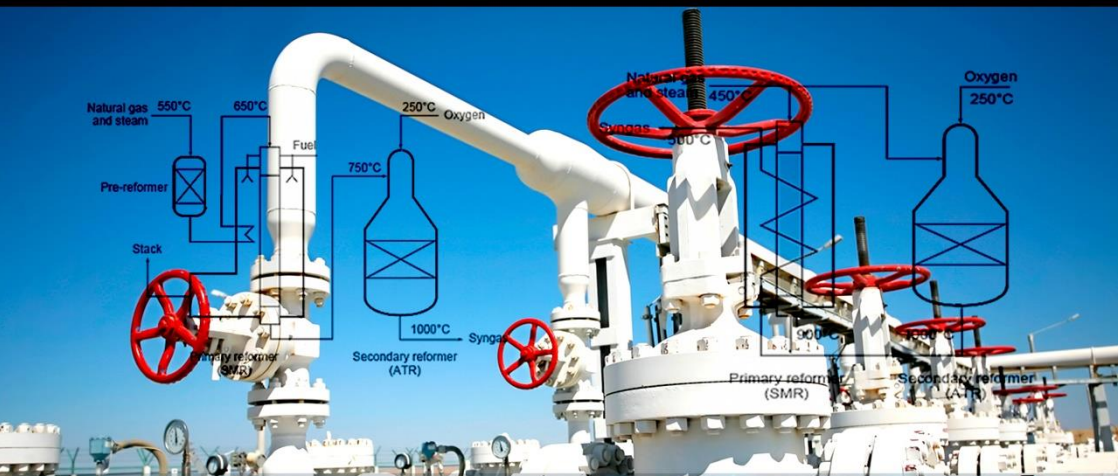




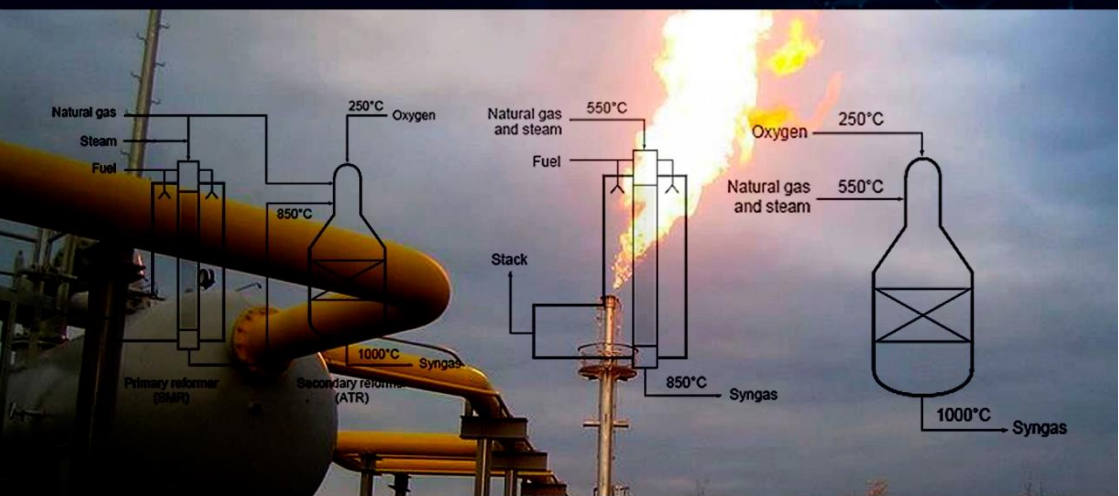
La investigación, su esencia y arte

FONDO EDITORIAL

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE TAYACAJA
DANIEL HERNÁNDEZ MORILLO



EVALUACIÓN DE LA TEMPERATURA DEL MÉTODO REFORMADO POR VAPOR PARA LA OBTENCIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS A PARTIR DEL GAS NATURAL DE CAMISEA



ROSALIO CUSI PALOMINO
LUIS ALBERTO MASSA PALACIOS
ELIZABETH ESCATE REYNA

JONATHAN JERRY MELGAR VARGAS
DARWIN PAVEL MASSA GUZMÁN
MIRNA VANESSA ÁLVARO HUILLCARA

EVALUACIÓN DE LA TEMPERATURA DEL MÉTODO REFORMADO POR VAPOR PARA LA OBTENCIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS A PARTIR DEL GAS NATURAL DE CAMISEA

© Rosalio Cusi Palomino

Telf.: +51 949 939 986

Email: rosalio.cusi@unica.edu.pe

Dirección: Residencial San Carlos O - 28, Ica - Perú

Luis Alberto Massa Palacios

Telf.: +51 947 834 071

Email: luismassa@unat.edu.pe

Dirección: APV Temistocles Rocha Mz O-01, Ica - Perú

Elizabeth Marcelina Escate Reyna

Telf.: +51 956 419 039

Email: elizabeth.escate@unica.edu.pe

Dirección: Residencial San Carlos O - 28, Ica - Perú

Jonathan Jerry Melgar Vargas

Telf.: +51 941 944 544

Email: jonathan.melgar.vargas@gmail.com

Dirección: Abraham Valdelomar 263, Parcona, Ica - Perú

Darwin Pavel Massa Guzmán

Telf.: +51 944 668 820

Email: darwinmassa@hotmail.com

Dirección: APV Temistocles Rocha Mz O-1, Ica - Perú

Mirna Vanessa Álvaro Huillcara

Telf.: +51 980 612 836

Email: mival.quimi2007@hotmail.com

Dirección: Asociación Sagrado Corazón de Jesús MZ A Lote 1 - Parcona, Ica - Perú

Editada por:

© Universidad Nacional Autónoma de Tayacaja Daniel Hernández Morillo
(UNAT) - Fondo Editorial.

Dirección: Bolognesi N° 416, Tayacaja, Huancavelica -Perú

info@unat.edu.pe

Telf: (+51) 67 -990847026

Web: <https://unat.edu.pe/>

Primera edición digital: Enero 2023

Libro digital disponible en <https://fondoeditorial.unat.edu.pe>

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N° 2023-00053

ISBN: 978-612-48982-3-5

Corrección de estilo y Diseño y Diagramación: Gráfica “imagen”:

Gianmarco Garcia Curo

gianmarco.garcia.c@gmail.com / Telf: +51 925 622 439

*No está permitida la reproducción total o parcial de este libro, su tratamiento
información, la transmisión de ninguna otra forma o por cualquier medio, ya sea
electrónico, mecánico, por fotocopia, por registro u otros métodos, sin el permiso
previo y por escrito de los titulares del copyright.*

**EVALUACIÓN DE LA TEMPERATURA DEL MÉTODO
REFORMADO POR VAPOR PARA LA OBTENCIÓN
DEL GAS DE SÍNTESIS A PARTIR DEL GAS
NATURAL DE CAMISEA**



La investigación, su esencia y arte.

Rosalio Cusi Palomino

Luis Alberto Massa Palacios

Elizabeth Marcelina Escate Reyna

Jonathan Jerry Melgar Vargas

Darwin Pavel Massa Guzmán

Mirna Vanesa Álvaro Huillcara

Pampas - Tayacaja

2022

TABLA CONTENIDO

Introducción	7
Resumen.....	9
Capítulo I.....	11
Aspectos generales	11
1.1. Antecedentes	12
1.2. Delimitación del problema a estudiar.....	13
1.3. Formulación del Problema	13
1.4. Justificación e importancia.....	15
1.5. Hipótesis y variables	16
1.5.1. Hipótesis:	16
1.5.2. Variables	17
1.6. Objetivos	17
1.6.1. Objetivo general:.....	17
1.6.2. Objetivos Específicos:.....	18
Capítulo II	19
Marco teórico	19
2.1. Gas natural.....	20
2.1.1. Definición.....	20
2.1.2. Clasificación.....	20
2.1.3. Riqueza del gas natural	23
2.1.4. Composición química	26
2.1.5. Características físicas.....	26
2.1.6. Características químicas.....	27
2.1.7. Usos del gas natural	29

2.1.8.	Tipos comerciales del gas natural	29
2.1.9.	Características del gas natural de Camisea	33
2.2.	Tratamiento del gas natural	35
2.2.1.	Plantas de gas	35
2.2.2.	Tipos de tratamiento.....	37
2.3.	Tecnologías de producción de gas de síntesis	43
2.4.	Comparación de tecnologías	65
2.5.	Selección del proceso de producción de gas de síntesis 66	
2.6.	Etapas del proceso	67
Capítulo III.....		68
Obtención de los modelos termodinámicos		68
3.1.	Evaluación del método de reformado por vapor en la obtención del gas de síntesis.....	69
3.2.	Evaluación de la energía Interna	70
3.3.	Evaluación de la entalpia.....	75
3.4.	Evaluación de la entropía	77
3.5.	Evaluación de la Energía Libre de GIBBS.....	79
3.6.	Evaluación de la Constante de la Velocidad (Kp)....	80
3.7.	Evaluación del Grado de Conversión de la Reacción Química:.....	82
CONCLUSIONES		86
RECOMENDACIONES		87
Referencias Bibliográficas		88

Introducción

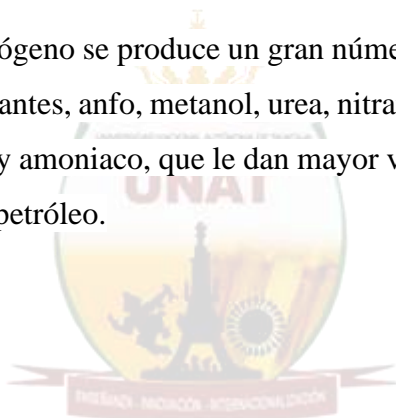
La industria petroquímica es el proceso de industrialización del petróleo o el gas natural como materias primas para la obtención de productos químicos. La petroquímica es la extracción de cualquier sustancia química a partir de combustibles fósiles, estos incluyen combustibles fósiles purificados como el metano, el butano, el propano, la gasolina, el queroseno, el gasoil, el combustible de aviación, así como los pesticidas, los herbicidas, los fertilizantes y otros artículos como los plásticos, el asfalto o las fibras sintéticas.

La primera operación o proceso químico que se desarrolla en la industrialización de los combustibles fósiles, es decir la petroquímica, es la obtención del hidrógeno; para esto, es necesario utilizar una tecnología apropiada, dependiendo de la materia prima. En el caso del gas natural, el proceso que se emplea es el método de reformado por vapor, que consiste en pasar una corriente de vapor a altas temperaturas para romper catalíticamente el enlace carbono e hidrógeno en presencia de un catalizador.

La combinación entre los petroquímicos básicos y distintos insumos químicos permite obtener petroquímicos intermedios como las resinas a base del metanol (utilizadas para la

fabricación de gomas, plásticos, detergentes y lubricantes), los poliuretanos (empleados en la fabricación de colchones y plásticos) y los acetaldehídos (que derivan en perfumes, saborizantes y otros). La industria petroquímica exige importantes medidas de seguridad para evitar los daños ambientales, ya que sus procesos son potencialmente contaminantes y de alto impacto medioambiental.

A partir del hidrógeno se produce un gran número de derivados, como los fertilizantes, anfo, metanol, urea, nitrato de amonio (en sus dos grados) y amoniaco, que le dan mayor valor agregado al gas natural o al petróleo.



La investigación, su esencia y arte.

Resumen

En el presente trabajo se evalúa la posibilidad técnica de investigar termodinámicamente una tecnología para la obtención del gas de síntesis a partir del gas natural, y luego desarrollar la industria petroquímica en nuestro país.

El desarrollo de nuestro trabajo se justifica por la tecnología, porque se cuenta con ella y además obtenemos modelos termodinámicos que nos permiten calcular o predecir la temperatura del proceso y su viabilidad, determinando un rendimiento del 90 % aproximadamente y con una temperatura de operación de 900 °C. El mayor valor agregado al gas natural proveniente de Camisea con la industria petroquímica básica sustituirá las importaciones de urea y de nitratos de amonio, lo que permitirá alcanzar la autonomía en materia de fertilizantes (urea y nitrato de amonio) y de explosivos a partir del insumo principal (nitratos de amonio). Es decir, de importadores de fertilizantes transitaremos a la exportación en esta parte del hemisferio. Estas inversiones en las plantas petroquímicas tendrán un efecto dinámico en un departamento golpeado por el terremoto del 15 de agosto del 2007 como Ica, pues no solamente tendrá el liderazgo en la exportación agroindustrial, sino también en los productos petroquímicos.



