	0,152
1/11/2025	6,64	0,152
1/12/2025	6,62	0,152
1/1/2026	6,63	0,152
1/2/2026	6,64	0,152
1/3/2026	6,65	0,152
1/4/2026	6,66	0,152
1/5/2026	6,67	0,152
1/6/2026	6,68	0,152
1/7/2026	6,68	0,152
1/8/2026	6,69	0,152
1/9/2026	6,70	0,152
1/10/2026	6,71	0,152
1/11/2026	6,72	0,152
1/12/2026	6,73	0,152
1/1/2027	6,76	0,152
1/2/2027	6,79	0,152
1/3/2027	6,82	0,152
1/4/2027	6,86	0,152
1/5/2027	6,89	0,152
1/6/2027	6,92	0,152
1/7/2027	6,95	0,152
1/8/2027	6,98	0,152
1/9/2027	7,02	0,152
1/10/2027	7,05	0,152
1/11/2027	7,08	0,152
1/12/2027	7,12	0,152
1/1/2028	7,16	0,152
1/2/2028	7,21	0,152
1/3/2028	7,25	0,152
1/4/2028	7,30	0,152
1/5/2028	7,35	0,152
1/6/2028	7,39	0,152
1/7/2028	7,44	0,152

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]	Costo de H2 [USD/Kg]
1/8/2028	7,49	0,152
1/9/2028	7,54	0,152
1/10/2028	7,59	0,152
1/11/2028	7,64	0,152
1/12/2028	7,68	0,152
1/1/2029	7,72	0,152
1/2/2029	7,76	0,152
1/3/2029	7,80	0,152
1/4/2029	7,84	0,152
1/5/2029	7,87	0,152
1/6/2029	7,91	0,152
1/7/2029	7,95	0,152
1/8/2029	7,99	0,152
1/9/2029	8,03	0,152
1/10/2029	8,07	0,152
1/11/2029	8,11	0,152
1/12/2029	8,15	0,152
1/1/2030	8,18	0,152
1/2/2030	8,21	0,152
1/3/2030	8,25	0,152
1/4/2030	8,28	0,152
1/5/2030	8,32	0,152
1/6/2030	8,35	0,152
1/7/2030	8,39	0,152
1/8/2030	8,42	0,152
1/9/2030	8,46	0,152
1/10/2030	8,49	0,152
1/11/2030	8,53	0,152
1/12/2030	8,56	0,152
1/1/2031	8,59	0,152
1/2/2031	8,63	0,152
1/3/2031	8,66	0,152
1/4/2031	8,69	0,152
1/5/2031	8,73	0,152
1/6/2031	8,76	0,153
1/7/2031	8,79	0,153
1/8/2031	8,83	0,153

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]	Costo de H2 [USD/Kg]
1/9/2031	8,86	0,153
1/10/2031	8,89	0,153
1/11/2031	8,93	0,153
1/12/2031	8,96	0,153
1/1/2032	8,99	0,153
1/2/2032	9,01	0,153
1/3/2032	9,03	0,153
1/4/2032	9,06	0,153
1/5/2032	9,08	0,153
1/6/2032	9,10	0,153
1/7/2032	9,13	0,153
1/8/2032	9,15	0,153
1/9/2032	9,17	0,153
1/10/2032	9,20	0,153
1/11/2032	9,22	0,153
1/12/2032	9,24	0,153
1/1/2033	9,27	0,153
1/2/2033	9,30	0,153
1/3/2033	9,34	0,153
1/4/2033	9,37	0,153
1/5/2033	9,40	0,153
1/6/2033	9,43	0,153
1/7/2033	9,46	0,153
1/8/2033	9,49	0,153
1/9/2033	9,52	0,153
1/10/2033	9,56	0,153
1/11/2033	9,59	0,153
1/12/2033	9,62	0,153
1/1/2034	9,64	0,153
1/2/2034	9,65	0,153
1/3/2034	9,67	0,153
1/4/2034	9,69	0,153
1/5/2034	9,70	0,153
1/6/2034	9,72	0,153
1/7/2034	9,73	0,153
1/8/2034	9,75	0,153
1/9/2034	9,77	0,153

