

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE GTL EN COLOMBIA**

**JESUS ALBERTO ARCHILA CASTRO
YAMIL JOSE YUBRAN TOBIAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE GTL EN COLOMBIA**

**JESUS ALBERTO ARCHILA CASTRO
YAMIL JOSE YUBRAN TOBIAS**

Trabajo de Grado para optar al título
de Ingeniero de Petróleos

Director

JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO

Ingeniero de Petróleos

Codirector

MANUEL CABARCAS SIMANCAS

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

Con todo mi cariño a:

A Dios que me ha bendecido y dado la fuerza para alcanzar mis metas

A mi abuelo Faustino por darme la oportunidad de estudiar

Mis padres, Luis Jesús Archila y Dora Estela Castro

A toda mi familia, que siempre me han apoyado

A cada uno de todos de mis amigos

Jesús

A Dios fuente de vida y sabiduría

A la memoria de mi padre, Yamil

A mi madre Inés Maria, quien con su esfuerzo y sacrificio me ha hecho un profesional

A todos mis familiares que me han apoyado durante este tiempo

A todos mis amigos, que siempre han estado en los buenos y las malas.

Yamil

AGRADECIMIENTOS

Al Centro de Investigación del Gas y del Petróleo (CIGP) y todo su equipo de trabajo por el apoyo brindado.

A Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos y Director del proyecto, por haber confiado en nuestras capacidades.

A Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Ingeniero de Petróleos y Codirector del proyecto, por sus recomendaciones y ayudas durante el proyecto.

A los Profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos (EIP), por su valiosa contribución en nuestra formación como profesionales.

A todas las personas que de una u otra manera nos colaboraron en la realización de este proyecto.

GLOSARIO

Absorción: Penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o más sustancias en el interior de un líquido.

Ácido: Un químico que se disuelve en agua con la formación de iones hidrogeno, o disuelve metales por liberación de hidrogeno, o reacciona con una base para formar una sal.

Aditivos de Combustibles: cualquier componente químico adicionado a un combustible líquido, como la gasolina o el diesel, antes de su despacho al mercado, para mejorar las características de desempeño del combustible.

Adsorción: Fenómeno de superficie exhibido por un sólido (adsorbente) que le permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsortivas) sobre su superficie; esta propiedad es debida a la adhesión.

Alcanos: Ver parafinas.

Alcoholes: Componentes hidrocarburos líquidos formados por grupos hidroxilo unidos a átomos de carbono en lugar de átomos de hidrogeno. Sus nombres terminan con el sufijo - ol -, por ejemplo, metanol y etanol.

Alifático: Perteneciente a componentes orgánicos que no tienen la estabilidad especial de los componentes aromáticos. Los átomos de carbono están en las cadenas y no cierran anillos. Estos componentes incluyen parafinas (alcanos), Oleofinas (alquenos), Alquinos y sus derivados.

Alimento (Feedstock): material bruto que supe la manufactura de un proceso, tal como el petr3leo crudo en una refinera, para la producci3n de combustibles convencionales, o como el gas natural para la producci3n de syngas.

Alquenos: Ver Oleofinas.

Amoniac (NH_3): Gas incoloro, picante que es extremadamente soluble en agua. Usado para producir componentes amoniacos a trav3s de acido n3trico para la fabricaci3n de fertilizantes, explosivos, agroqu3micos y resinas.

Arom3ticos: Son hidrocarburos con un n3cleo benc3nico y deben su nombre al fuerte y desagradable olor caracter3stico. El amplio n3mero de compuestos de este importante grupo deriva principalmente del petr3leo y el alquitr3n de hulla; son m3s bien muy reactivos y qu3micamente vers3tiles.

Asfalto: Bet3n negro, s3lido, quebradizo, que se derrite al fuego y arde con dificultad. Suele emplearse, mezclado con arena, en pavimentos, y entra en la composici3n de algunos barnices y en varias preparaciones farmac3uticas.

Barril de Aceite Equivalente (boe): forma de medida volum3trica para estandarizar las extensas reservas de hidrocarburos y vol3menes de producci3n en barriles. Normalmente aplicado a reservas de gas natural. Aproximadamente 6.29×10^6 pies c3bicos de gas equivale a un boe.

Benceno (C_6H_6): l3quido hidrocarburo ligero, incoloro, altamente refractivo y altamente inflamable, derivado directamente de la gasolina con la ayuda de un reformador catal3tico. Hidrocarburo arom3tico usado para producir etilbenceno, estireno y precursor del nylon.

Biodegradación: descomposición de componentes químicos o sustancias por organismos biológicos, tales como microbios.

Biomasa: Materia orgánica, árboles, plantas, residuos vegetales, que pueden ser utilizados como fuente de energía.

Btu: Abreviatura de "*British thermal unit*", unidad que corresponde a la cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de 1 libra de agua en 1 grado Fahrenheit, a una temperatura y presión dadas.

Butano: Gas presente en pequeñas cantidades en la mayoría de los gases naturales. Licuable fácilmente mediante la aplicación de bajas presiones o por enfriamiento. Combustible, refrigerante, se utiliza también en la fabricación de caucho sintético.

Carbón: combustible, roca quebradiza y negra o café oscura, rica en hidrocarburos y derivado de la acumulación y transformación de plantas.

Carbono (C): elemento no metálico amorfo o cristalino, encontrado en muchas formas orgánicas, incluyendo diamante, grafito y combustibles fósiles.

Catalizador: Metal o componente metálico, necesario para facilitar una reacción entre dos o más elementos químicos, o para promover la velocidad y eficiencia de una reacción entre dos o más químicos.

Celda Combustible: celda galvánica en la cual la oxidación de un líquido o combustible químico gaseoso, tal como el metanol o el hidrógeno, es convertido en electricidad.

Ceras: en la industria de los petroquímicos, sólida o semisólido, hidrocarburo parafínico luminoso y repelente al agua, con un alto peso molecular y un bajo punto de fusión que puede ser craqueado en diesel o usado para aplicaciones especializadas.

Combustible de Aviación (Jet-Fuel): líquido combustible derivado de la refinación del petróleo y usado para impulsar los motores de las aeronaves.

Componentes Orgánicos Volátiles (VOCs): termino genérico para aquellos componentes hidrocarburos principales, tales como alcoholes industriales, cetonas y otros solventes, que se evaporan rápida y fácilmente a temperatura ambiente cuando son expuestos al aire y los cuales son o pueden ser dañinos a la salud humana como resultado de sobre exposición o mal uso.

Condensados: Hidrocarburos líquidos producidos con el gas natural que son separados de éste por enfriamiento u otros medios.

Coque (coke): Combustible sólido, producto de la refinación del petróleo al eliminar la mayor parte de las sustancias volátiles.