La investigación, su esencia y arte.



Capítulo I

Aspectos generales

La investigación, su esencia y arte.

1.1. Antecedentes

Una revisión bibliográfica nos indica que para deducir la ecuación cinética de la reacción de craqueo térmico de hidrocarburos se puede partir o bien del conocimiento de su mecanismo concreto, es decir, del conocimiento de todos los procesos elementales que en su suma constituyen el proceso total, o bien a partir de algunas consideraciones cualitativas generales que concuerden con la experiencia. El primer camino es prácticamente imposible, puesto que, a excepción de algunas reacciones a la llama rarificada, no se conoce el mecanismo detallado de la inmensa mayoría de las reacciones químicas; por ello, el segundo camino es el real.

Podemos aproximarnos a la deducción de la ecuación cinética del craqueo térmico, como ha sido demostrado por Pánchenkov y Baránov, guiándonos por dos consideraciones sobre la naturaleza de los procesos que tienen lugar. Estas consideraciones llevan a un tipo formalmente único de ecuación final.

Los dos principales procesos empleados actualmente para la producción del hidrógeno es el uso de la alta presión o de la baja presión de la tecnología. Cada proceso utiliza

presión de gas de síntesis, una mezcla de monóxido de carbono, dióxido de carbono y el hidrógeno, que generalmente se realiza mediante reformado con vapor de gas natural.

En el proceso de alta presión, la reacción de los componentes se produce a presiones de alrededor de 300 atm.

En el proceso de baja presión, la reacción es catalizada con un selectivo a base de óxidos de zinc compuesto altamente a presiones de solo 50-100 atm. El proceso de baja presión ha sustituido a la ruta de mayor presión debido a la disminución natural como materia prima del gas y de los costos operativos.

1.2. Delimitación del problema a estudiar

El trabajo de investigación se desarrollará en la provincia de Ica, situada al sur de la región Lima, aproximadamente a 306 km y a una distancia de cinco horas de viaje en bus.

1.3. Formulación del Problema

Se debe tener presente que las importaciones de urea, abono fundamental para la agricultura, han crecido en volumen y valor en los últimos años, provenientes

básicamente de la ex república socialista de Ucrania.

Así, en el 2008, las importaciones alcanzaron los 153 millones de dólares con 277 000 toneladas; sin embargo, en 2009 se importaron 425 000 toneladas por un valor de 125 millones de dólares.

Es decir, las importaciones en volumen se incrementaron en 53 % entre el 2008 y el 2009, pero en términos de valor disminuyeron en razón de los menores precios del petróleo internacional y la crisis financiera internacional.

El mercado interno insatisfecho plantea el desarrollo de tecnologías de transformación de la materia prima, que es el gas natural, como parte de resolver el problema de la demanda de fertilizantes y su exportación, en virtud de las reservas probadas de gas natural de nuestro país. *La investigación, su esencia y arte.*

Ante esto, nos planteamos la siguiente pregunta:

¿En qué medida influye la temperatura en el proceso de obtención del gas de síntesis mediante modelos matemáticos termodinámicos?

Problemas Específicos:

- ¿En qué medida se pueden determinar los modelos termodinámicos en el proceso de obtención del hidrógeno?
- ¿En qué medida se puede determinar la temperatura óptima en el proceso de obtención del gas de síntesis?
- ¿Cómo se puede evaluar la tecnología para el proceso de obtención del hidrógeno a partir del gas natural?

1.4. Justificación e importancia

La importancia del presente trabajo radica, fundamentalmente, en la posibilidad técnica de generar una tecnología propia para la obtención del hidrógeno, obtener fertilizantes y desarrollar la petroquímica, a partir del gas natural como materia prima con reservas probadas en el país.

La investigación, su esencia y arte.

Este trabajo se justifica plenamente por los aspectos de desarrollo económico, la importancia de generar valor agregado a nuestros recursos y desarrollar la tecnología de los fertilizantes en el país para contribuir a las divisas por exportación.

El mayor valor agregado al gas natural proveniente de Camisea lote 88, con la industria petroquímica básica,

sustituirá las importaciones de urea y de nitratos de amonio, lo que permitirá alcanzar la autonomía en materia de fertilizantes (urea y nitrato de amonio) y en los explosivos a partir del insumo principal (nitratos de amonio). Es decir, de importadores de fertilizantes se transitará a la exportación de estos productos en esta parte del hemisferio.

Estas inversiones en las plantas petroquímicas tendrán un efecto dinámico en un departamento golpeado por el terremoto del 15 de agosto del 2007, como Ica, que no solamente tendrá el liderazgo en la exportación agroindustrial, sino también en los productos petroquímicos.

Las inversiones petroquímicas serán equivalentes a las realizadas en el Proyecto Exportador de Perú LNG. Esto significará un efecto positivo en el empleo directo e indirecto (más de 11 000 puestos de trabajo).

1.5. Hipótesis y variables

1.5.1. Hipótesis:

Evaluación de la temperatura en la obtención del gas de síntesis mediante modelos matemáticos termodinámicos.

Hipótesis Específicas. -

- Si se puede determinar modelos termodinámicos en el proceso de obtención del hidrógeno.
- Evaluar la temperatura óptima en el proceso de obtención del gas de síntesis.
- Evaluar la tecnología para el proceso de obtención del hidrógeno a partir del gas natural.

1.5.2. Variables

Variable independiente:

Temperatura del proceso

Variable dependiente:

Modelos matemáticos termodinámicos

1.6. Objetivos

La investigación, su esencia y arte.

1.6.1. Objetivo general:

Determinar en qué medida influye la temperatura en el proceso de obtención del gas de síntesis mediante modelos matemáticos termodinámicos.

1.6.2. Objetivos Específicos:

- Determinar modelos termodinámicos en el proceso de obtención del hidrógeno.
- Determinar la temperatura óptima en el proceso de obtención del gas de síntesis.
- Evaluar la tecnología para el proceso de obtención del hidrógeno a partir del gas natural.



La investigación, su esencia y arte.



Capítulo II

Marco teórico

La investigación, su esencia y arte.

2.1. Gas natural

2.1.1. Definición

El gas natural es un combustible fósil formado por una mezcla de hidrocarburos livianos que van desde el C1 al C4, siendo el principal componente el metano (CH₄) en un porcentaje que va entre el 70 % y el 99 %, dependiendo del yacimiento.

Según la Norma Técnica Nacional 111.001 del Indecopi, se define el gas natural como un gas obtenido de fuentes subterráneas y que está formado por una mezcla compleja de hidrocarburos, principalmente metano, pero que generalmente también incluye el metano, propano e hidrocarburos más pesados en cantidades mucho menores.

Generalmente también incluye algunos gases inertes, tales como el nitrógeno y dióxido de carbono, además de trazas de otros constituyentes.

2.1.2. Clasificación

El gas natural se clasifica de diferente manera, atendiendo a diversas circunstancias, algunas de las cuales estableceremos aquí:

A) Por la forma como se encuentra en el yacimiento. Si el gas natural está solo o junto con el petróleo en el subsuelo, se clasifica en lo siguiente:

a) **Gas natural asociado.** Es el gas natural que se encuentra conjuntamente con el petróleo en un reservorio natural, en forma disuelta (gas solution) o formando una fase libre (gas cap).

b) **Gas no asociado.** Es el gas que se encuentra libre del petróleo en un reservorio natural.

B) Por la concentración de impurezas que contenga. Según la cantidad de impurezas corrosivas que contenga, el gas natural se clasifica en lo siguiente:

La i a) **Gas natural ácido.** Es un gas que contiene altas concentraciones de componentes azufrados (sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y otros) y/o dióxido de carbono que hacen impracticable su uso sin una previa purificación, debido a los efectos tóxicos y/o corrosivos en las tuberías y equipos.

b) Gas natural dulce (Sweet gas). Es un gas natural que contiene compuestos de azufre en pequeñas cantidades, según una normatividad, lo que hace que pueda ser usado sin necesidad de un proceso de purificación.

C) Por su contenido de fracciones condensables.

Por la cantidad de componentes fácilmente condensables como el propano, butano y pentano, el gas natural se clasifica en lo siguiente:

a) Gas natural rico. Es el gas natural que contiene una importante cantidad de hidrocarburos fácilmente condensables como el propano, butano y pentano, por lo que se alimenta a una planta de procesamiento de gas para la recuperación de los llamados líquidos del gas natural (LGN), que son una mezcla de propano, butano, pentano y otros hidrocarburos más pesados. Es un producto intermedio en el procesamiento del gas natural.

b) Gas natural seco. Gas natural que carece o tiene pequeñas cantidades de hidrocarburos comercialmente recuperables como productos líquidos. El gas natural seco viene a ser el metano con pequeñas cantidades de etano. Es el gas que se usa como combustible e insumo de la industria.

2.1.3. Riqueza del gas natural

Un concepto muy usado en el procesamiento del gas natural es el referente a su riqueza, que puede ser definida como el contenido máximo de líquidos constituidos por etano y más pesados, que pueden ser obtenidos del procesamiento primario. Se expresa en galones de líquidos a 60 °F y a 1 atm (condiciones estándares) por 1000 pies cúbicos estándar (PCS).

Dada la composición molar del gas, la riqueza, según esta definición, se obtiene por la sumatoria de los productos del porcentaje molar de cada componente por un factor F dado en la tabla siguiente, cuyo valor es función de la densidad y del peso molecular del componente:

Cuadro 2.1: Riqueza del gas natural

Componente	Factor (F)
C2	0,267
C3	0,275
iC4	0,327
nC4	0,315
iC5	0,366
nC5	0,362
C6	0,411
C7+	0,461

Es común también expresar la riqueza del gas únicamente en términos del porcentaje molar y, en este caso, consiste en la suma de los porcentajes de todos los componentes a partir del propano inclusive. De acuerdo con este criterio, de más fácil utilización que el anterior, un gas es considerado rico si presenta una riqueza superior al 7 %.

Se entiende por procesamiento primario del gas natural la secuencia de operaciones que tiene por objeto separar del gas las fracciones más pesadas, de mayor valor económico, lo que da origen a otro gas de menor valor energético denominado «residual». Las fracciones pesadas separadas en estado líquido están constituidas por hidrocarburos de mayor peso molecular, mientras que el gas residual está compuesto básicamente por metano y etano, que

juntos representan cerca del 90 % en volumen del gas natural.

Conforme a lo definido anteriormente, del procesamiento del gas natural resulta la recuperación de hidrocarburos líquidos y la obtención del gas residual. Varios son los productos que pueden ser obtenidos en una Unidad de Procesamiento de Gas Natural (UPGN). La alternativa más simple consiste en producir solo líquidos del gas natural (LGN), que es una mezcla de propano e hidrocarburos más pesados; otra alternativa incluye, además del LGN, la producción de etano líquido. En algunas unidades, el procesamiento, además del etano líquido y del GNL, incluye la separación del GNL en gas licuado de petróleo (GLP) y condensados C5+; es posible incorporar parte del etano al GLP en proporciones que no alteren las especificaciones de presión de vapor fijadas para este derivado.

La recuperación de líquidos que puede lograrse depende del tipo de proceso utilizado y de la riqueza del gas. Comúnmente se consigue recuperar el 100 % de los butanos y los hidrocarburos más pesados,

90 % a 95 % de propano y hasta cerca del 80 % del etano, en porcentajes molares. Cabe anotar que la recuperación del etano, ya sea en el GLP o como producto líquido, ocasiona una reducción del poder calorífico del gas residual obtenido.

2.1.4. Composición química

Los componentes mayoritarios del gas natural son los hidrocarburos parafínicos inferiores, principalmente el metano (CH_4) y, en cantidades menores, decrecientes, etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}), etc. También suelen contener en origen otros gases, a veces en concentraciones significativas, como nitrógeno (N_2), dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), helio (He), argón (Ar); además de vapor de agua (H_2O) y, a veces, mercurio (Hg) y arsénico (As).