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]	Costo de H2 [USD/Kg]
1/10/2034	9,78	0,153
1/11/2034	9,80	0,153
1/12/2034	9,82	0,153
1/1/2035	9,83	0,153
1/2/2035	9,85	0,153
1/3/2035	9,87	0,153
1/4/2035	9,88	0,153
1/5/2035	9,90	0,153
1/6/2035	9,92	0,153
1/7/2035	9,94	0,153
1/8/2035	9,95	0,153
1/9/2035	9,97	0,153
1/10/2035	9,99	0,153
1/11/2035	10,01	0,153
1/12/2035	10,02	0,153
1/1/2036	10,04	0,153
1/2/2036	10,06	0,153
1/3/2036	10,08	0,153
1/4/2036	10,10	0,153
1/5/2036	10,12	0,153
1/6/2036	10,15	0,153
1/7/2036	10,17	0,153
1/8/2036	10,19	0,153
1/9/2036	10,21	0,153
1/10/2036	10,23	0,153
1/11/2036	10,25	0,153
1/12/2036	10,27	0,153
1/1/2037	10,29	0,153
1/2/2037	10,31	0,153
1/3/2037	10,34	0,153
1/4/2037	10,36	0,153
1/5/2037	10,38	0,153
1/6/2037	10,40	0,153
1/7/2037	10,43	0,153
1/8/2037	10,45	0,153
1/9/2037	10,47	0,153
1/10/2037	10,49	0,153

Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]	Costo de H2 [USD/Kg]	Fecha	Promedio costo gas natural [USD/MBTU]	Costo de H2 [USD/Kg]
1/11/2037	10,52	0,153	Costo promedio del hidrógeno [USD/Kg]		0,15235
1/12/2037	10,54	0,153			

Tabla 4 Costo de hidrógeno con tecnología SMR. Elaborado por la autora.

2.3 FASES DE INSERCIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA

La inserción del hidrógeno a la economía colombiana se ha definido en diferentes fases que promueven el desarrollo progresivo de las tecnologías de producción de hidrógeno a partir del gas natural, al término década fase se busca cubrir diferentes aplicaciones en las que se prevé una sólida demanda. Se identifican las tres fases propuestas en la Ilustración 17, mencionadas a continuación:

- **Fase 1:** demanda actual
- **Fase 2:** nuevas demandas a nivel nacional
- **Fase 3:** demanda a nivel internacional.

Fases de inserción del hidrógeno en la economía colombiana

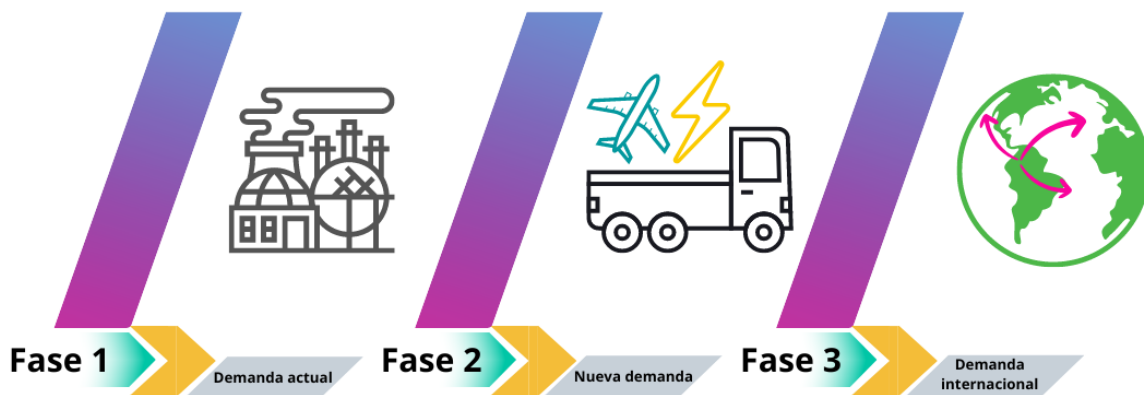


Ilustración 17 Fases de inserción del hidrógeno en la economía colombiana. Fuente: autora.

2.3.1 Fase 1: demanda actual

Esta Fase comprende el abastecimiento actual de las refinerías y menores usos en las industrias químicas y siderúrgicas, así como la inserción del hidrógeno en el transporte terrestre pesado. La producción de hidrógeno se hace a partir de gas natural con la tecnología SMR-CCS en las refinerías. La Ilustración 18 muestra las partes asociadas a la extracción, producción y consumo para la Fase 1.