Craqueo (Craking): Proceso en el que hidrocarburos relativamente pesados se rompen por el efecto de calor en productos más livianos (tales como gasolinas, naftas).

Deshidratación: remoción del agua de una molécula o sustancia, a través del uso de calor y algunas veces con un catalizador.

Destilación fraccionada: Proceso de refinación consistente en la separación de los componentes del petróleo crudo al calentar y luego condensar las fracciones por enfriamiento.

Destilado: hidrocarburo líquido recuperado como resultado de la vaporización de una fuente de hidrocarburo, y luego condensado en dos o más fracciones, de acuerdo al punto o rango de ebullición de cada una de las fracciones.

Diesel: nombrado en honor al ingeniero Alemán, Rudolf Diesel, y también conocido como combustible Diesel, combustible líquido pesado derivado del refinamiento del petróleo crudo y usado como combustible en motores de compresión – ignición. Puede también ser producido sintéticamente, mediante cierto proceso de conversión, llamado Gas to Liquid – GTL.

Dióxido de Carbono (CO₂): Natural constituyente de la atmósfera terrestre (además del oxígeno, nitrógeno y gases nobles), además es emitido de ciertos procesos petroquímicos y considerado como uno de los gases que contribuyen al cambio climático global.

Dióxido de Sulfuro (SO₂): líquido incoloro o gas picante, formado por quemado de sulfuro en el aire. El componente es un agente reductor y es usado en blanqueamiento, como fumigante y preservativo de comidas. Grandes cantidades son usadas en procesos de contacto para la producción de ácido sulfúrico, disuelve en agua para dar una mezcla de ácidos sulfúrico y sulfuroso.

Downstream: Expresión que cubre los últimos tramos de un proceso industrial o la etapa de comercialización del producto o subproductos. Para el caso del petróleo y del gas define el intervalo en el que se cumplen los procesos de refinación, separación, fraccionamiento, distribución y comercialización.

Dubai (Fateh), Dubai, miembro de los E.A.U.: Define un crudo de aproximadamente 36 °API, proveniente de los Emiratos Árabes Unidos cuyo precio reemplazó virtualmente al *Arabian Light* (1980) como valor referente para el comercio o intercambio de crudos del Golfo Pérsico.

Eficiencia Térmica: fracción de energía en un combustible, liberada como energía útil.

Emisiones: producción y descarga antropogénica en el ambiente natural (usualmente la atmósfera) de un componente químico o sustancia (gaseoso, líquido o sólido), que es usualmente considerado dañino, dañoso o potencialmente dañoso, o en algunos casos indeseable. En el caso de ciertas operaciones petroquímicas, los procesos de emisión incluyen dióxido de carbono, dióxido de sulfuro, óxidos de nitrógeno, sulfuro de hidrogeno y componentes orgánicos volátiles.

Etano: Hidrocarburo gaseoso, más pesado que el metano, se licua por enfriamiento y constituye una importante materia prima para la industria petroquímica, para la obtención de combustible.

Etanol (C₂H₅OH): Alcohol etílico, alcohol incoloro, soluble en agua, usado como solvente o aditivo para combustibles.

Etileno (H₂C=CH₂): Eteno. Gas hidrocarburo inflamable, de la serie oleofinita (alqueno), derivado de ciertos procesos petroquímicos y usado principalmente como alimento primordial, para la producción de polímeros de polietileno y polivinilo.

Extracción por solventes: Separación de acuerdo al tipo de moléculas, por ejemplo la eliminación de compuestos aromáticos, aprovechando las

diferencias en el grado de *miscibilidad* con un tercer componente que puede ser anhídrido sulfuroso, líquido para obtener queroseno o para obtener aceites lubricantes.

Fondo de barril: Fracción de fondo, componentes más pesados del petróleo, aquellos que permanecen en el fondo luego de haber sido removidos los más livianos por destilación.

Fracción: Mezcla de hidrocarburos con punto de ebullición cercanos que se condensan juntos en la destilación fraccionada.

Fuel Oil: aceite residual derivado de la refinación del crudo y usado para calentamiento industrial y doméstico, especialmente en hornos.

Gas asociado / en solución: Gas natural que se produce con el petróleo; disuelto con el petróleo en el yacimiento.

Gas de Síntesis (Syngas): mezcla de monóxido de carbono e hidrogeno, usado como un alimento petroquímico para síntesis, y normalmente derivado de oxidación parcial, o reacción catalítica con vapor, o metano.

Gas licuado de petróleo (GLP): Gas envasado, conocido como gas de garrafa, básicamente propano y butano y otros productos livianos separados del petróleo crudo o del gas. Sustituto ideal del gas natural en zonas aún no atendidas por gasoductos.

Gas manufacturado: Gas combustible generado por reacciones químicas, por ejemplo del carbón, de la nafta, del coque u otros derivados del crudo.

Gas natural: Forma gaseosa del petróleo que ocurre bajo la tierra. Combustible, que contiene principalmente, metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos, más otros elementos no hidrocarburos como nitrógeno, anhídrido carbónico, ácido sulfhídrico. Gran proveedor de materia prima para la industria petroquímica y se produce conjuntamente o separado del petróleo.

Gas natural comprimido (GNC): Se trata de gas natural comprimido (en general sólo metano); se usa como combustible para vehículos con motores de combustión interna en reemplazo de la gasolina.

Gas natural licuado (GNL): Se trata de gas natural (metano) reducido (licuado) mediante la disminución de su temperatura a -160°C (proceso criogénico), lo que reduce su volumen en aproximadamente seiscientas veces, facilitando así su almacenamiento y transporte.

Gas Remoto (Stranded Gas): gas natural en campos lejanos de la infraestructura de producción y transporte de gas, por lo tanto su costosa comercialización a través de las opciones de monetización tradicional.

Gasificación del Carbón: proceso de calentamiento del carbón bajo elevada temperatura y presión, para producir gas.

Gasolina: Fracción líquida liviana de hidrocarburos, incolora, muy volátil, fácilmente inflamable.

Gas to Liquid (GTL): término petroquímico referente a un proceso tecnológico o planta, que conlleva la conversión de gas (usualmente Gas natural) en combustibles líquidos e hidrocarburos relacionados, tales como diesel, queroseno y nafta.

Hidrocarburo: Cada uno de los compuestos químicos resultantes de la combinación del carbono con el hidrógeno.

Hidrogenación: reacción química que involucra adición de hidrogeno, como gas, a una sustancia en presencia de un catalizador, tal como el níquel.

Hidroisomerización: proceso petroquímico para probar la calidad de componentes de cadena lineal con el uso de hidrogeno.