2.1.5. Características físicas

El gas natural es un gas incoloro, casi inodoro, con una temperatura de autoignición de 482 a 593,3 °C. Su índice de calor es de 8,89 cal/cm³, es

inflamable y combustible, y su límite de explosión en el aire es de 3,8 % a 17 %.

2.1.6. Características químicas

Las propiedades químicas del gas natural están íntimamente relacionadas con sus componentes, que son los hidrocarburos parafínicos o alcanos, pero tecnológicamente mayor importancia tiene las propiedades químicas de los componentes llamados «impurezas» como el CO₂, N₂, el agua, los compuestos del oxígeno y los compuestos del azufre, cuyas características las describimos a continuación.

La congelación y la condensación del agua tienen como consecuencia el taponamiento de los circuitos de licuefacción y la corrosión de los gasoductos de transporte. Además, forman hidratos sólidos con los alcanos en condiciones de bajas temperaturas y altas presiones. Estos sólidos pueden llegar a ocasionar atascos en los ductos, lo cual constituye un serio inconveniente que debe ser evitado a toda costa.

Los gases ácidos, como el sulfhídrico, producen corrosión química de los gaseoductos y la

contaminación del combustible durante la combustión. En cuanto al dióxido de carbono, su congelación trae como consecuencia la obstrucción o taponamiento de los circuitos de licuefacción y la corrosión de los gaseoductos en presencia de vapor de agua. El mercurio produce la rápida y severa corrosión del aluminio, material que se usa en los intercambiadores criogénicos por sus buenas propiedades mecánicas a bajas temperaturas. El nitrógeno es un gas inerte sin valor comercial en el gas, su presencia produce un descenso en la temperatura necesaria para el almacenamiento del gas natural licuado (GNL), lo que implica un incremento en el consumo de energía en las unidades de licuefacción.

La investigación, su esencia y arte.

Los hidrocarburos superiores al metano producen el ensuciamiento del gaseoducto, si es que se transportan en estado líquido, pudiendo llegar a obstruirlo, así como el taponamiento de los intercambiadores de calor criogénicos o de las válvulas de expansión debido a su congelación, durante el proceso de enfriamiento en el proceso de licuefacción.

Los mercaptanos (R-SH) se eliminan debido al olor que producen durante la combustión del gas y para alcanzar la especificación del gas natural en lo que se refiere al contenido en azufre.

2.1.7. Usos del gas natural

El gas natural se emplea en la producción de GLP y de la gasolina natural. También se usa como materia prima en la industria petroquímica para la producción de olefinas y a partir de ellas la producción de etileno, propileno y butadieno, que sirven como materia prima para la fabricación de plásticos, fibras, resinas, caucho, solventes, fertilizantes, etc.

2.1.8. Tipos comerciales del gas natural

Aparte del gas natural seco (constituido por metano y pequeñas cantidades de etano), que se transporta y llega a los consumidores por tuberías de alta, media y baja presión, existen otras dos formas comerciales, tecnológicamente obtenidas como son el gas natural comprimido (GNC) y el gas natural licuado (GNL).

Gas Natural comprimido (GNC). Es el gas natural comprimido a altas presiones que almacenado en tanques, y estos alojados en un vehículo, puede proveer al mismo de energía. El hecho de comprimirlo a altas presiones se debe a la problemática de almacenar una cantidad de energía considerable en un volumen limitado para dar al vehículo la máxima autonomía posible. Al GNC se le llama también gas natural vehicular (GNV).

El único riesgo que esto conlleva es que, lógicamente, en caso de accidente, cuanto más energía se halle almacenada en el tanque más se multiplican los efectos negativos en el caso de un siniestro que afecte al sistema de almacenamiento. No obstante, es menos peligroso que cualquier otro combustible, ya que su temperatura de ignición es más alta que la nafta (700 °C en comparación con los 450 °C de la nafta). Su rango de inflamabilidad es muy bajo, alrededor del 5 %, comparado al 15 % de la mezcla aire/gas a presión atmosférica, que es potencialmente inflamable. El gas natural se comprime a 250 bar y se almacena en el vehículo en

cilindros instalados en la parte trasera, el chasis, o en el techo, a una presión de unos 220 bar.

Figura 1

Cilindros contenedores de GNC a base de fibra de carbono.



Gas Natural Licuado (GNL). Es el gas natural en estado líquido almacenado a temperaturas criogénicas, concretamente a $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ para 1 bar de presión. En este estado de presión y temperatura, la densidad del líquido es de 437 kg/m^3 , es decir, del orden de 600 veces mayor que en las condiciones base de 1 bar y $15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Por esta razón, la gran ventaja del GNL es que también puede almacenarse una cantidad de energía por unidad de volumen 600 veces superior a las

condiciones base; por tanto, esta es la forma más económica de transportar el gas entre continentes en embarcaciones marítimas especiales (los llamados buques metaneros), donde sistemas de transporte por tuberías tradicionales no serían económicos y podrían ser técnica o políticamente inviables. De esta manera, la tecnología del GNL hace disponible el gas natural a través del mundo.

La licuefacción también proporciona la oportunidad de almacenar gas natural para uso durante periodos de alta demanda en áreas donde las condiciones geológicas no son recomendables para desarrollar servicios de almacenamiento subterráneos.

En las regiones donde la capacidad de gasoductos desde las áreas de suministro puede ser muy costosa y su uso es sumamente estacional, la licuefacción y almacenamiento del GNL ocurre durante periodos de baja demanda para reducir los costosos compromisos de compra de capacidad en gasoductos durante los periodos de alta demanda.

El principal inconveniente es que para mantener el tanque a dichas temperaturas criogénicas, se requiere un aislamiento de elevadísima calidad con materiales tales como la fibra de vidrio o incluso llegando a practicar el vacío. Se trata de evitar, en la medida de lo posible, el calentamiento progresivo del tanque, ya que, con el aumento de temperatura, también aumenta la presión y con ello se llegaría a un cambio de fase con un vapor cada vez más presurizado que acabaría rompiendo el tanque.

Dado que los aislamientos térmicos no son perfectos, siempre habrá que considerar un sistema de válvula de seguridad del tanque para aliviar la presión si esta resultara excesiva, descargando a la atmósfera cantidades de gas de la fase gaseosa o reinyectarlo a la estación de licuefacción, para así mantener la presión estable en el interior del tanque.

2.1.9. Características del gas natural de Camisea

Composición química. La composición media del gas natural proveniente de Camisea se muestra en la tabla 2.

Tabla 2*Composición química del gas natural de Camisea*

Metano	CH ₄	95.80%
Etano	C ₂ H ₆	2,14%
Propano	C ₃ H ₈	0.29%
Butano	C ₄ H ₁₀	0,11%
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,04%
Dióxido de carbono	CO ₂	1,12%
Nitrógeno	N ₂	1,21%
Fuente: TGP. Composición media del Gas Natural recibido en el city gate de Lurín.		

Características de la combustión. Sus características de combustión en composición volumétrica son las siguientes:

Tabla 3*Combustión del gas natural*

Contenido en azufre del dorizante	6,6 mg / Nm ³
Peso específico	0,808 kg/ Nm ³
Densidad relativa al aire	0,625
Poder calorífico superior a 0° C	10,474 kcal / Nm ³
Poder calorífico inferior a 0° C	9.929 “
Poder calorífico superior a 15° C	9.450 “
Poder calorífico inferior a 15° C	8.958 “
Índice de Wobbe	13.249 “
Volumen de aire teórico para la combustión.	10,47 m ³ aire/m ³ gas
Concentración máxima de CO ₂ en humos Secos	12,08 %

Volumen de humos secos (por m ³ de gas)	9,39 m ³
Volumen de humos húmedos (por m ³ de gas)	12,44 m ³
Límite inferior de inflamabilidad en el aire	4,8 % (de gas)
Límite superior de inflamabilidad en el aire	13,5 % (de gas).

2.2. Tratamiento del gas natural

Una vez en la superficie, los diferentes constituyentes del gas producido desde los pozos son separados: gas de los líquidos, gas del agua y sólidos de los líquidos y del gas. Los constituyentes que se pueden vender, se retiran de la zona de producción y los residuos, generalmente salmuera y sólidos, se eliminan luego de un tratamiento. En esta etapa, los gases aún pueden contener cantidades importantes de hidrocarburos líquidos y suelen ser tratados para su separación en las plantas de gas.

2.2.1. Plantas de gas

Los gases naturales raramente pueden ser utilizados de la manera en que son extraídos de los yacimientos. Siempre se encuentran acompañados de vapor de agua, el cual se debe extraer antes de su utilización, dando lugar a una operación denominada «secado». En otras circunstancias, la

mezcla de hidrocarburos posee pentanos y superiores, siendo precisa su eliminación y determinando otra operación conocida como «desgasolinado».

De igual modo, en otros casos deberá eliminarse componentes no deseados tales como el CO₂ y el H₂S, dados los problemas de corrosión que se producen en los sistemas de transporte y utilización. Como ejemplo, puede citarse el caso del gas francés de Lacq con contenidos de H₂S del 15,2 %. Desde el pozo, el gas natural extraído es conducido a las plantas de procesamiento del gas, como la que se ve en la figura 2.

Figura 2

Planta de acondicionamiento del gas natural



El gas natural proveniente de los pozos, que sale a alta presión, pasa en primer lugar por unos separadores que eliminan el agua asociada a los hidrocarburos. Junto con el metano, en el gas del yacimiento se encuentran presentes el propano, butanos, pentanos, nafta natural y otros compuestos, por lo que resulta necesario separar estos constituyentes licuables.

Si el gas natural posee contenidos de ácido sulfhídrico mayores de 0,005 ppm, o bien 0,25 grano por 100 pies cúbicos estándar, el gas natural se considera «agrio».

2.2.2. Tipos de tratamiento

Básicamente, el tratamiento que recibe el gas natural cuando emerge del pozo es de dos tipos:

A) Eliminación de gases ácidos: desulfuración y decarbonatación

La desulfuración del gas debe llevarse a cabo, en primer lugar, pues así se evita, o en todo caso, se disminuye el riesgo de corrosión en los equipos e instalaciones posteriores de tratamiento. Existen

tres tipos de procesos principales: a) la absorción química, b) la absorción física, y c) la absorción.

a) La absorción química. Una solución absorbente reacciona químicamente con los gases ácidos (CO_2 , SH_2) contenidos en el gas natural para producir un compuesto que puede ser dissociado mediante «stripping» a baja presión y alta temperatura, con el fin de regenerar el absorbente. Los absorbentes más empleados son soluciones de aminas (absorción a temperatura ambiente) y carbonato de potasio (absorción a $100\text{ }^\circ\text{C}$ - $110\text{ }^\circ\text{C}$).

b) La absorción física. No existe reacción química entre los gases ácidos y el disolvente. Los gases ácidos simplemente se disuelven en la solución absorbente bajo presión. Los parámetros que afectan a la disolución son la temperatura, la presión y la concentración de gases. El disolvente se regenera mediante expansiones a baja presión de la solución rica en gases ácidos y suele realizarse en varias etapas.

La absorción física no es conveniente para la desulfuración del gas húmedo, pues algunos componentes, como el butano, se solubilizan en esos disolventes prácticamente lo mismo que el SH₂.

c) **La adsorción.** Se realiza por filtros moleculares, también llamados tamices moleculares (zeolitas), pero su uso se limita a gas natural con bajo contenido en gases ácidos, debido a la cantidad de filtros y al caudal de gas de regeneración requerido. Estos tamices moleculares se utilizan para eliminar los mercaptanos de la corriente de gas, ya que estos productos no se eliminan en las unidades de aminas de la fase de tratamiento en planta de licuefacción y, normalmente, se sitúan aguas debajo de la unidad de adsorción para reducir el tamaño de los lechos.