El suministro de carga para la refinería de Cartagena viene de los campos productores aledaños como Bullerengue, Aguas Vivas, Clarinete, Nelson, Ballena, Chuchupa, Mamey y Pandereta.

Así mismo, el suministro de carga para la refinería de Barrancabermeja arriba de los campos Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto Sur, Gibraltar y la Cira-Infantas por su cercanía.

Según cifras de Ecopetrol actualmente se está usando la capacidad instalada en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena; si se desea aumentar el uso de hidrógeno en la refinación, se debe elevar la capacidad instalada en esas instalaciones o promover la construcción de más refinerías en el país ³¹.

Fase 1: demanda actual

Extracción



Campos de gas

Producción



Refinería

Consumo



Refinería
Industria química
Siderúrgica

*Ilustración 18 Fase 1: demanda actual. Imágenes tomadas de <https://acortar.link/a4U05T>
<https://acortar.link/TdpzsG>*

2.3.2 Fase 2: nuevas demandas a nivel nacional

Debido a que en la Fase 1 se subsanan las necesidades básicas actuales de hidrógeno, en la Fase 2 se promueve el desarrollo de otras tecnologías, sectores y aplicaciones para robustecer la economía del hidrógeno, en la Tabla 5 se pueden apreciar usos del hidrógeno en otras industrias.

³¹ COBO, p. 44

Uso de hidrógeno en diferentes industrias	
Tipo de industria	Uso
Petrolera	Remoción de sulfuros y otras impurezas Hidrocraqueo de grandes cadenas de hidrocarburos para producir destilados
Química	Síntesis de amoníaco, metanol, etc.
Alimenticia	Conversión de azúcares en polioles Conversión de aceites comestibles Conversión de sebo y grasa para alimentación animal
Plásticos	Síntesis de nylon, poliuretanos, poliéster y poliolefina Craqueo de plásticos para reducir moléculas más sencillas que puedan ser recicladas
Metales	Eliminación de oxígeno Atmosfera reductora para la producción de hierro, magnesio, molibdeno, etc. Sopletes de soldadura Tratamiento térmico para mejorar la ductilidad y la calidad del mecanizado, para aliviar el estrés, para endurecer, para aumentar la resistencia a la tracción, cambiar las características magnéticas o eléctricas
Electrónica	Crecimiento 'epitaxial' de polisilicio Manufactura de tubos de vacío Materiales de unión por calor
Vidriería	Sopletes de corte de alta temperatura Pulido de vidrio

Uso de hidrógeno en diferentes industrias	
Tipo de industria	Uso
	Tratamiento térmico de fibras ópticas
	Atmósfera reductora para el proceso de vidrio flotado
	Refrigerante para grandes generadores de motores
Energía eléctrica	Procesamiento de combustible nuclear

Tabla 5 Uso de hidrógeno en diferentes industrias. Tomado de: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.088>

La Ilustración 19 representa la Fase 2 en la que se destinan campos productores de gas y carbón para la alimentación de las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno; en esta etapa de desarrollo se amplía la capacidad de producción a miras de otras materias primas aprovechables y asequibles.

Al promover el desarrollo de mayor capacidad de entrega de hidrógeno se hace hincapié en la premisa de las reservas limitantes del gas natural y por ello se insta a incluir en esta fase una nueva materia prima para la producción de hidrógeno: el carbón.

Las reservas amplias de carbón, un posible escenario internacional en el que disminuya la demanda, lo que acarrea en un retraimiento y malestar en la industria minera, son un aliciente para el inicio de la conversión de carbón en hidrógeno con el uso de sistemas CCUS; aunque en Colombia no hay producción actual se planteó que su producción empiece en 2028, la espera de ciertos años en los que se debe planear, diseñar y construir las plantas ³².

³² Ibid.

Para la generación de hidrógeno a partir de carbón se tienen en cuenta los principales departamentos productores señalados en la Ilustración 15 que competen a La Guajira y Cesar, en menor medida Córdoba, Boyacá, Cundinamarca, Santander, Norte de Santander, Antioquia y Valle del Cauca ³³. Se propone el uso de la tecnología POX que tiene un amplio rango de flexibilidad de la fuente que va desde metano hasta el coque.