Hidrocraqueo (Hydrocracking): Método de ruptura (cracking), de los hidrocarburos, en presencia de hidrógeno como catalizador.

Intercambiador de calor (Heat Exchanger): aparato mecánico que transfiere energía de un fluido a otro, similar a como lo hace el radiador del carro.

Lecho Fluidizado (Fluidised Bed): reactor químico con un lecho fluidizado que hace posible, que el catalizador se mueva libremente con el alimento, durante una reacción química controlada, preferiblemente que permanezcan fijos en los tubos del reactor, como en el caso de catalizadores de lecho fijo. En estos reactores la eficiencia del catalizador es más alta, que en los de lecho fijo.

Lecho Fijo (Fixed Bed): lecho inmóvil usado para almacenar un catalizador en el interior de un reactor químico, sobre el cual el alimento reaccionará, para formar otros componentes químicos.

Lluvia Ácida: Forma de deposición seca o precipitación en la cual moléculas ácidas o partículas en la atmósfera, retornando a la vegetación siendo lavada por la lluvia, nieve u otra forma de precipitación. La acidez antinatural en

algunas partes de la atmósfera terrestre es causada por la acumulación de emisiones atmosféricas de óxidos de sulfuro y óxidos de nitrógeno, los cuales reaccionan con el agua para formar ácidos como el sulfúrico y el nítrico. La precipitación acida tiene un PH mucho menor que 5.0.

Lubricante: componente sólido, plástico o líquido (a menudo derivado del petróleo) colocado entre dos superficies corredizas para prevenir o reducir el impacto del desgaste mecánico, fricción, sobrecalentamiento o corrosión.

Metano (CH₄): Es el hidrocarburo saturado más simple y el principal componente del gas natural.

Metanol (Alcohol Metílico, CH₃OH): hidrocarburo líquido incoloro y tóxico, producido de varias fuentes, incluyendo la destilación destructiva de la madera, oxidación catalítica del metano y la síntesis de monóxido de carbono e hidrógeno en presencia de un catalizador. Es un importante químico intermedio y es usado como un solvente versátil.

Millón de pies cúbicos (MMPC): medida de volumen del gas natural, un millón de pies cúbicos.

Monóxido de Carbono (CO): gas venenoso usualmente producido por una combustión incompleta, que es generado en el proceso antes de la síntesis Fischer Tropsch, junto con hidrógeno, syngas, para la conversión en petroquímicos.

Nafta: término genérico para un alimento inflamable, destilado ligero o hidrocarburos, o una mezcla de hidrocarburos líquidos, usada para la producción de gas o petroquímicos. Los hidrocarburos en las naftas son

predominantemente alifáticos y usualmente forman el corte entre la gasolina y el queroseno.

Número o Índice de Cetano: también referido como índice de golpeteo, se refiere a los resultados de una prueba para medir el valor de ignición o detonación del combustible diesel.

Octanaje: Número de octano, indica la calidad antidetonante de las naftas. En la medida que el número crece indica una mejor cualidad antidetonante.

OPEP (OPEC - Organization of Petroleum Exporting Countries): Reúne parte de los principales países del mundo exportadores de petróleo con el objeto de regular su precio y controlar su producción y comercialización. Se fundó en 1960 en Bagdad, estuvo originariamente integrada por Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait; luego se incorporaron Argelia, Indonesia, Libia, Nigeria, Qatar y los Emiratos Árabes (UAE).

Óxidos de Nitrógeno (NO_x): consistentes principalmente de óxido nítrico, dióxido de nitrógeno y óxido nitroso, son producidos por procesos naturales (relampagueo, nitrificación bacteriana y descomposición) y por el quemado de combustibles fósiles. Como contaminantes atmosféricos contribuyen a la lluvia ácida; su control es alcanzado por cambios en el diseño de las calderas y quemadores, y por reducción catalítica del nitrógeno usando amoníaco como reductor.

Parafinas: nombre dado al conjunto de series de hidrocarburos saturados alifáticos de fórmula genérica C_nH_{2n+2} encontrados en el gas natural y en el petróleo. Los nombres de las parafinas finalizan con el sufijo -ano-, e incluyen metano, etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano y

octano. Los primeros cuatro miembros son gases, los otros miembros son líquidos y aquellos por encima del $C_{16}H_{34}$ son ceras sólidas.

Petroquímicos: Productos químicos derivados del petróleo, gas natural, carbón y sus productos intermedios tales como queroseno, etileno, propileno y metanol.

pH: Medida de la concentración del ión hidrógeno. Unidad de medida que da índices de acidez o alcalinidad de un fluido. Siendo $pH = 7$ neutro, valores menores indican acidez y mayor alcalinidad.

Poliducto: Se dice de una tubería o ducto que alternativa o simultáneamente se utiliza para el transporte de distintos productos líquidos, gaseosos o semigaseosos.

Polimerización: Reacción química en la que dos o más moléculas de la misma clase se ligan entre sí por sus extremos para formar otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y con diferentes propiedades físicas.

Planta Piloto: versión a pequeña escala de una planta de procesos químicos o petroquímicos, planeada hacia el futuro a escala comercial, para probar y demostrar procesos químicos usualmente desarrollados en un laboratorio.

Proceso Fischer – Tropsch: proceso químico iniciado en Alemania, por Franz Fischer y Hanz Tropsch en los años 20 y 30s y desarrollado por otros procesos científicos y tecnologías. El proceso conlleva la producción de syngas (una mezcla predeterminada de monóxido de carbono e Hidrogeno), usualmente producido a partir de carbón o gas natural. El syngas es reactado

bajo temperatura en presencia de un catalizador para producir diversos espectrum de hidrocarburos que son procesados en gasolinas, diesel y otros productos químicos.

Productos Blancos: productos refinados, de valor agregado, tales como la gasolina y el combustible de aviación, los cuales tienden a ser ligeros en color y masa.

Propano: Gas, uno de los componentes del gas natural.

Propileno ($\text{CH}_2=\text{CHCH}_3$): hidrocarburo oleofínico gaseoso e incoloro, obtenido del petróleo por craqueo de las parafinas, entre otros procesos petroquímicos, usado para producir químicos intermedios tales como acrilonitrilo y oxido de propileno.

Protocolo de Kyoto: protocolo firmado por varias naciones industrializadas en Kyoto; Japón, después del Marco de la Convención sobre Cambio Climático en 1992 (UNFCCC). Estas negociaciones fueron completadas en 1997, en las cuales las naciones industrializadas se comprometen, legalmente a reducir en emisiones de seis gases: dióxido de carbono, metano, óxidos de nitrógeno, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos sulfuro hexafluoridrico.

Punto de ebullición: Temperatura a la cual la presión de vapor de un líquido iguala la presión externa produciéndose la ebullición (generación de vapor).