El gas ácido residual, obtenido después de llevar a cabo uno de estos procesos, debe ser tratado convenientemente produciendo azufre

elemental y agua u otro compuesto estable de azufre, para evitar la contaminación medioambiental. El anhídrido carbónico se vierte a la atmósfera. Estos procesos serán, más adelante, abordados con mayor amplitud.

B) Deshidratación y eliminación de otros compuestos

Lo restrictivo de las especificaciones requeridas para el agua hace que tan solo sea posible secar mediante adsorción empleando desecadores sólidos. Existen dos tipos para este propósito: los tamices moleculares y la alúmina activada.

Los tamices moleculares presentan una mayor relación de adsorción que la alúmina, por lo que tanto la cantidad de material desecante a emplear, como el tamaño de los equipos, son menores en este caso. Consecuentemente, las plantas de tratamiento modernas usan tamices moleculares, que tienen, además, la ventaja de adsorber los hidrocarburos pesados con mayor eficacia que la alúmina.

Una unidad de deshidratación está formada normalmente por dos desecadores, de forma que uno de ellos se encuentre en operación, mientras que el otro esté en fase de regeneración. La regeneración se realiza haciendo pasar, a contracorriente, gas seco caliente por el desecador. Para eliminar el agua absorbida por el gas seco se procede a realizar un enfriamiento mediante expansión consiguiendo, de esta forma, la condensación del agua. Finalmente, este gas se comprime para ser introducido en la línea de gas natural que se va a secar.

Debe tenerse en cuenta que el gas procedente de pozos de petróleo presurizados con CO₂ puede contener más del 70 % de anhídrido carbónico. En tal caso, la separación del CO₂ debe hacerse por otros métodos distintos del de la absorción, que resultaría muy costosa, pudiéndose emplear distintos tipos de destilación a baja temperatura y presión para evitar la formación de nieve carbónica. El CO₂ puede separarse en fase líquida, lo que resulta muy

ventajoso para su posterior reinyección en los pozos.

La separación del nitrógeno puede llegar a ser de especial importancia cuando se da en concentraciones importantes para presurizar los pozos de petróleo en la recuperación secundaria, en lugar del uso de dióxido de carbono, siendo cada día más frecuentes las unidades de destilación criogénica que proporcionan nitrógeno líquido, que se reinyecta en el pozo, aunque normalmente se suele hacer a partir de la separación criogénica del aire. Hay que tener en cuenta que al ser un proceso que utiliza técnicas de criogenia tiene un elevado coste y, por tanto, salvo justificación especial, el nitrógeno del gas natural se suele eliminar, si es para la exportación, en la propia planta de licuefacción.

Para disminuir la proporción de hidrocarburos superiores al metano que presenta el gas debe proceder al enfriamiento de este último y, de esta forma, conseguir que condensen los hidrocarburos superiores al etano. A continuación, se fracciona este condensado para

obtener así los diferentes compuestos que lo forman. Este condensado suele contener todos los hidrocarburos pesados no deseables para la licuefacción, incluidos el etano, propano y butano.

Una vez que el gas natural ha pasado por todos estos tratamientos presenta las condiciones necesarias para ser transportado por gasoducto o mediante «la cadena de GNL».

2.3. Tecnologías de producción de gas de síntesis

Si un hidrocarburo es la materia prima utilizada para obtener hidrógeno, entonces simultáneamente se producen el monóxido de carbono (CO) y el dióxido de carbono (CO₂). A la mezcla CO/H₂ (junto con ciertas proporciones de CO₂) se le conoce como «gas de síntesis». En principio, el gas de síntesis puede ser producido desde cualquier hidrocarburo, que puede ser gas natural, nafta, aceite residual, coque de petróleo, carbón y biomasa. La ruta de menor costo para la producción de gas de síntesis está basada en el gas natural.

Considerado como la base de la química orgánica, el gas de síntesis es lo que se obtiene en primera instancia en el

proceso de producción de H₂ a partir de hidrocarburos, por lo que se necesitan etapas posteriores de purificación para separar el H₂ de los óxidos de carbono.

Las tecnologías son básicamente dos: reformado con vapor y oxidación parcial (método al que, dependiendo de la materia prima utilizada, se le conoce también como gasificación).

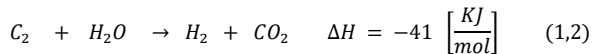
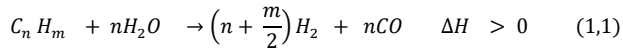
La composición del gas de síntesis, precisamente la razón H₂/CO, varía en función de la tecnología de producción y de la alimentación.

Otra tecnología para la producción de hidrógeno es la electrólisis del agua. Aunque el elevado consumo eléctrico hace que esta alternativa no sea muy atractiva para la mayoría de los usuarios industriales, algunas ventajas de este proceso lo convierten en un buen candidato para su utilización en regiones aisladas donde el suministro eléctrico se encuentre disponible a bajos precios.

Las principales tecnologías de producción de gas de síntesis, incluyendo la electrólisis del agua, se mencionan a continuación:

- a) **Reformación con vapor.** La reformación con vapor (SR) se refiere a la conversión catalítica, endotérmica

de hidrocarburos livianos, como el metano, etano, gas de petróleo licuado y nafta ligera con vapor de agua. El proceso de reformación con vapor puede ser descrito por dos reacciones principales:



La primera reacción es la de reformación, mientras que la segunda es la reacción de conversión de monóxido de carbono. Debido a que la reacción global es endotérmica se requiere un suministro de calor. Esto es conseguido por la combustión de gas natural u otro combustible en un horno de quemado directo. La reacción (1,1) es favorecida por altas temperaturas y baja presión, y procede usualmente en presencia de un catalizador basado en níquel. El proceso es llevado a cabo a temperaturas de alrededor de 800 °C y presiones por sobre las 30 atm.

En un horno de quemado directo, una mezcla precalentada de hidrocarburo y vapores pasa a través de tubos rellenos de catalizador calentados externamente, donde es convertida a hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono (figura 3).

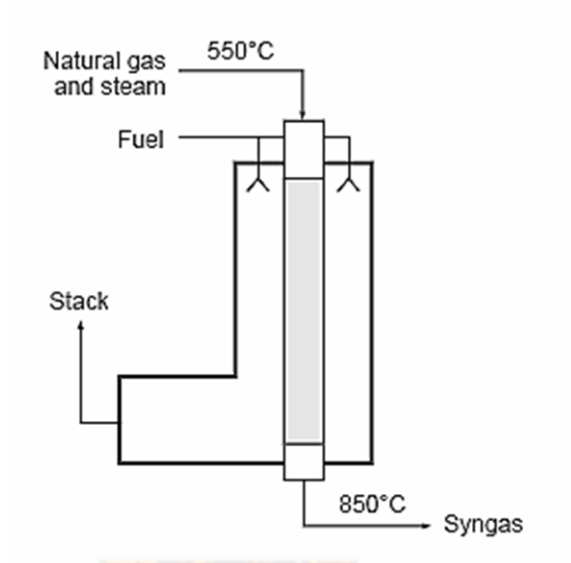
Es de gran importancia controlar la temperatura máxima de los tubos y el flujo de calor en el reformador para mantener el funcionamiento seguro y prolongado. Para obtener esto se usan diferentes arreglos de quemadores: quemadores en la parte superior, quemadores en la parte inferior y quemadores en la parte lateral.

El gas de síntesis producido sale del reformador a temperaturas que van de los 800 °C a los 900 °C. El calor de los gases es generalmente utilizado en la parte convectiva del reformador para generar vapor y precalentar la alimentación.

Solo una porción del vapor generado en las calderas es requerido para el proceso de reformación, mientras que la mayor parte del vapor (alrededor del 60 %) es consumido en otra parte.

Figura 3

Reformación de metano con vapor (SMR)



Para evitar el envenenamiento de catalizadores se requiere una etapa de desulfuración de la alimentación antes de entrar al reformador.

Los parámetros típicos de operación para el proceso de reformación de metano con vapor son los siguientes:

Presión : 20 – 26 bar

Temperatura : 850–900 °C

Razón H₂/CO : 2,9–6,5

La conversión completa no puede ser obtenida en el proceso de reformado de metano con vapor, típicamente el 65 % del metano es convertido. Para obtener una mejor conversión se debe usar un reformador secundario.

En vista a la alta razón H_2/CO , la reformación con vapor es el medio más efectivo para la producción de hidrógeno. El monóxido de carbono luego es oxidado a dióxido de carbono en la reacción (1,2) obteniendo cada vez más hidrógeno.

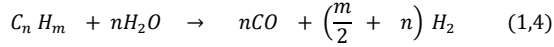
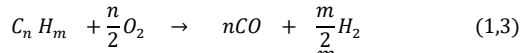
b) Oxidación parcial

La oxidación parcial (POX) combina el hidrocarburo y el oxígeno para producir H_2 y CO , cuando la razón O_2 /hidrocarburo es menor a la requerida para la combustión completa.

La reacción principal, reacción (1,3), consiste en la combustión incompleta en presencia de vapor de agua de cualquier sustancia que contenga carbono orgánico.

El vapor de agua también reacciona con la alimentación, reacción de reformado (1,4), y actúa como moderador de la combustión parcial, de forma

que, controlando su dosificación, se estabiliza la temperatura del reactor.



Debido a que la reacción global es exotérmica no requiere de combustible extra. El proceso de oxidación parcial es usado para la gasificación de alimentación pesada como residuos de petróleo y carbón. El proceso es muy flexible y puede operar en un amplio rango de hidrocarburos, desde el gas natural hasta el asfalto más pesado, incluyendo residuos de materiales como plásticos.

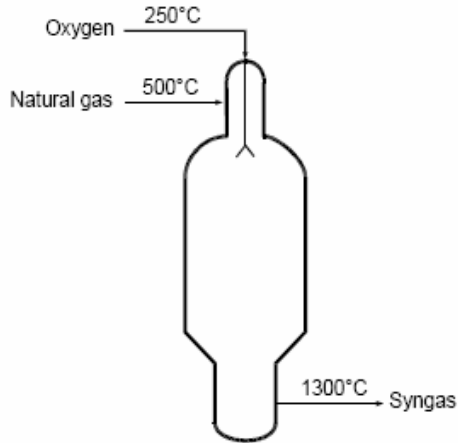
El hidrocarburo, el oxígeno y el vapor son introducidos a un tanque refractario a elevada presión, sobre los 80 bar (figura 4).

La investigación, su esencia y arte.

La reacción de oxidación ocurre inmediatamente en la zona de combustión bajo el quemador. Para evitar el asentamiento de carbono, los reactantes deben estar completamente mezclados y la temperatura de reacción no debe ser menor que 1200 °C.

Figura 4

Reactor de oxidación parcial



En la práctica, el gas de síntesis desde el proceso de oxidación parcial tiene una razón H_2/CO entre 1,6 y 1,8. Casi el 100 % de conversión es obtenida en la reacción de oxidación parcial y por esta razón se usa en la reformación combinada para completar la conversión de metano que viene del reformador de metano con vapor.

La necesidad de oxígeno resulta en un alto costo de operación. El costo de oxígeno puede constituir un 50 % del costo operacional de la producción de gas de síntesis en una planta de oxidación parcial.

c) **Reformación autotérmica.** Es una combinación de reformación con vapor y oxidación parcial. Ambas reacciones toman lugar dentro de un reactor autotérmico.

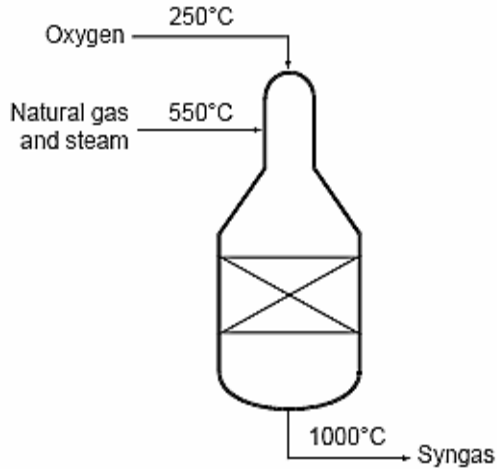
El proceso involucra vapor, oxígeno y el hidrocarburo para producir gas de síntesis. La reacción de oxidación parcial, la cual es exotérmica, proporciona el calor necesario para la reacción de reformación que es endotérmica.