Para la Fase 1 solo se contempla la producción a partir de gas natural mediante el uso de la tecnología ya establecida con el complemento del sistema de captura y almacenamiento de carbono CCS, sin embargo, en la Fase 2 se inserta el carbón como materia prima por consiguiente las tecnologías de producción de hidrógeno han de adaptarse a esto. La tecnología acorde a esta adaptación es la oxidación parcial que permite la alimentación de gas natural y carbón; con el tiempo, la tecnología de reformado autotérmico de vapor ha de ser favorable en zonas donde sea indispensable la optimización de espacio y los requerimientos de calor del proceso sean bajos en comparación con las demás tecnologías, es decir, que las ventajas que ofrece esta tecnología sean sobresalientes frente a las demás. El reformado en seco de metano ha de ser útil en la descarbonización ya que un beneficio importante es el uso de dióxido de carbono como reactivo.

³³ AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA. (2013). Referencias bibliográficas.

Fase 2: nuevas demandas a nivel nacional

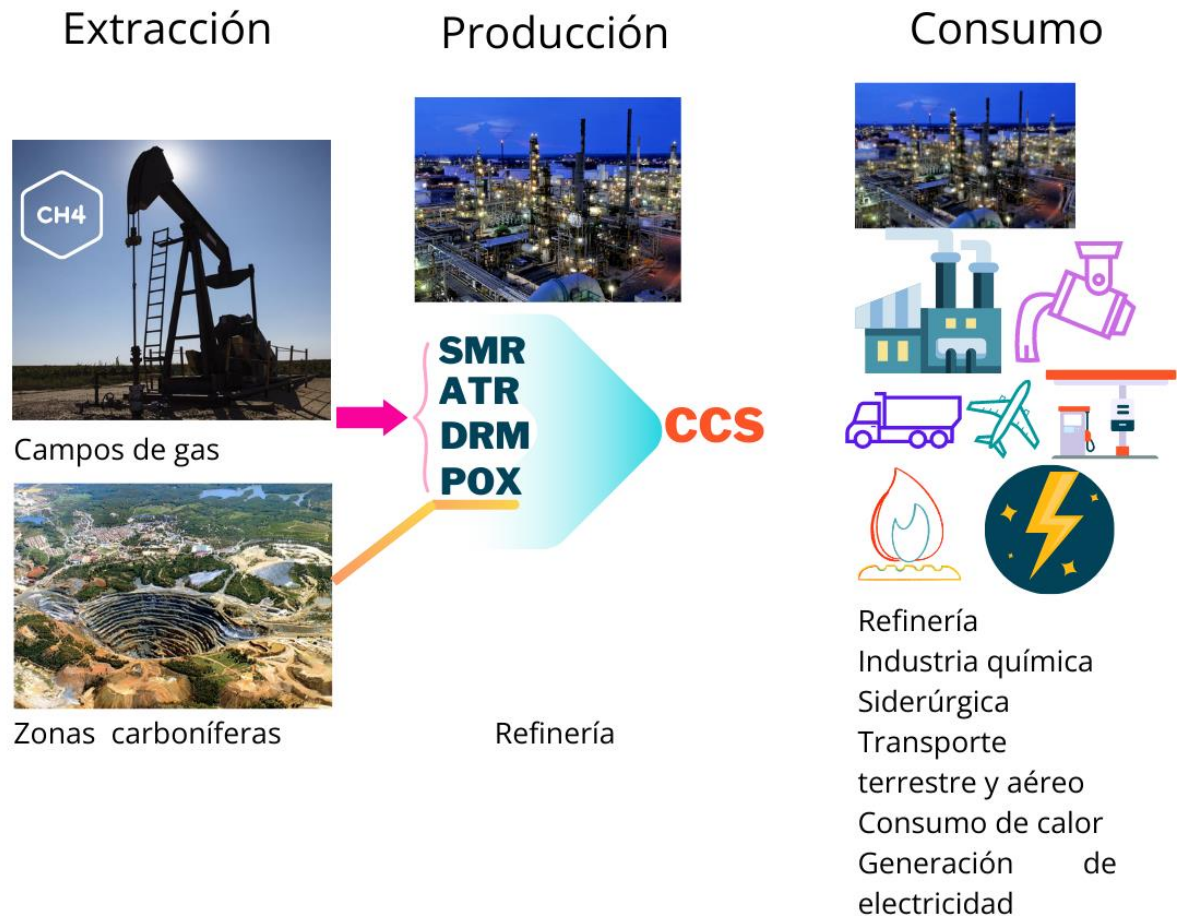


Ilustración 19 Fase 2: nuevas demandas a nivel nacional. Imágenes tomadas de <https://acortar.link/a4U05T> <https://acortar.link/TdpzsG> <https://acortar.link/ng24rD>

2.3.3 Fase 3: demanda a nivel internacional

Con la Fase 2 lograda a satisfacción, se tendría un incremento vasto en la oferta de hidrógeno y el mercado nacional abastecido. Por tanto, en la Fase 3 se propone la exportación y la puesta en marcha de la apertura de mercados internacionales de hidrógeno.