Punto de rocío: Temperatura a la cual un vapor comienza a condensarse.

Queroseno (Kerosene): Producto resultante de la refinación del petróleo crudo, cuyo punto de ebullición se encuentra entre el de la nafta y el diesel.

Representó por mucho tiempo el principal destilado del crudo y se utilizó como combustible en lámparas para iluminación. Su empleo se extendió luego a estufas, cocinas, heladeras y en la actualidad el mayor consumo de sus variedades es como combustible para aviones con motor a reacción (*jet fuel*).

Reacción Exotérmica: reacción química o proceso que envuelve energía térmica o calor, o que libera calor a su alrededor.

Reactor: en términos petroquímicos, un recipiente cerrado tal como un tanque, columna, tubo o lecho fluidizado dentro del cual ocurre una predeterminada y controlada reacción química, como parte integral de un proceso de producción de un cierto producto o lista de productos.

Reducción Catalítica: reducción de un compuesto químico con la ayuda de un catalizador.

Refinación: proceso general de la conversión del petróleo, u otra corriente de combustible fósil, en un amplio rango de productos de valor agregado, tales como la gasolina, diesel, lubricantes y ceras.

Reformación (*Reforming*): Uso de calor y catalizadores para efectuar el reordenamiento de ciertas moléculas de hidrocarburos sin alterar su composición; conversión de gasolinas y naftas de bajo octanaje en productos más volátiles de mayor octanaje.

Regenerador: Reactor donde se regenera el catalizador.

Reservas: Consisten en el volumen estimado de petróleo crudo, gas natural, gases líquidos naturales, y otras sustancias asociadas que se consideren

comercialmente recuperables de acumulaciones conocidas conforme a información previa, bajo condiciones económicas existentes, prácticas operativas establecidas, y bajo leyes y regulaciones en vigencia en ese momento. La información necesaria para la determinación estimada de dichas reservas se obtiene de interpretaciones geológicas y/o datos de ingeniería disponibles al momento de dicha estimación.

RON (Research Octane Number): numero de octanaje (basado en el uso del iso-octano para aplicaciones de prueba) referente a las propiedades de antigolpeteo de un combustible en un motor de ignición a chispa.

Saturado: pertinente a un componente orgánico que no tiene ninguna valencia libre. Las sustancias son enlazadas por enlaces simples. Átomos distintos a hidrógeno o sus equivalentes pueden ser adicionados a estos componentes (opuesto: insaturado, pueden sufrir reacciones de sustitución, pero no reacciones de adición).

Saudi or Arab Light Crude Oil (Crudo de Arabia Saudita): Durante la década del 70 el precio de este crudo de 33 °API sirvió como valor referente en las transacciones de crudo del Medio Oriente y del mundo. Hoy, si bien continúa siendo el valor referente para la OPEP, perdió su liderazgo como referente frente al Dubai (Fateh).

Scrubber: unidad de procesamiento petroquímico o dispositivo en una planta de proceso para remover impurezas de una corriente de gas por lavado con un líquido, usualmente un solvente, a través de un proceso de absorción. Son usados para remover sulfuros u óxidos de sulfuro desde un conducto de gases.

Selectividad: flexibilidad inherente o adaptabilidad de un proceso petroquímico para variar el tipo de productos que produce, o las relaciones de estos productos en relación uno al otro, por alteración de parámetros claves en el proceso, tales como presión, calor o selección del catalizador.

Síntesis: formación de componentes químicos más complejos o moléculas a partir de componentes o moléculas más simples en el proceso Fischer Tropsch.

Slurry: líquido que contiene una apreciable cantidad de sólidos suspendidos.

Solvente: líquido que disuelve a otra sustancia o sustancias para formar una solución. Solventes típicos derivados de procesos petroquímicos incluyen: acetona y metil iso-butil cetona, además de alcoholes como el etanol y el butanol.

Sulfuro: elemento inorgánico, amarillo y no metálico que se presenta en sus principales formas alotrópicas. El elemento se presenta principalmente en minerales de sulfuro y sulfatos, también en pozos de hidrocarburos o combustibles fósiles (carbón y petróleo).

Syncrude: abreviación para el crudo sintético.

Upstream: Expresión que abarca el segmento de la industria que se ocupa de la extracción del producto y hasta su llegada a proceso industrial. Para el caso del petróleo/gas, la definición cubre los trabajos de exploración, perforación, explotación y hasta su entrega en refinería, plantas de proceso o fraccionamiento.

Urea: Es por definición un compuesto orgánico, producto del metabolismo de las proteínas en el hombre y en los mamíferos. Desde 1828 (F.Wöhler) se le obtiene a partir de compuestos típicamente inorgánicos transformando el cianato amónico (NH_4CON) en urea. Para la fabricación técnica de la urea se hacen reaccionar amoníaco y anhídrido carbónico líquidos a unos 150°C y a 100-200 atm de presión, productos cuya materia prima fundamental consiste en gas natural. La urea se emplea como fertilizante, suplemento alimenticio para rumiantes, y en la industria de las resinas artificiales, de los barnices y de las colas y adhesivos.

Viscosidad: Medida de la resistencia de un fluido a fluir o escurrir.

W.T.I. (West Texas Intermediate Crude Oil): crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en los Estados Unidos de América y países del cono sur como Argentina y Colombia.

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES	3
1.1 MERCADO DEL GAS NATURAL	3
1.1.1 Reservas Convencionales de gas natural.....	5
1.1.2 Oferta y demanda de gas natural.....	6
1.1.3 Reservas no convencionales de gas natural.....	8
1.2 PROBLEMÁTICA DE LA REFINACIÓN CONVENCIONAL	10
1.2.1 Ámbito Internacional.	10
1.2.2 Ámbito Nacional.....	12
1.3 TECNOLOGIA GAS-TO-LIQUIDS (GTL).....	12
1.3.1 Metanol.	14
1.3.2 Dimetileter (DME)	15
1.3.3 Hidrocarburos Líquidos.....	16
1.4 GENERALIDADES DEL PROCESO FISCHER-TROPSCH	16
1.4.1 Evolución histórica del proceso Fischer Tropsch.....	16
1.4.2 Economía del proceso Fischer Tropsch.....	18
1.4.3 Productos Obtenidos.	19
1.4.4 Ventajas del proceso Fischer Tropsch.....	20
1.5 REGULACION AMBIENTAL	22
2. ETAPAS DEL PROCESO FISCHER-TROPSCH	24
2.1 GENERACIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS – SYNGAS	25
2.2 SÍNTESIS DE FISCHER-TROPSCH (FT).....	28
2.2.1 Catalizadores en la síntesis de FT	29
2.2.2 Química de la síntesis de FT	34
2.3 MEJORAMIENTO DEL PRODUCTO.....	40