El proceso es usado para la producción de metanol y amoníaco; los hidrocarburos livianos y pesados pueden ser convertidos. En el último caso, un prerreformador adiabático se debe usar.

Una mezcla precalentada del hidrocarburo (generalmente gas natural), vapor y oxígeno es alimentada en el tope del reactor. En la zona superior procede la oxidación parcial a temperaturas del orden de los 1200 °C. Después de eso, la mezcla es pasada a través de un lecho catalizado, donde la reformación final toma lugar (figura 5). La temperatura de salida del lecho catalizado está entre los 850 °C y los 1050 °C.

Figura 5

Reformación autotérmica



Las principales ventajas del ATR son la favorable razón H_2/CO (1,6 a 2,6), reducción de emisiones debido al suministro de calor interno, una alta conversión de metano, y la posibilidad de ajustar la composición del gas de síntesis cambiando la temperatura de la reacción. Sin embargo, requiere de una fuente de oxígeno.

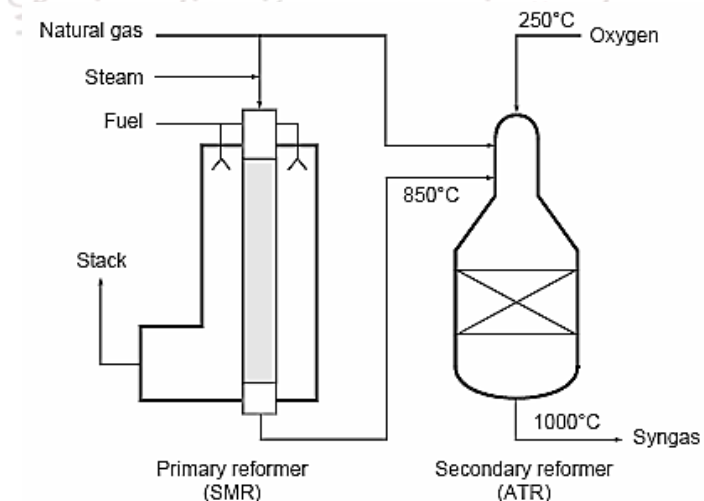
- d) **Reformación combinada.** Debido a que menos del 100 % del metano es convertido en la reacción de reformación con vapor, un reformador secundario, a continuación de la unidad de reformación con vapor, puede ser instalado para proporcionar la conversión

completa del metano y también tener la posibilidad de ajustar la razón H_2/CO . Además, el tamaño de la planta de reformación con vapor puede ser reducido trasladando parte de la carga al segundo reformador que puede ser un reformador de oxidación parcial o autotérmico. Mediante la utilización de aire en vez de oxígeno para la segunda fase de reformación, se introduce en el sistema el nitrógeno necesario para la síntesis de amoníaco y se evita una planta de oxígeno.

La figura 6 muestra el esquema del proceso, el que consiste en un reformador primario SMR y un reformador secundario ATR.

Figura 6

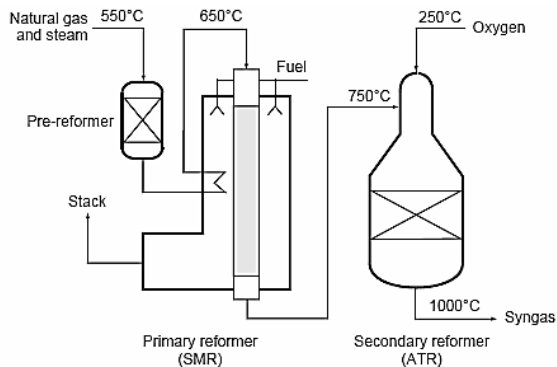
Reformación combinada



Un prerreformador es instalado frecuentemente antes del primer reformador (figura 7). El prerreformador amplía el rango de hidrocarburos para la reformación. Este también toma algo de carga desde el reformador primario, tal que pueda operar bajo condiciones menos severas. Esto, a su vez, permite materiales menos costosos y de menos superficies de transferencia de calor, lo que resulta en costos reducidos de equipamiento. Sin embargo, la necesidad de una planta de oxígeno puede mitigar estas ventajas si es que se quiere transferir más carga al segundo reformador de la que se puede realizar con el aire que aporta el nitrógeno estequiométrico para la síntesis de amoníaco.

Figura 7

Reformación combinada con prerreformador



Las temperaturas de salida sobre los 1050 °C son comunes. En este proceso se pueden obtener conversiones de metano sobre el 99 %.

e) Reformación con intercambio de calor

Solo la mitad del calor generado por el combustible quemado en un horno SMR es usado para la reacción de reformación, mientras que el resto tiene que ser recuperado en un complicado recuperador de calor para generar vapor. La cantidad de carga transferida al lecho del catalizador puede ser aumentada sobre un 80 %, si se usa un reformador intercambiador de calor. Los siguientes dos tipos de reformadores (KRES y GHR) emplean este principio para mejorar el funcionamiento y reducir las emisiones.

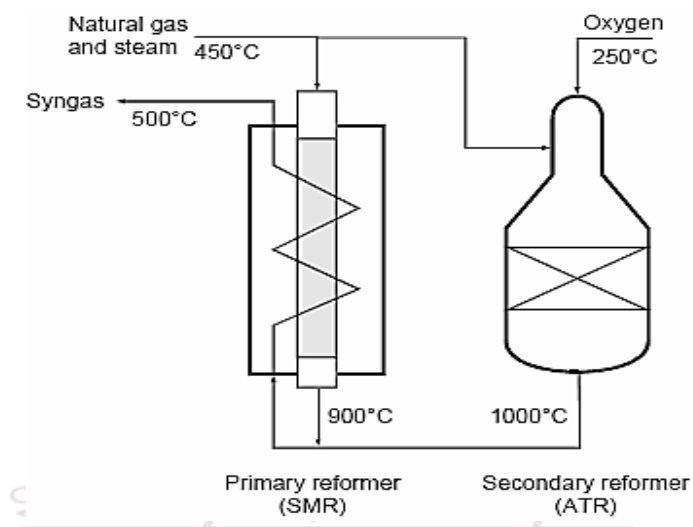
Kellogg's Reforming Exchanger System (KRES)

En este esquema, el flujo de alimentación es dividido entre el reformador de tubos y el reformador secundario. La razón de flujo es de 75/25 al reformador secundario y primario, respectivamente. Una mezcla de metano y vapor entra al reformador en el tope, pasa a través de los tubos rellenos de catalizador y sale por el fondo, donde se mezcla con el

flujo de salida del ATR (figura 8). Después de mezclado, esta corriente sirve como medio de calentamiento para el reformador principal cuando pasa por la carcasa del reformador hacia el tope.

Figura 8

Kellogg Reforming Exchanger System



Las principales ventajas del KRES, comparada a la reformación con vapor convencional, son las siguientes: menor costo de capital, mejora en la eficiencia energética, reducción de las emisiones de NO_x y CO₂, fácil mantención y menos espacio utilizado. Existen algunas dificultades de diseño mecánico como la expansión térmica y problemas en

los tubos. También esta opción, debido a su configuración en paralelo, tiene un mayor índice de metano no convertido que el arreglo en serie de la opción GHR, a saber 2,3 % vs. 0,7 %.

Gas Heated Reforming (GHR)

En similar manera al KRES, el concepto de reformación calentada con gas es un proceso sin combustión donde el calor para la reacción endotérmica es suministrado por el enfriamiento del gas reformado desde el segundo reformador

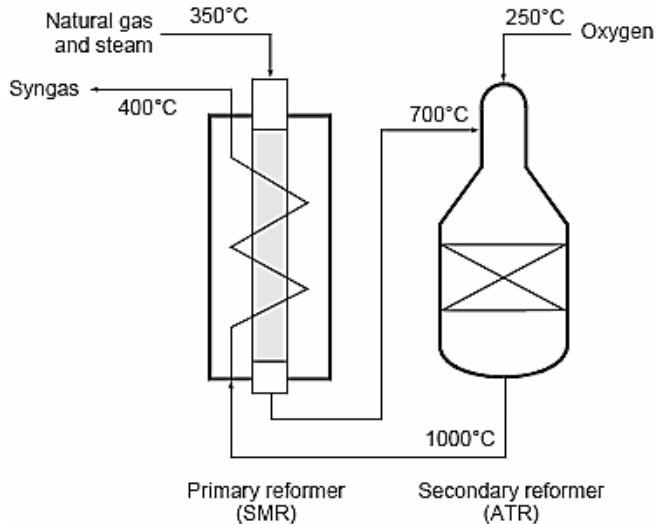
En contraste al KRES, la alimentación en el reformador calentado con gas no es dividida entre los reformadores es pasada primero al reformador primario donde alrededor del 25 % de la reformación tiene lugar.

La investigación, su esencia, es arte.
El gas parcialmente reformado es luego pasado al reformador secundario ATR (figura 9).

El gas de salida de este último es usado para calentar la alimentación en el reformador primario. Para la puesta en marcha es empleado un horno auxiliar.

Figura 9

Gas Heated Reforming.



El volumen de un GHR es generalmente 15 veces más pequeño que el volumen de un horno reformador para la misma salida.

La investigación, su esencia y arte.

f) **Gasificación del Carbón**

La gasificación del carbón para producir gas de síntesis se puede considerar químicamente como oxidación parcial del carbón o como la reducción del agua con carbón. Sin embargo, el proceso total es mucho más complejo y solo describible usando numerosas reacciones paralelas y secundarias. La

combustión parcial exotérmica del carbón y la formación de gas de agua endotérmica representan las reacciones de gasificación.

➤ **Combustión parcial:**



➤ **Reacción de gas de agua heterogénea:**



Otras reacciones importantes que toman lugar son:

➤ **Boudouard Reaction**



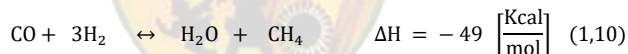
➤ **Homogeneous water gas reaction (water gas shift)**



➤ **Hydrogenative gasification:**



➤ **Metanización:**



Los tipos de sistemas de gasificación se clasifican de acuerdo con el tipo de lecho gasificador: lecho fijo, lecho fluidizado y lecho de arrastre. Los ejemplos de estos sistemas son el proceso Lurgi (de lecho fijo), el proceso Winkler (de lecho fluidizado) y el proceso Koppers-Totzek (de flujo de arrastre).

El proceso Lurgi tiene un sistema de lecho móvil presurizado (hasta 2800 kpa) que no puede usar carbón fuertemente, aglutinantes, ni que operen con aire o con

oxígeno. El carbón clasificado se alimenta por la parte superior del gasificador y, ya se trate de vapor u oxígeno, se inyecta en el fondo.

La temperatura de gasificación es más baja que la que se tiene con otros tipos de lechos.

Tan pronto como el carbón baja y se calienta, la desvolatilización comienza y, desde una temperatura de 620 °C a 760 °C y hacia arriba, la desvolatilización se acompaña por la gasificación del carbón resultante.

El gas crudo que sale se pasa a través de un lavador y luego se enfría a una temperatura a la cual el gas se satura con vapor. El gas que sale del gasificador es, sobre todo, CO₂, CO, CH₄, H₂ y H₂O.

El gasificador Winkler, de lecho fluidizado, cuenta con la ventaja de tener una distribución uniforme de temperatura y un excelente contacto sólido-gas. El carbón triturado o fino se alimenta por la parte superior y, oxígeno y vapor por el fondo.

Se puede manejar una gran variedad de carbón sin pérdidas significativas de eficiencia.

Las temperaturas de operación (800 °C a 1000

°C) son más altas que las del lecho de arrastre. Los gases de salida tienen un alto contenido de polvo y deben ser tratados para eliminarlos.

El gasificador Koppers-Totzek, de lecho de arrastre, tiene la más alta capacidad por unidad de volumen de los tres procesos.

El carbón pulverizado, el oxígeno y el vapor se alimentan juntos y el carbón se gasifica en suspensión. Tiene la propiedad de utilizar todo tipo de carbón y produce un gas libre de alquitranes y fenoles. Sin embargo, requiere de altas temperaturas (1900 °C) y grandes cantidades de oxígeno.