La producción a partir de gas natural puede sostener las demandas nacionales de hidrógeno estando a cargo la refinería de Barrancabermeja que es más cercana al centro del país y la producción de hidrógeno a partir de carbón se puede fomentar en la refinería de Cartagena pues su ubicación es clave tanto en la cercanía de la fuente de materia prima como de los puertos de exportación. La Ilustración 20 muestra la Fase 3: demanda a nivel internacional.

Fase 3: demanda a nivel internacional

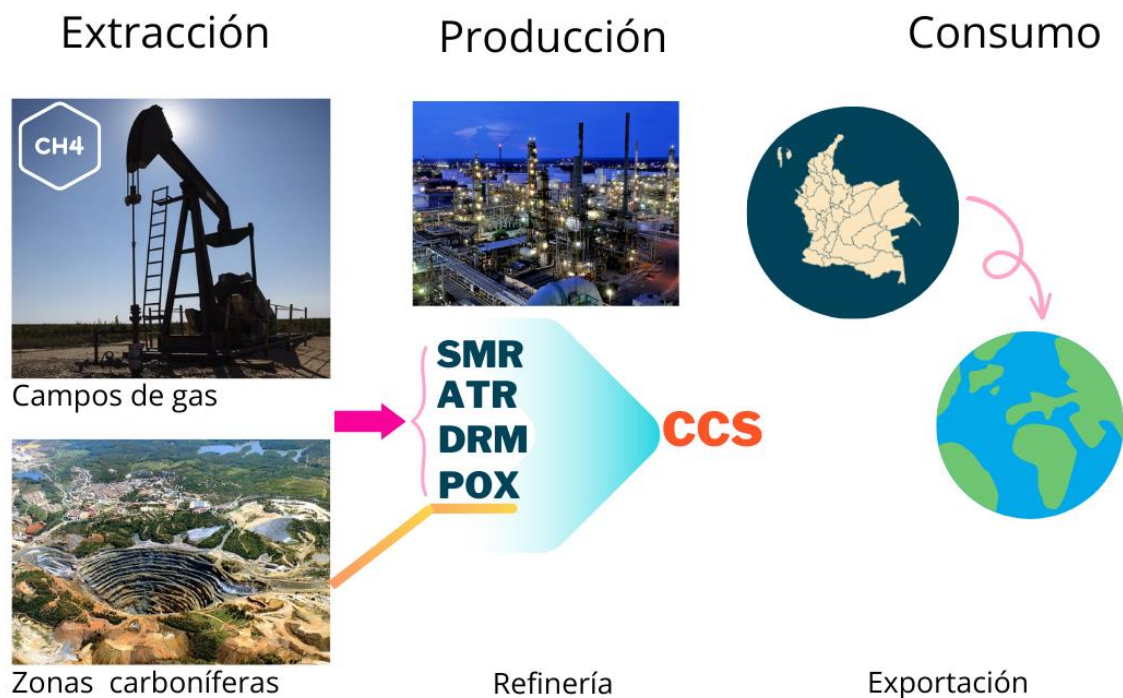


Ilustración 20 Fase 3: demanda a nivel internacional. Imágenes tomadas de <https://acortar.link/a4U05T> <https://acortar.link/TdpzsG> <https://acortar.link/ng24rD>

CONCLUSIONES

Las tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural tienen la suficiente madurez tecnológica que les permite adherirse a los planes de desarrollo de la transición energética del país que considera a esta materia prima una pieza clave para alcanzar las metas de carbono neutralidad adquiridas por Colombia ante las diferentes directrices internacionales que claman por un medio ambiente más sano y apegado a los objetivos de desarrollo sostenible – ODS. Sin embargo, no todas tendrán la misma acogida debido sus diferentes requerimientos de funcionamiento, ventajas de una sobre las demás en cuanto a infraestructura instalada y una fase posterior de una economía de hidrógeno más desarrollada.