2.4 SISTEMAS ADICIONALES.....	41
3. ESTUDIO DE MERCADO DE LOS PRODUCTOS GTL	44
3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PRODUCTOS GTL	44
3.1.1 Diesel.....	46
3.1.2 Nafta.	50
3.1.3 Productos Especializados.....	51
3.1.4 GLP.....	52
3.1.5 Queroseno	53
3.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA.....	53
3.2.1 Demanda Mundial.....	54
3.3 ANÁLISIS DE LA OFERTA.....	61
3.3.1 Plantas Existentes.	61
3.3.2 Plantas Proyectadas	63
3.4 BALANCE OFERTA DEMANDA.....	65
3.5 CANALES DE DISTRIBUCIÓN.....	65
3.6 ANÁLISIS DE PRECIOS.....	66
3.6.1 Precios de la Materia Prima.....	66
3.6.2 Precios de los Productos FT.....	68
3.7 DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA	70
3.7.1 Reservas Probadas de Gas natural en Colombia	70
3.7.2 Reservas Probables y Posibles de Gas natural en Colombia.....	71
3.7.3 Demanda de Gas natural.....	72
4. ESTUDIO TÉCNICO	74
4.1 TAMAÑO DE LA PLANTA GTL	74
4.1.1 Factores de Selección.	74
4.1.2 Conclusión del tamaño de la planta.....	80
4.2 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA GTL	80
4.2.1 Análisis General.....	80
4.2.2 Metodología de Selección.....	81
4.2.3 Estudio de los Factores.....	82

4.2.4 Conclusión sobre la localización de la planta.....	86
4.3 ANALISIS DE ALTERNATIVAS	86
4.3.1 Tecnología para la obtención del syngas.....	88
4.3.2. Tecnologías para la síntesis de Fischer-Tropsch.....	90
4.3.3 Tecnología GTL por empresa.. ..	91
4.4 INGENIERÍA CONCEPTUAL DEL PROYECTO.....	94
4.4.1 Descripción general del proceso.....	94
4.4.2 Obras Civiles.....	95
4.4.3 Determinación de equipos en el proceso.....	96
5. ESTUDIO ECONÓMICO.....	99
5.1 ESTRUCTURA DEL PROYECTO	99
5.1.1 Generalidades.....	99
5.1.2 Estructura del modelo comercial.....	105
5.1.3 Cronograma propuesto para el proyecto GTL.....	107
5.2 DESCRIPCION DE COSTOS	109
5.2.1 Costos de inversión de la planta de GTL.. ..	109
5.2.2 Flujo de Caja del Proyecto GTL Colombia.....	110
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	112
5.3.1 Valor Presente Neto (VPN).	112
5.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).	112
5.3.3 Tiempo de pago de la inversión (pay back).. ..	112
5.3.4 Resumen de indicadores de evaluación	112
5.3 SENSIBILIDAD DE LOS PARAMETROS ECONOMICOS	113
5.3.1 VPN	113
5.3.2 TIR.....	114
5.3.3 Tiempo de Pago (Pay back).....	116
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	118
BIBLIOGRAFIA	121
ANEXOS.....	126

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Consumo esperado de petróleo y gas natural	4
Figura 2. Reservas Probadas de gas natural por regiones al 2004	5
Figura 3. Reservas Probadas de gas natural por país al 2004	6
Figura 4. Porcentaje de consumo y producción de GN por regiones en el 2004	7
Figura 5. Principales países productores y consumidores de Gas Natural.....	8
Figura 6. Proceso para obtener Combustibles Líquidos a partir de gas Natural	13
Figura 7. Productos obtenidos a partir del gas de síntesis	14
Figura 8. Principales productos obtenidos por medio del proceso FT	19
Figura 9. Principales especificaciones del diesel en el mundo	23
Figura 10. Principales Etapas del Proceso Fischer-Tropsch	24
Figura 11. Representación esquemática de la generación del gas de síntesis.....	28
Figura 12. Representación esquemática de la síntesis de Fischer-Tropsch .	29
Figura 13. Rango de activación de los catalizadores de Hierro y cobalto	32
Figura 14. Probabilidad de distribución de productos por catalizador.....	36
Figura 15. Reactores Fischer-Tropsch.....	39
Figura 16. Productos de una refinería vs una planta de GTL-FT	41
Figura 17. Diesel Sintético Vs. Diesel Convencional	46
Figura 18. Propiedades del Diesel GTL vs el Diesel Convencional	48
Figura 19. Esquema del aumento de la calidad del diesel.....	49
Figura 20. Emisiones del Diesel FT relativo a un Diesel Convencional	50
Figura 21. Demanda Mundial de los productos convencionales	54
Figura 22. Mercado Global de las Ceras	57

Figura 23. Flujo de Abastecimiento de Combustibles	58
Figura 24. Panorama de desabastecimiento de crudo en Colombia.....	59
Figura 25. Proyecciones de Consumo de diesel por sector en Colombia.....	60
Figura 26. Plantas GTL Existentes en el Mundo.....	63
Figura 27. Principales Plantas de GTL Proyectadas en el Mundo	64
Figura 28. Mercados Potenciales de los productos FT	66
Figura 29. Proyecciones de precios del en boca de pozo en Colombia.....	68
Figura 30. Proyecciones de precios en refinería de diesel y gasolina.	70
Figura 31. Zona exploratoria de la Costa Atlántica	72
Figura 32. Proyecciones de Consumo de Gas Natural por Sectores.....	73
Figura 33. Capacidad de Plantas GTL Vs. Costos de Inversión	76
Figura 34. Evolución de los costos de inversión en plantas GTL.....	77
Figura 35. Distribución de los costos totales de producción	79
Figura 36. Perspectiva Exploratoria de la Costa Atlántica	82
Figura 37. Red Nacional de Poliductos.....	83
Figura 38. Relación H ₂ /CO producida por tecnología.....	88
Figura 39. Posición en cuanto a desarrollo tecnológico de cada empresa ...	91
Figura 40. Esquema del proceso AGC-21	95
Figura 41. Estructura de los proyectos de GTL.....	100
Figura 42. Tendencias en los costos de inversión en plantas de GTL.....	101
Figura 43. Distribución de los costos de producción.....	102
Figura 44. Capital de Inversión por Etapas.....	103
Figura 45. Flujo de Caja del Proyecto.....	111
Figura 46. VPN para diferentes escenarios	114
Figura 47. TIR para diferentes escenarios	116
Figura 48. Tiempo de pago de la inversión a diferentes escenarios	117