Las tazas globales de producción de gas son más altas que en el lecho fijo o de arrastre.

Tabla 4 *Investigación, su esencia y arte.*

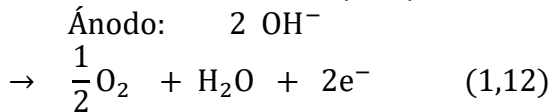
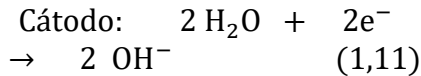
Composición de gases de productos típicos (base seca) (% mol)

	Lurgi	Kopper-Totzek	Winkler
H ₂	38,0	36,7	41,8
CO	20,2	55,8	33,3
CO ₂	28,6	6,2	20,5
CH ₄	11,4	0,0	3,0
C ₂ H ₆	1,0	0,0	0,0
H ₂ SoCOS	0,5	0,3	0,4
N ₂	0,9	1,0	1,0

g) Electrólisis

La producción de hidrógeno y oxígeno por electrólisis del agua ha sido llevada a cabo a escala industrial desde comienzos del siglo XIX. El hidrógeno electrolíticamente producido puede ser usado directamente para la producción de amoníaco.

La electrólisis usa electricidad para disociar el agua en hidrógeno y oxígeno. Un potencial eléctrico es aplicado a través de una celda con dos electrodos inertes contenidos en un medio conductor, generalmente una solución electrolítica alcalina, como una solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH). Los electrones son absorbidos y liberados en los electrodos formando hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. Bajo condiciones alcalinas, este proceso puede ser descrito por las siguientes ecuaciones:



Como materia prima se necesita agua

completamente libre de sales, la cual se obtiene en intercambiadores iónicos y en filtros de lecho combinado. El efecto neto es producir H_2 y O_2 suministrando solo agua y electricidad.

Las celdas se construyen de acero al carbono estando refrigeradas por agua que disipa el calor generado. Los electrodos están situados en dos reglones separados por un diafragma fabricado en material cerámico, el material del ánodo es níquel, mientras que el cátodo suele ser de acero inoxidable.

En las celdas bipolares, se conectan en serie a través de un separador de níquel, formando una celda de ánodo y una celda de cátodo adyacentes, logrando así una reducción significativa en el volumen del equipo.

La En este proceso, el hidrógeno desde la planta de electrólisis y el nitrógeno desde la planta de separación de aire pasan a estanques de almacenamiento separados. La electrólisis del agua proporciona una alimentación de gas extremadamente pura, conteniendo una pequeña cantidad de oxígeno (0,1 % a 0,2 %), comparado al gas de síntesis generado a partir de los hidrocarburos. El oxígeno actúa como un veneno para el catalizador del

convertidor de amoniaco y, por lo tanto, debe ser removido. Esto es hecho por medio de combustión catalítica, la cual toma lugar inmediatamente después del mezclador de H_2 y N_2 . Una pequeña cantidad de hidrógeno reacciona con el oxígeno presente produciendo agua. El gas mezclado purificado es entonces pasado a estanques de almacenamiento para la etapa de síntesis de amoniaco. El circuito de síntesis de amoniaco es el mismo que para las plantas de amoniaco basadas en combustibles fósiles.

La producción de amoniaco basada en electrólisis del agua es llevada a cabo en plantas de pequeña escala, sobre 500 ton/día. El proceso es considerado como económicamente no viable. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, puede ser una tecnología interesante y competitiva, en particular cuando la energía hidroeléctrica está disponible y es de bajo costo.

Las emisiones de este proceso son mínimas comparadas a la reformación con vapor y oxidación parcial.

2.4. Comparación de tecnologías

Las siguientes tablas comparan los diferentes procesos explicados anteriormente utilizando metano como materia prima.

Tabla 5

Procesos básicos de producción de gas de síntesis

	SMR	POX	ATR
Temperatura, °C	800-900	1000-1450	850-1300
Presión, bar	20-30	30-85	20-70
Razón H₂/CO	3-Jun	1,6-2	1,6-2,5
Conversión CH₄,	65-95	95-100	95-100
Oxígeno	no	alto	alto
Consumo de vapor	alto	opcional	bajo
Costo de capital%	100 referencia)	80-110	65-80
Emisiones	altas	bajas	bajas
Escala	gran	pequeña a gran	gran
Estado de desarrollo	comercial	comercial	comercial

Tabla 6

La investigación, su esencia y arte.

Procesos combinados en la producción de gas de síntesis.

	Combinado	KRES	GHR
Temperatura, °C	primario: 800, secundario: 1000-1200	primario: 800, secundario: 1000	primario: 450, secundario: 1000
Presión, bar	20 - 30	20 - 30	20 - 30
Razón H₂/CO	2,5 - 4	2,5-4	3,4
Conversión CH₄, %	95 -100	95 - 100	95 - 100
Oxígeno	bajo	medio	medio

Consumo de vapor	medio	medio	medio
Costo de capital%	75 - 115	65 - 90	60 - 80
Emisiones	medias	bajas	bajas
Escala	gran	gran	media a
Estado de desarrollo	comercial	pre-comercial	3 unidades comerciales

2.5. Selección del proceso de producción de gas de síntesis

El proceso seleccionado para la producción de gas de síntesis es el proceso de reformación combinada debido a las siguientes ventajas:

- Posee una alta conversión del metano, consiguiendo conversiones de hasta 100 %.
- La utilización de un reformador secundario autotérmico permite la adición de aire, el cual aporta el nitrógeno necesario para la síntesis de amoníaco y el oxígeno para proporcionar la conversión completa del metano, y así reducir el tamaño del reformador primario trasladando parte de la carga al segundo reformador.
- No necesita de una planta de oxígeno.
- Se consigue una alta razón H_2/CO .
- Es una tecnología consolidada a nivel mundial.

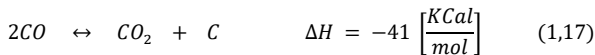
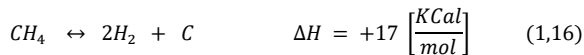
2.6. Etapas del proceso

a) Reformación. Es el nombre general de la reacción de un hidrocarburo como el metano, con agua y/o dióxido de carbono, para producir una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno. Los pasos típicos en el proceso de reformado con vapor se muestran en las reacciones 1,10 y 1,11.

Si se usa vapor de agua, el proceso es llamado reformación con vapor o crackeo con vapor. La reacción de reformación (1.14) es endotérmica y requiere de catalizador.



El reformado con vapor consiste, en principio, en deshidratar el carbono de la materia orgánica original. Para el caso del metano, 1/3 del hidrógeno es aportado por el agua. Otras reacciones que ocurren al mismo tiempo que la reacción de reformación son las siguientes:





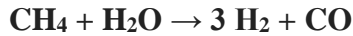
Capítulo III

Obtención de los modelos termodinámicos

La investigación, su esencia y arte.

3.1. Evaluación del método de reformado por vapor en la obtención del gas de síntesis.

El reformado con vapor es un método para la obtención de hidrógeno a partir del gas natural, el cual ingresa previo tratamiento a un reformado por vapor y se produce la reacción química:



Esta primera reacción de reformado tiene lugar entre los 800 °C a 900 °C a una presión de 25 bar, obteniéndose un gas rico en dióxido de carbono e hidrógeno y, en menor cantidad, monóxido de carbono.

Se elimina, primeramente, el monóxido por medio de las reacciones de cambio de alta a baja temperatura a 400 °C y 200 °C, respectivamente, y se produce una mezcla gaseosa de H₂, CO₂, H₂O y un poco de CO y CH₄.

Después de esta etapa se realiza una última purificación, mediante el proceso Pressure Swing Adsorption (PSA), el cual permite obtener hidrógeno puro al 99,99 %, cuyo contenido energético es mayor que el del gas natural del cual procede y para el que se obtendrá modelos termodinámicos para determinar la temperatura.

a) De las tablas termodinámicas:

Tenemos los valores de ΔH , ΔS , ΔG de cada uno de los componentes de la Rx química a condiciones de 298 K y 1 atm

Tabla 7

Propiedades termodinámicas de las sustancias químicas.

COMPONENTES	ΔH (KJ/mol)	ΔS (J/mol)	ΔG (KJ/mol)
CH ₄	-74,85	186,19	-50,79
H ₂ O	-241,83	188,72	-228,60
H ₂	0	130,59	0
CO	-110,52	197,91	-137,27

3.2. Evaluación de la energía Interna

Para evaluar la ΔU de la Rx química, usaremos:

$$\Delta U = \Delta H - RT$$

En las mismas condiciones de los datos en la tabla anterior.

- $\Delta U_{CH_4} = -74,85 \text{ KJ/mol} (10^3 \text{ J/KJ}) - (8,31 \text{ J/mol.K})(298 \text{ K}) = -77326,38 \text{ J/mol}$
- $\Delta U_{H_2O} = -241,83 \text{ KJ/mol} (10^3 \text{ J/KJ}) - (8,31 \text{ J/mol.K})(298 \text{ K}) = -244306,38 \text{ J/mol}$
- $\Delta U_{H_2} = 0 - (8,31 \text{ J/mol.K})(298 \text{ K}) = - 2476,38 \text{ J/mol}$

- $\Delta U_{CO} = -110,52 \text{ KJ/mol} (10^3 \text{ J/KJ}) - (8,31 \text{ J/mol.K})(298 \text{ K}) = -112996,38 \text{ J/mol}$

Tabla 8

Valores de la energía interna

COMPONENTES	$\Delta U \text{ (J/mol)}$
CH ₄	-77326,38
H ₂ O	-244306,38
H ₂	- 2476,38
CO	-112996,38

Hallando la energía interna total a 298K:

Tenemos:

$$\Delta U_{RX} = (\sum_{i=1}^n u_i \Delta U_i)_{\text{PRODUCTOS}} - (\sum_{i=1}^n u_i \Delta U_i)_{\text{REACTANTES}}$$

$$\Delta U_{RX} = (c \Delta U_{H_2} + d \Delta U_{CO}) - (a \Delta U_{CH_4} + b \Delta U_{H_2O})$$

$$\Delta U_{298K} = (3(-2476,38) + -112996,38) - (-77326,38 + -244306,38)$$

$$\Delta U_{298K} = 201207,24 \text{ J/mol}$$

Hallando la ΔU de la Rx en Función de la Temperatura:

$$\Delta \underline{U} = f(T)$$

$$\Delta \underline{U}_{RX} = \Delta U_{298K} + \int_{298}^T \Delta C_v dT$$

$$\Delta \underline{U}_{RX} = \Delta U_{298K} + \int_{298}^T (\Delta C_p - R) dT$$

$$\text{Si: } C_p = A + BT + CT^2$$

$$\Delta \underline{U}_{RX} = \Delta U_{298K} + \int_{298}^T (A + BT + CT^2 - R) dT$$

$$\Delta U_{RX} = \Delta U_{298K} + (A - R)(T - 298) + \frac{B}{2}(T^2 - 298^2) + \frac{C}{3}(T^3 - 298^3) \dots (I)$$

Tabla 9

Valores de la capacidad calorífica

Cp (J/mol K)			
COMPONENTES	A	B	C
CH ₄	34,942	-3,9967x10 ⁻⁰²	1,9184x10 ⁻⁰⁴
H ₂ O	33,933	-8,4186x10 ⁻⁰³	2,9906x10 ⁻⁰⁵
H ₂	25,399	2,0178x10 ⁻⁰²	3,8549x10 ⁻⁰³
CO	29,556	-6,5807x10 ⁻⁰³	2,0130x10 ⁻⁰⁵