La tecnología que actualmente prevé la mayor viabilidad para su implementación en el país corresponde al reformado de metano con vapor que se usa en las refinerías para la obtención de hidrógeno para su uso interno y un breve cubrimiento de usos menores para otras industrias, por tanto, es un proceso ya conocido y ampliamente trabajado que convendría ejecutar a gran escala para sacar mejor provecho al establecer los cimientos de la economía del hidrógeno. Se resalta que la tecnología debe acoger los sistemas de captura de carbono para contribuir a la reducción de los impactos ambientales que se pueden generar.

La oxidación parcial resuena en una fase más avanzada de la economía del hidrógeno en Colombia en donde se instaure una planta que dada la favorabilidad conviene el estudio de su posicionamiento en Cartagena, por su proximidad a las fuentes de carbón, la refinería y los puertos.

Para la puesta en marcha de las tecnologías de reformado autotérmico de vapor y reformado en seco de metano tomando a favor beneficios específicos que se

requieran o como complemento de las tecnologías de reformado de vapor y oxidación parcial.

El asocio de las tecnologías a los campos gasíferos colombianos dependen en gran medida de la materia prima a utilizar, pues si bien ya se ha estipulado solo una fuente de obtención, el gas natural, no es pertinente dejar a un lado estadísticas como los años de autosuficiencia que se tienen respecto al gas natural y que limitan la producción a gran escala; frente a las reservas de carbón que se pueden aprovechar para la producción de hidrógeno con sistemas de captura, uso y almacenamiento de CO₂ cumpliendo metas de sostenibilidad energética, ampliación de la economía del país y abastecimiento.

Según los volúmenes de hidrógeno planteados por Ecopetrol para la producción en los próximos años, se hace necesaria la ampliación de las refinerías o la construcción de nuevas refinerías, debido a la capacidad actual de estas.

RECOMENDACIONES

Llevar a cabo un análisis económico de las fases de ejecución de la economía del hidrógeno en Colombia estableciendo precios y la viabilidad de la implementación de las tecnologías.

Se insta a realizar una Fase posterior o Fase 4 donde se de un valor agregado al hidrógeno convirtiéndolo, por ejemplo, en fertilizantes con el uso de las tecnologías power to x, para luego ingresarlo al mercado internacional de exportación.

Construir un documento plan de acción en el que se combinen los diferentes sistemas de producción de hidrógeno, tanto de recursos fósiles como renovables, y así establecer un panorama amplio de toda la capacidad de entrega de hidrógeno por regiones.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdalla M. Abdalla, S. H. (2018). *Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.088>
- Adnan Midilli, H. K. (2021). *A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and Opportunities*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.088>
- Agencia Nacional de Minería. (2013). Obtenido de <https://www.anm.gov.co/sites/default/files/DocumentosAnm/carbon.pdf>
- Ahmed S. Al-Fatesh, H. A.-D. (2019). *Hydrogen production from CH₄ dry reforming over Sc promoted Ni / MCM-41*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.036>
- Ahmet Ozbilen *, I. D. (2013). *Comparative environmental impact and efficiency assessment of selected hydrogen production methods*. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.eiar.2013.03.003>
- Andy Antzara, E. H. (2014). *Thermodynamic Analysis of Hydrogen Production via Chemical Looping Steam Methane Reforming Coupled with in Situ CO₂ Capture*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.694>
- Baykara, S. Z. (2017). *Hydrogen: A brief overview on its sources, production and environmental impact*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.02.022>
- Brett Parkinson, M. T. (2018). *Hydrogen production using methane: Techno-economics of decarbonizing fuels and chemicals*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.12.081>
- C. Koroneos*, A. D. (2004). *Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes*. doi:[doi:10.1016/j.ijhydene.2004.01.016](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.01.016)

- Canan Acar, I. D. (2013). *Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources*. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.060>
- CSIRO. (2022). *Informe preliminar con la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul*. Obtenido de UPME: <https://acortar.link/KU0Wc5>
- Ecopetrol. (s.f.). *Estrategia 2040 - Energía que transforma*. Obtenido de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/estrategia2040/#:~:text=Estrategia%202040%20%2D%20Energ%C3%ADa%20que%20Transforma&text=La%20estrategia%20de%20largo%20plazo,todos%20sus%20grupos%20de%20inter%C3%A9s>
- Energía, M. d. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf
- F. Suleman*, I. D.-C. (2015). *Environmental impact assessment and comparison of some hydrogen production options*. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.123>
- G. Bruni, C. R. (2018). *On the energy efficiency of hydrogen production processes via steam reforming using membrane reactors*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.095>
- Hafiz Hamza Faheem, H. U. (2021). *Comparative study of conventional steam-methane-reforming (SMR) and auto-thermal-reforming (ATR) with their hybrid sorption enhanced (SE-SMR & SE-ATR) and environmentally benign process models for the hydrogen production*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120769>
- Ibrahim Dincer, C. A. (2015). *Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability*. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.035>