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Reservas Totales de Gas natural.....	10
Tabla 2. Alternativas de monetización del Gas Natural	21
Tabla 3. Nivel máximo de tolerancia en la generación del syngas.....	26
Tabla 4. Principales procesos para la obtención del gas de síntesis	27
Tabla 5. Principales catalizadores utilizados en la reacción Fischer Tropsch.....	31
Tabla 6. Nivel máximo de tolerancia a las impurezas en catalizadores FT...	34
Tabla 7. Distribución de productos dependiendo de las condiciones (por cada 100 átomos de carbón)	38
Tabla 8. Productos Fischer Tropsch y su Mercado.....	45
Tabla 9. Comparación de las Propiedades del Diesel GTL y el Convencional	47
Tabla 10. Características de la Nafta GTL.....	51
Tabla 11. Localizaciones y capacidades de las plantas GTL existentes.....	62
Tabla 12. Localizaciones y capacidades de las plantas Piloto de GTL.....	62
Tabla 13. Impacto del Precio del Gas Natural sobre Proyectos GTL.....	67
Tabla 14. Precios Internacionales del Crudo (US\$/b) 1997 - 2004	68
Tabla 15. Valor mínimo del barril de crudo para diferentes CAPEX	78
Tabla 16. Habitantes Desempleados por ciudad	85
Tabla 17. Análisis de Factores de Peso para la ubicación de la planta de GTL.....	87
Tabla 18. Principales Tecnologías para la obtención del Syngas	89
Tabla 19. Diferencias de los reactores a baja temperatura.....	90
Tabla 20. Tecnología GTL por empresa	92
Tabla 21. Requerimientos Civiles para la construcción de la Planta.....	96

Tabla 22. Equipos requeridos	97
Tabla 23. Conograma de Actividades del Proyecto GTL Colombia	108
Tabla 24. Costos de Inversión totales.....	110
Tabla 25. Resultados Generales.....	113
Tabla 26. Sensibilidad del VPN.....	113
Tabla 27. Sensibilidad del TIR	115
Tabla 28. Sensibilidad del tiempo de pago de la inversión	117

LISTA DE ANEXOS

	Página
Anexo A. Alternativas de Utilización del Gas Natural.....	126
Anexo B. Principales usos del gas de síntesis.....	138
Anexo C. Evolución Histórica del Proceso Fischer Tropsch	141
Anexo D. Procesos para la Generación del Syngas	148
Anexo E. Reactores Fischer Tropsch	152
Anexo F. Tecnología GTL por empresa.....	158
Anexo G. Descripción del proceso AGC-21.....	194
Anexo H. Flujo caja para el caso base.....	200

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE GTL EN COLOMBIA*

AUTORES**

JESÚS ALBERTO ARCHILA CASTRO.
YAMIL JOSE YUBRAN TOBIAS.

PALABRAS CLAVES

Prefactibilidad, “Gas to Liquids”, GTL, gas natural, Fischer-Tropsch, gas de síntesis, refinación, reservas de gas, mercado, planta, conversión, combustibles sintéticos.

DESCRIPCIÓN

El objetivo principal de este estudio es analizar la viabilidad de construir un planta de conversión de gas natural a combustibles sintéticos ultra-limpios, “Gas to liquid” (GTL), por medio del proceso Fischer-Tropsch en Colombia, con el gran potencial de reservas de gas natural proyectadas en la Costa Atlántica. La estructura del proyecto esta basada en la filosofía de un estudio de prefactibilidad, con cuatro ejes temáticos fundamentales; descripción de las etapas de proceso, estudio de mercado, estudio técnico, y estudio económico. El proyecto presenta en el Capítulo 1 generalidades del gas natural y de la tecnología GTL. En el Capítulo 2 una descripción de las etapas del proceso Fischer-Tropsch. En el Capítulo 3 un estudio de mercado donde se identifican los canales de comercialización de los productos como, diesel, nafta, y ceras. En el Capitulo 4 un estudio técnico donde se analizan el tamaño, localización y tecnología a utilizar en la planta de GTL. En el Capitulo 5 un estudio económico donde se da un concepto de viabilidad con base en parámetros económicos como el TIR y VPN. Como conclusiones se destacan: La tecnología GTL se ha probado exitosamente por grandes multinacionales a nivel mundial; Los productos obtenidos son de alta calidad y tienen un amplio mercado; Debido a los altos costos de inversión es necesario construir una planta a gran escala, y por la misma empresa que desarrolle la reservas de gas, para disminuir costos de producción; Un precio del crudo por barril por encima de 30 dólares potencializa la factibilidad de este tipo de proyectos.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Julio César Pérez Angulo. Codirector: Ing. Manuel Carbarcas

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL PREFEASIBILITY ESTUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF A GTL PROJECT IN COLOMBIA*

AUTHORS**

JESÚS ALBERTO ARCHILA CASTRO.
YAMIL JOSE YUBRAN TOBIAS.

KEY WORDS

Prefeasibility, Gas to Liquids, natural gas, Fischer-Tropsch, syngas, upgrading, gas reserves, market, plant, conversion, synthetic fuels.

DESCRIPTION

The main objective of this study is to analyze the viability of building a plant of natural gas conversion to ultra-clean synthetic fuels, "Gas to liquid" (GTL), by means of the process Fischer-Tropsch in Colombia, with the great potential of natural gas reserves projected in the Atlantic Coast. The structure of the project is based on the philosophy of a prefesibility study, with four fundamental thematic axes; description of the process steps, market study, technical study, and economic study. The project presents in the Chapter 1 generalities of the natural gas and GTL technology. In the Chapter 2 a description of the process Fischer-Tropsch steps. In the Chapter 3 a market study where the channels of commercialization of the products are identified like, diesel, naphtha, and waxes. In the Chapter 4 a technical study where the size, localization and technology are analyzed to use in the GTL plant. In the Chapter 5 an economic study where a concept of viability is given with base in economic parameters as the TIR and VPN. As conclusions stand out: The GTL technology has been proven successfully by big multinationals worldwide; The obtained products are of high quality and have a wide market; Due to the high investment costs is necessary to build a plant to great scale, and for the same company that develops the gas reserves, to diminish production costs; A price of the crude for barrel above 30 dollars potentiate the feasibility of this kind of projects.

* Degree Project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Julio César Pérez Angulo. Codirector: Eng. Manuel Cabarcas.

INTRODUCCION

Los combustibles fósiles a nivel mundial seguirán siendo por mucho tiempo la principal fuente de energía del planeta; por un lado las proyecciones del petróleo no son muy optimistas, debido a la disminución de las reservas y a la necesidad de fuentes de energías mas limpias. Por su parte el gas natural posee un gran potencial de reservas a nivel mundial, y produce un menor impacto al medio ambiente, pero presentando la desventaja que las grandes reservas, se encuentran localizadas en lugares lejanos a los mercados de comercialización, que hacen inviable la construcción de gasoductos, por lo cual se deben buscar alternativas para desarrollarlas, entre las que se encuentra la conversión de gas natural a combustibles líquidos – GTL, denominado de esta manera por sus siglas en ingles “Gas to Liquid”.