- **Hallando ΔC_p de la Rx:**

$$\Rightarrow C_{pCH_4} = 34,942 + -3,9967 \times 10^{-02} T + 1,9184 \times 10^{-04} T^2$$

$$\Rightarrow C_{pH_2O} = 33,933 + -8,4186 \times 10^{-03} T + 2,9906 \times 10^{-05} T^2$$

$$\Rightarrow C_{pH_2} = 25,399 + 2,0178 \times 10^{-02} T + 3,8549 \times 10^{-03} T^2$$

$$\Rightarrow C_{pCO} = 29,556 + -6,5807 \times 10^{-03} T + 2,0130 \times 10^{-05} T^2$$

$$\Delta C_{pRX} = (c C_{pH_2} + d C_{pCO}) - (a C_{pCH_4} + b C_{pH_2O})$$

$$\Delta C_{pRX} = [3(25,399 + 2,0178 \times 10^{-02} T + 3,8549 \times 10^{-03} T^2) + (29,556 + -6,5807 \times 10^{-03} T + 2,0130 \times 10^{-05} T^2)] - [(34,942 + -3,9967 \times 10^{-02} T + 1,9184 \times 10^{-04} T^2) + (33,933 + -8,4186 \times 10^{-03} T + 2,9906 \times 10^{-05} T^2)]$$

$$\Delta C_{pRX} = [(76,197 + 6,534 \times 10^{-02} T + 11,5647 \times 10^{-03} T^2) + (29,556 + -6,5807 \times 10^{-03} T + 2,0130 \times 10^{-05} T^2)] - [(34,942 + -3,9967$$

$$x10^{-02} T + 1,9184 x10^{-04} T^2) + (33,933 + - 8,4186 x10^{-03} T + 2,9906 x10^{-05} T^2)]$$

$$\Delta C_{pRX} = 36,878 + 0,1023389 T + 0,011363084 T^2$$

Dónde: $A = 36,878$

$$B = 0,1023389$$

$$C = 0,011363084$$

Reemplazando en (I):

$$\Delta \underline{U}_{RX} = 201207,24 + (36,878 - 8,31) (T-298) + \frac{0,1023389}{2} (T^2 - 298^2) + \frac{0,011363084}{3} (T^3 - 298^3)$$

$$\Delta \underline{U}_{RX} = 201207,24 + (28,568) (T-298) + 0,05116945(T^2 - 298^2) + 0,003787694(T^3 - 298^3)$$

La investigación, su esencia y arte.

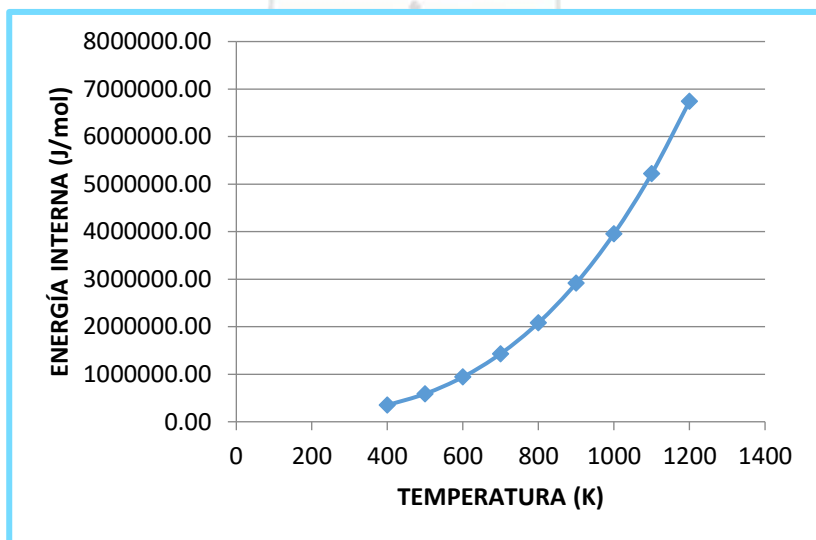
$$\Delta \underline{U}_{RX} = 87913,94 + 28,568T + 0,05116945T^2 + 0,003787694T^3$$

Tabulando:

T (K)	ΔU (J/mol)
400	349940,66
500	588452,05
600	941617,64
700	1432163,61
800	2082816,11
900	2916301,32
1000	3955345,39
1100	5222674,48
1200	6741014,78

Figura 10

Energía interna y la temperatura



3.3. Evaluación de la entalpia

$$\Delta H_{RX} = (c \Delta H_{H_2} + d \Delta H_{CO}) - (a \Delta H_{CH_4} + b \Delta H_{H_2O})$$

De la tabla 1:

$$\Delta H_{298K} = [3(0) + -110,52] - [-74,85 + -241,83]$$

$$\Delta H_{298K} = 206,16 \text{ KJ/mol}$$

$$\Delta H_{298K} = 206,16 \times 10^3 \text{ J/mol}$$

Evaluando $\Delta H = f(T)$

$$\Delta H_{RX} = \Delta H_{298K} + \int_{298}^T \Delta C_P dT$$

$$\Delta H_{RX} = \Delta H_{298K} + \int_{298}^T (A + BT + CT^2) dT$$

$$\Delta H_{RX} = \Delta H_{298K} + A(T - 298) + \frac{B}{2}(T^2 - 298^2) + \frac{C}{3}(T^3 - 298^3) \quad \dots \text{(II)}$$

Reemplazando constantes A, B, C:

$$\Delta H_{RX} = 206,16 \times 10^3 + 36,878(T - 298) + \frac{0,1023389}{2}(T^2 - 298^2) + \frac{0,011363084}{3}(T^3 - 298^3)$$

$$\Delta H_{RX} = 206,16 \times 10^3 + 36,878(T - 298) + 0,05116945(T^2 - 298^2) + 0,003787694(T^3 - 298^3)$$

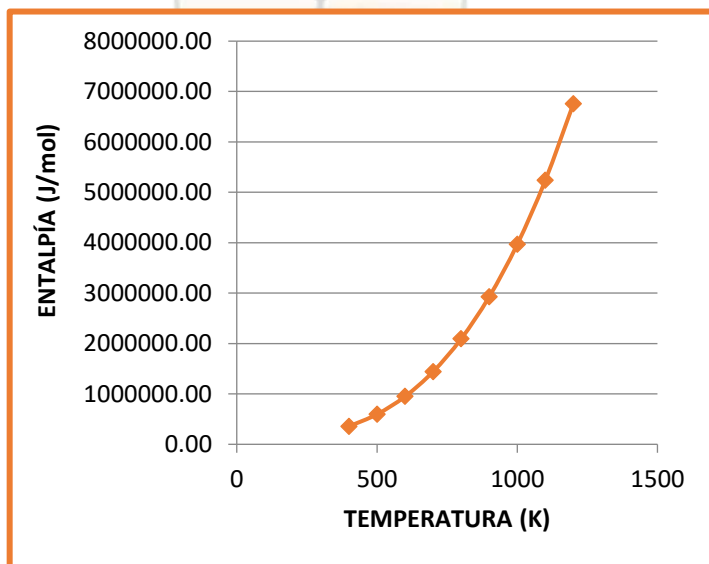
$$\Delta H_{RX} = 90390,31552536 + 36,878T + 0,05116945T^2 + 0,003787694T^3$$

Tabulando:

T	ΔH
400	355741,0435
500	595083,43
600	949080,02
700	1440456,99
800	2091940,49
900	2926256,69
1000	3966131,77
1100	5234291,86
1200	6753463,16

Figura 11

Entalpía y temperatura



3.4. Evaluación de la entropía

$$\Delta S_{RX} = (c \Delta S_{H_2} + d \Delta S_{CO}) - (a \Delta S_{CH_4} + b \Delta S_{H_2O})$$

De la tabla 1:

$$\Delta S_{298K} = [3(130,59) + 197,91] - [186,19 + 188,72]$$

$$\Delta S_{298K} = 214,77 \text{ J/mol K}$$

Evaluando $\Delta S = f(T)$

$$\Delta S_{RX} = \Delta S_{298K} + \int_{298}^T \frac{\Delta C_p}{T} dT$$

$$\Delta S_{RX} = \Delta S_{298K} + \int_{298}^T \frac{(A+BT+CT^2)}{T} dT$$

$$\Delta S_{RX} = \Delta S_{298K} + A \ln \left(\frac{T}{298} \right) + B (T - 298) + \frac{C}{2} (T^2 - 298^2)$$

... (III)

Reemplazando datos:

$$\Delta S_{RX} = 214,77 + 36,878 \ln \left(\frac{T}{298} \right) + 0,1023389 (T - 298) + \frac{0,011363084}{2} (T^2 - 298^2)$$

$$\Delta S_{RX} = 214,77 + 36,878 \ln \left(\frac{T}{298} \right) + 0,1023389 (T - 298) + 0,005681542 (T^2 - 298^2)$$

$$\Delta S_{RX} = -530,368 + 36,878 \ln T + 0,1023389 T + 0,005681542 T^2$$

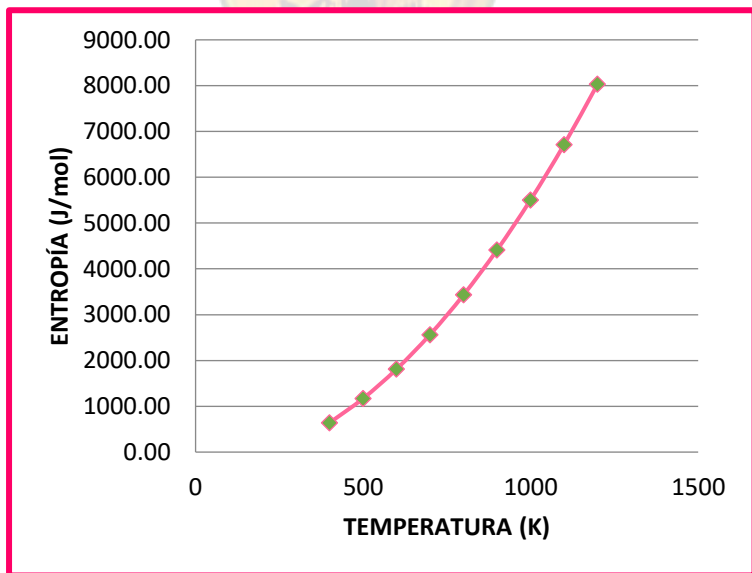
Tabulando:

T	ΔS
400	640,57
500	1170,37
600	1812,30
700	2566,82
800	3434,21
900	4414,64
1000	5508,26
1100	6715,13
1200	8035,33

Graficando la curva:

Figura 12

Entropía y la temperatura



3.5. Evaluación de la Energía Libre de GIBBS

$$\Delta \underline{G}_{298K} = \Delta \underline{H}_{298K} - T \Delta \underline{S}_{298K}$$

$$\Delta \underline{G}_{298K} = (206,16 \times 10^3 \text{ J/mol}) - 298K (214,77 \text{ J/mol})$$

$$\Delta \underline{G}_{298K} = 142\,158,54 \text{ J/mol}$$

$$\Delta \underline{G}_{RX} = \Delta \underline{H}_T - T \Delta \underline{S}_T$$

$$\Delta \underline{G}_{RX} = 206,16 \times 10^3 + 36,878 (T - 298) + 0,05116945 (T^2 - 298^2) + 0,003787694 (T^3 - 298^3) - T [214,77 + 36,878 \text{ Ln} (\frac{T}{298}) + 0,1023389 (T - 298) + 0,005681542 (T^2 - 298^2)]$$

$$\Delta \underline{G}_{RX} = 90390,31552536 + 567.24606 T - 36,878 T \text{ Ln } T - 0,05116945 T^2 - 0,00189384T^3$$

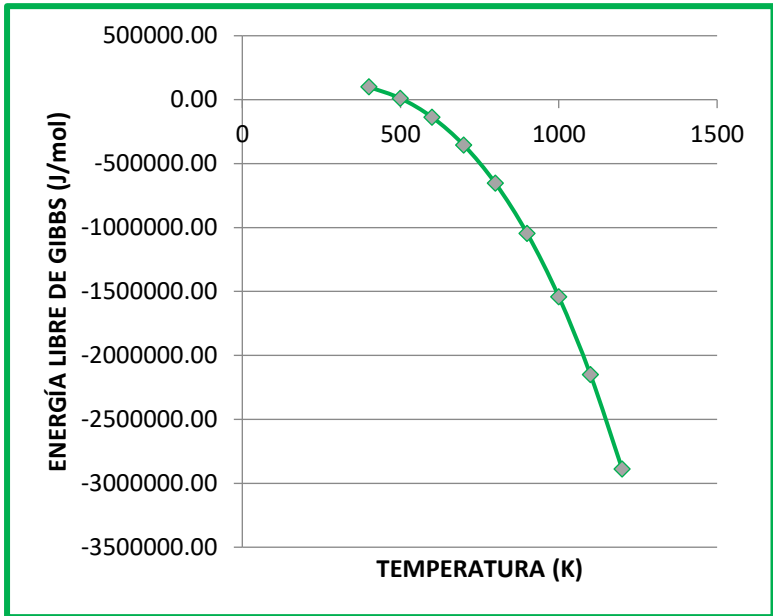
Tabulando:

T(K)	ΔG
400	99514,06
500	9898,82
600	-138297,80
700	-356313,86
800	-655423,55
900	-1046923,52
1000	-1542125,27
1100	-2152350,69
1200	-2888929,19

Graficando la curva:

Figura 13

Energía libre de GIBBS y la temperatura.