- Ibrahim Dincer, C. A. (2018). *Smart energy solutions with hydrogen options*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.03.120>
- Inkyu Lee, a. I. (2016). *Total Cost Optimization of Single Mixed Refrigerant Process based on the Equipment Cost and Life Expectancy*. doi:10.1021/acs.iecr.6b01864
- Juan Guillermo Mejía Arango, C. A. (2013). *Proyección al año 2025 para el uso del hidrógeno en el sector transporte del Valle de Aburrá*. Obtenido de Universidad Tecnológica de Pereira.
- Juan Moreno, M. C.-B. (2022). *Role of low carbon emission H2 in the energy transition of Colombia: Environmental assessment of H2 production pathways for a certification scheme*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100312>
- Luyben, J. B. (2015). *Methane Conversion to Syngas for Gas-to-Liquids (GTL): Is Sustainable CO2 Reuse via Dry Methane Reforming (DMR) Cost Competitive with SMR and ATR Processes?* doi:DOI: 10.1021/acssuschemeng.5b00368
- Mari Voldsund, K. J. (2016). *Hydrogen production with CO2 capture*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.009>
- Martha Isabel Cobo Ángel, C. L. (2022). *Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia: Una estrategia nacional de hidrógeno*. Obtenido de Universidad de La Sabana.
- Meyers, R. (2016). *AMEC FOSTER WHEELER HYDROGEN PRODUCTION*. Obtenido de McGraw-Hill Education: <https://www-accessengineeringlibrary-com.bibliotecavirtual.uis.edu.co/content/book/9780071850490/chapter/chapter20>
- Nag, A. (s.f.). *Hydrogen Energy*. Obtenido de Principles of Biofuels and Hydrogen Gas: Production and Engine Performance: <https://www-accessengineeringlibrary-com.bibliotecavirtual.uis.edu.co/content/book/9781260456424/chapter/chapter10>

- O. Jaber, G. N. (2010). *Natural gas usage as a heat source for integrated SMR and thermochemical hydrogen production technologies*. doi:doi:10.1016/j.ijhydene.2010.05.116
- Orlando Castiblanco, D. J. (2020). *Producción de hidrógeno y su perspectiva en Colombia: una revisión*. doi:https://doi.org/10.15446/ga.v23n2.86466
- Polo, J. L. (2018). *Análisis económico de una planta de producción de hidrógeno a partir de una instalación de energía solar de concentración de torre mediante un caso práctico*. Obtenido de <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/85297/TFG-2139-RAMOS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Salman Masoudi Soltani, A. L. (2021). *Sorption-enhanced Steam Methane Reforming for Combined CO₂ Capture and Hydrogen Production: A State-of-the-Art Review*. doi:https://doi.org/10.1016/j.ccst.2021.100003
- Samrand Saeidi, F. F. (s.f.). *Hydrogen production: Perspectives, separation with special emphasis on kinetics of WGS reaction: A state-of-the-art review*. doi:https://doi.org/10.1016/j.jiec.2016.12.003
- Srikar Bhattar, M. A. (2021). *A review on dry reforming of methane over perovskite derived catalysts*. doi:https://doi.org/10.1016/j.cattod.2020.10.041
- UPME. (2022). *PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS EN FUENTE DE PRODUCCIÓN Y EN PLANTAS DE GENERACIÓN ENERO 2022 – DICIEMBRE 2037*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Proyeccion_precios_2022.pdf
- Xusheng Ren, W. L. (2019). *Sustainability assessment and decision making of hydrogen production technologies: A novel two stage multi-criteria decision making method*. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.134
- Yongliang Yan, V. M. (2020). *Techno-economic analysis of low-carbon hydrogen production by sorption enhanced steam methane reforming (SE-SMR) processes*. doi:https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113530

Zhang, D. (2023). *Process reconfiguration and intensification: An emerging opportunity*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.gee.2023.03.004>