La situación actual de Colombia en materia de autoabastecimiento de combustibles, no es otra que la importación de los mismos; en cuanto al gas natural, las proyecciones son optimistas y se estima que el país tendrá suficiencia hasta el año 2028, además de esto existen grandes prospectos de reservas en la Costa Atlántica, que demandan un esquema de desarrollo.

Fue por estas razones que se decidió realizar este estudio, que permitirá evaluar la viabilidad de un proyecto GTL, para el desarrollo de las reservas potenciales, a la vez que su implementación brindara al país entrar en la era de combustibles ultra limpios y suplir en parte la demanda interna de combustibles. Otro aspecto importante del proyecto es que permitirá a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, de la Universidad Industrial de Santander crear una nueva línea de investigación para el desarrollo de este tema.

La estructura de este proyecto esta basado principalmente en cuatro etapas: descripción de la tecnología GTL, estudio de mercado, estudio técnico y estudio económico. Este estudio presenta en el Capitulo 1 las generalidades del gas natural y de la tecnología GTL. En el Capitulo 2 una descripción de las etapas del proceso Fischer Tropsch, el cual es la principal tecnología GTL para la obtención de combustibles, en su mayoría diesel. En el Capitulo 3 un análisis del mercado de los productos obtenidos de una planta de este tipo, para definir la ventana de oportunidad para Colombia. En el Capitulo 4 un estudio técnico, donde se muestran parámetros de gran importancia como localización, capacidad y tecnología a utilizar en el proyecto planteado; finalmente en el Capitulo 5 un estudio económico que concluye la viabilidad económica del proyecto, mediante parámetros como la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN).

Además de los capítulos anteriores, se presenta información en forma de anexos, con el fin de profundizar sobre algunos temas de importancia para el proyecto, como son el análisis de la tecnología GTL por empresas.

1. GENERALIDADES

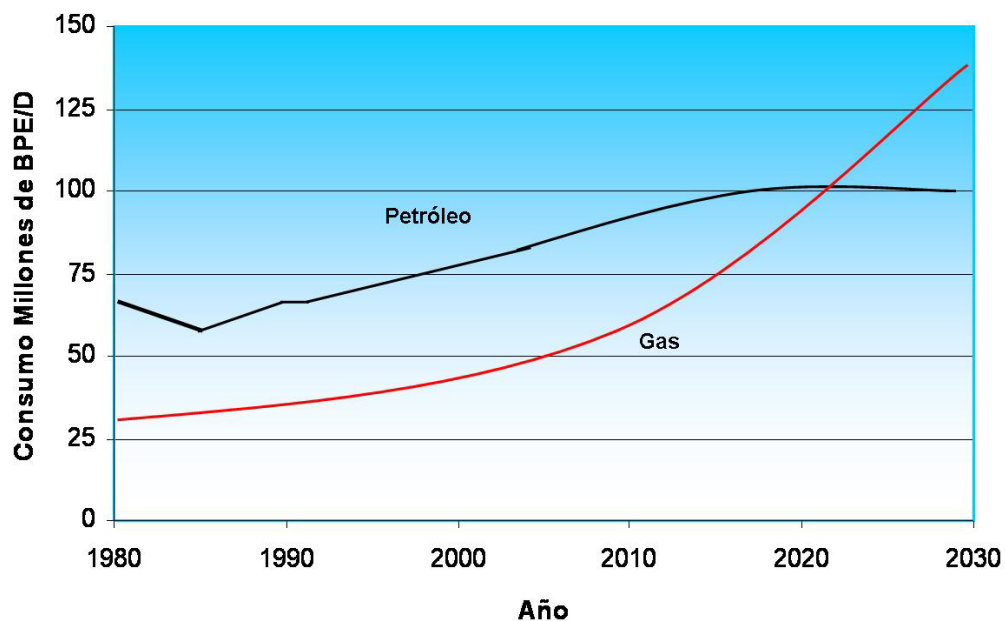
Es preciso iniciar nuestro estudio, con una revisión general del mercado del gas natural a nivel mundial, ya que este corresponde a la materia prima para la generación de combustibles líquidos ultra – limpios, denominada tecnología GTL. También se tocará la problemática de refinación convencional de crudo, para luego entrar a discutir las generalidades del GTL, haciendo énfasis en la tecnología Fischer-Tropsch debido a que es el tema principal de este proyecto.

1.1 MERCADO DEL GAS NATURAL

En la actualidad el mercado petrolífero esta sufriendo fuertes transformaciones, en primer lugar, la concientización ecológica de los países desarrollados se ha canalizado en la exigencia de combustibles con especificaciones mas rígidas desde el punto de vista medioambiental, en segundo lugar, los precios han alcanzado valores muy elevados, que amenazan el crecimiento económico y plantean la búsqueda de nuevas formas de energía que sean rentables a estos niveles; finalmente, las continuas crisis políticas de los principales países productores de petróleo han aumentado la preocupación de los países consumidores sobre la dependencia que tienen, sobre los que poseen las fuentes de energía. Sumado a esto, el continuo decrecimiento de las reservas convencionales de crudo a nivel mundial, las altas demandas de consumo, y la disminución en el descubrimiento de nuevas reservas.

Por su parte el gas natural ha recorrido un largo camino desde la época en que sólo era un subproducto de la explotación petrolera, una molestia que se eliminaba quemándolo. Ahora, dentro del panorama mundial, se proyecta que el gas natural será el combustible más importante del mundo debido a su abundancia, limpieza y diversidad de aplicaciones. Se espera que en los próximos años, la demanda general de energía proveniente del petróleo, el gas y otras fuentes llegue a ser más del doble que la actual. La composición de la oferta de energía está cambiando y los observadores esperan que el mundo consuma más gas que petróleo para el año 2025¹, lo que se ilustra claramente en la figura 1.