3.6. Evaluación de la Constante de la Velocidad (Kp)

Si: $\Delta G = - RT \ln K_p$

$$\Rightarrow \ln K_p = - \frac{\Delta G}{RT}$$

$$\Rightarrow K_p = e^{\frac{-\Delta G}{RT}}$$

$$K_{p298K} = e^{\frac{-142\,158.54}{8.31(298)}} = 1.17215 \times 10^{-25}$$

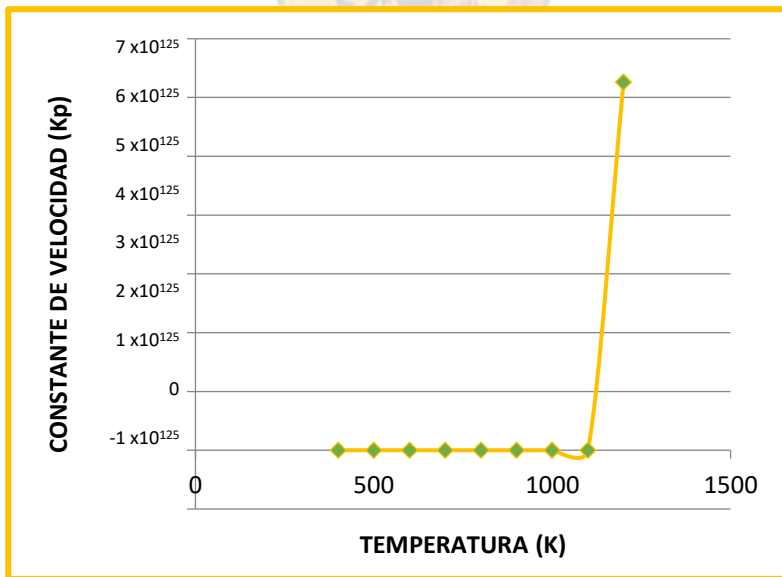
Tabulando:

T	Kp
400	$9,955704 \times 10^{-14}$
500	0,092330
600	$1,112048 \times 10^{12}$
700	$4,001518 \times 10^{26}$
800	$6,560123 \times 10^{42}$
900	$6,213013 \times 10^{60}$
1000	$3,926838 \times 10^{80}$
1100	$1,817580 \times 10^{102}$
1200	$6,559758 \times 10^{125}$

Grificando la curva:

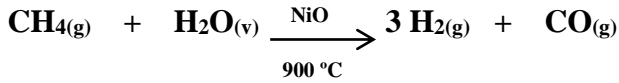
Figura 14

Constante de velocidad de reacción y la temperatura



3.7. Evaluación del Grado de Conversión de la Reacción

Química:



$$t = 0 \quad 1 \text{ mol} \quad 1 \text{ mol} \quad 0 \quad 0$$

$$t = \text{equilibrio} \quad 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \quad 3 \alpha \quad \alpha$$

$$K_n = \frac{(n_{\text{H}_2})^3 \cdot n_{\text{CO}}}{n_{\text{CH}_4} \cdot n_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{(3\alpha)^3 \cdot \alpha}{(1-\alpha)(1-\alpha)} = \frac{27\alpha^4}{(1-\alpha)^2} = K_n \dots \text{(i)}$$

$$\text{Si: } K_{p298\text{K}} = e^{\frac{-\Delta G}{RT}} = 1,17215 \times 10^{-25} = K_{p1}$$

Entonces, hallamos $K_{p900^\circ\text{C}} \Rightarrow T = 1173 \text{ K}$

*Como es un caso a temperatura alta se aplica:

$$\ln\left(\frac{K_{p2}}{K_{p1}}\right) = \frac{\Delta H}{R} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right) \text{ o } K_{p2} = K_{p1} e^{\frac{\Delta H}{R} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right)}$$

$$\Rightarrow K_{p2} = 1,17215 \times 10^{-25} e^{\frac{\Delta H_{298\text{K}}}{R} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right)}$$

$$\Rightarrow K_{p2} = 1,17215 \times 10^{-25} e^{\frac{206160}{8.31} \left(\frac{1}{298} - \frac{1}{1173}\right)} = 109,3996$$

Relacionando K_n y K_p

$$\text{Si: } K_n = \frac{(P_{\text{H}_2})^3 \cdot P_{\text{CO}}}{P_{\text{CH}_4} \cdot P_{\text{H}_2\text{O}}} \quad \Delta \quad P_A = \frac{n_A}{n_T} P$$

$$n_{\text{H}_2}^3 P^3 \cdot n_{\text{CO}} P$$

$$K_p = \frac{\overline{n_T^3}}{\overline{n_{CH_4}} P \cdot \overline{n_{H_2O}} P} = \frac{n_{H_2}^3 \cdot n_{CO}}{\underbrace{n_{CH_4} \cdot n_{H_2O}}_{K_n} n_T^2} P^2$$

$$K_p = \frac{K_n P^2}{n_T^2}$$

$$K_n = \frac{n_T^2 K_p \dots (ii)}{P^2}$$

Hallando n_T de la reacción química:

$$t = \text{equilibrio} \quad 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \quad 3\alpha \quad \alpha$$

$$n_T = 1 - \alpha + 1 - \alpha + 3\alpha + \alpha = 2 + 2\alpha = 2(1 + \alpha)$$

Reemplazando n_T en (ii) y relacionando con (i):

$$K_n = \frac{(2 + 2\alpha)^2 K_p}{(1)^2}$$

$$K_p = \frac{27\alpha^4}{(1 - \alpha)^2 (2)^2 (1 + \alpha)^2}$$

$$K_p = \frac{27\alpha^4}{4(1 - \alpha^2)^2} = \frac{6.75 \alpha^4}{(1 - \alpha^2)^2} = 109,3996$$

Damos valores a α para hallar el rendimiento de la Rx:

α	$K_p : \frac{6.75 \alpha^4}{(1-\alpha^2)^2}$
0	0
0,1	0,000688705
0,2	0,01171875
0,3	0,066024635
0,4	0,244897959
0,5	0,75
0,6	2,135742188
0,7	6,230968858
0,8	21,33333333
0,9	122,6779778

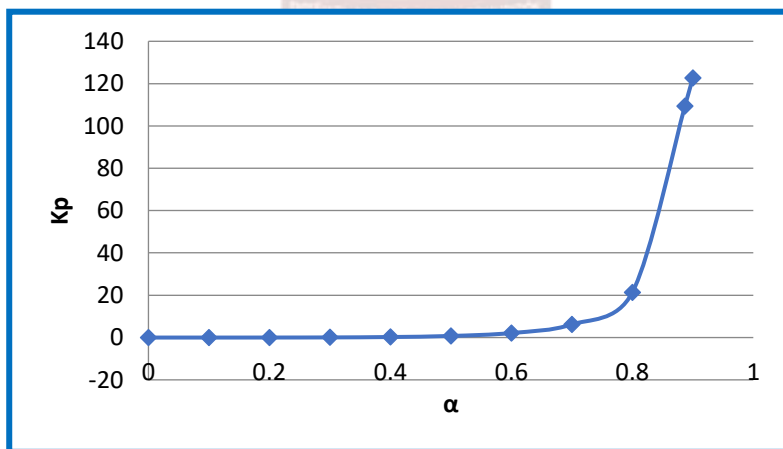
Interactuando:

⇒ $\alpha = 0,8950017$ *Grado de Conversión*

⇒ El rendimiento de la Rx Qca es 89,50017% \equiv 90%

Figura 15

Constante de velocidad de reacción y el grado de conversión



Evaluación de resultados

La evaluación de las propiedades termodinámicas de la tecnología de obtención de hidrógeno por reformado de vapor de cuya reacción (metano más vapor de agua) obtenemos además de hidrógeno, monóxido de carbono en menor cantidad, se dio con un poco de dificultad debido a que la obtención de los datos de los componentes de la reacción, es decir, el metano, el vapor de agua, el hidrógeno y el monóxido de carbono no estaban disponibles en las tablas termodinámicas; sin embargo, se logró conseguir aquellos valores por la web.

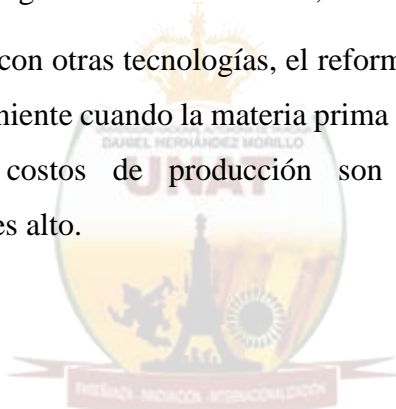
Fuera de eso, los resultados fueron precisos y los esperados, pues se comprueba estos con otros resultados y arrojan los valores similares, lo que indica que esta reacción produce mayor hidrógeno a una temperatura determinada ($900\text{ }^{\circ}\text{C} = 1173\text{ K}$) con lo cual ha sido evaluada la reacción en mención.

También se observa que la entropía arrojada es contraria a la energía interna y la entalpía, la cual se muestra en las figuras.

En la constante de velocidad de la reacción notamos que, efectivamente, el grado de conversión de la materia prima (reactantes) para obtener un rendimiento del producto buscado es del 89,50017%.

CONCLUSIONES

1. Se observa que, en la reformación del gas natural con vapor de agua, mediante propiedades termodinámicas, se determina la temperatura entre un rango de 850 °C y 900 °C a bajas presiones.
2. Para la tecnología del reformado por vapor, el rendimiento de producción de gas de síntesis es de 89,50017%.
3. Comparadas con otras tecnologías, el reformado de vapor es el más conveniente cuando la materia prima es el gas natural, porque los costos de producción son menores y el rendimiento es alto.



La investigación, su esencia y arte.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda desarrollar un proyecto de inversión para la obtención de gas de síntesis en la provincia de Pisco.
2. Se recomienda buscar modelos termodinámicos para determinar la presión de operación en el proceso mencionado.
3. Se recomienda usar otros simuladores para corroborar estos resultados o mejorarlos de ser posible.



La investigación, su esencia y arte.

Referencias Bibliográficas

1. Álvarez, E. y Balbas, J. (2003). El gas natural del yacimiento al consumidor. España: Editorial Cie Dossat.
2. Jaureguiberry, S. (2005). Estudio comparativo de procesos de recuperación de CO₂ por absorción con aminas. España: Universidad Politécnica de Cataluña
3. Kohl, N. (1997). Gas Purification, 5.^a ed. Houston: Gulf Publishing Company.
4. Maxwell, G. (2005). Synthetic Nitrogen Products. A Practical Guide to the Products and Processes. Memphis, Tennessee.

Fuentes electrónicas

1. http://portalacademico.cch.unam.mx/alumno/quimica2/u2/carbono_alimentos/hidrocarburos. Consulta [23 de mayo de 2018].
2. <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/Moneda145/Moneda-145-09.pdf>. Consulta [10 de junio de 2018].
3. http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cul_t001.html. Consulta [12 de junio de 2018]
4. <http://www.textoscientificos.com/quimica/urea/produccion>
5. <http://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/15862/tesisUPV3510.pdf?sequence=1>