Figura 1. Consumo esperado de petróleo y gas natural

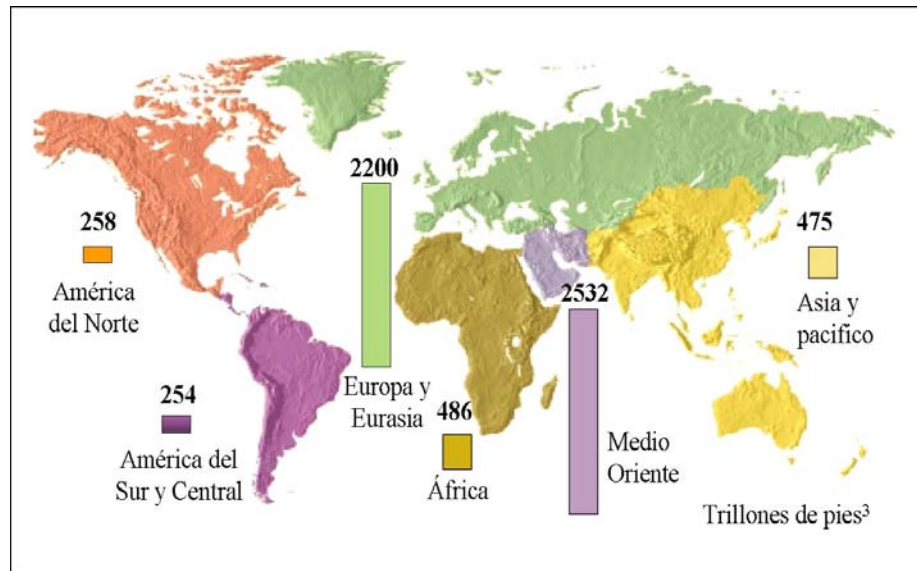


Fuente: Watts, P. *Building Bridges—Fulfilling the Potential for Gas in the 21st Century*

¹ WATTAS, P. *Building Bridges—Fulfilling the Potential for Gas in the 21st Century*. Ponencia presentada en el Congreso Mundial del Gas. Tokio, Japón. 3 de junio de 2003

1.1.1 Reservas Convencionales de gas natural. Según el estudio más reciente realizado por BP², el mundo cuenta con 6,337.4 trillones de pies cúbicos (Tpc) de reservas probadas de gas natural. De estas, aproximadamente un 40.6% se encuentran en el Medio Oriente, 35.7% en Europa y Eurasia, 7.8% en África, 7.9% en la región del Pacífico Asiático, 4.1% en América del Norte y 4.0% en América del Sur y Central. En la figura 2, se puede apreciar las reservas mundiales en trillones de pies cúbicos, para cada región del mundo.

Figura 2. Reservas Probadas de gas natural por regiones al 2004



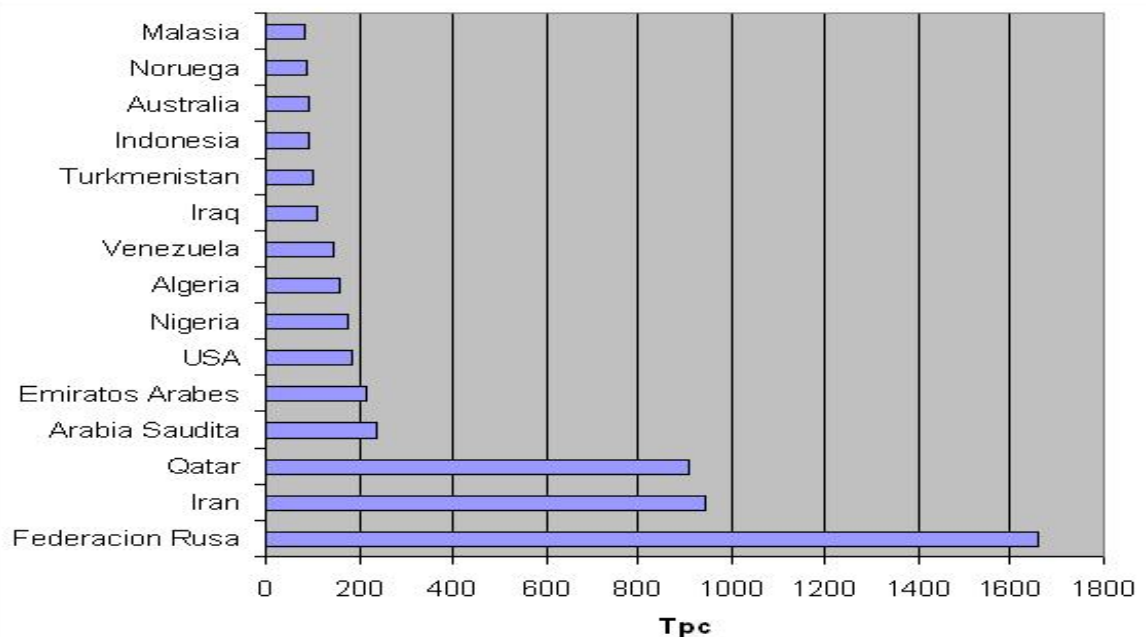
Fuente: BP Statistical Review of World Energy

En la figura 3, se muestra que en la actualidad solo 3 países: Rusia, Irán y Qatar, poseen en conjunto más de la mitad de las reservas de gas natural del mundo, y su común y principal problema, es que estas bastas reservas se encuentran distantes de los mercados de comercialización, lo que en muchos

² BP Statistical Review of World Energy. Londres, Inglaterra. Junio, 2005

casos imposibilitan su explotación. Es de destacar a Rusia que posee más de 1,600 Tpc de reservas de gas natural que con las tasas actuales de consumo pueden durar solo cerca de 90 años, debido a que estas se exportan, principalmente a la industrializada Europa; por otro lado el medio oriente posee reservas para más de 300 años.

Figura 3. Reservas Probadas de gas natural por país al 2004

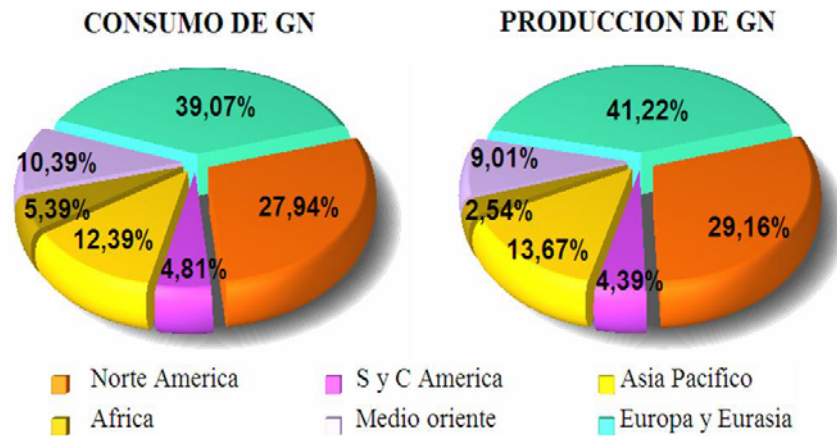


Fuente: BP Statistical Review of World Energy

1.1.2 Oferta y demanda de Gas natural. El consumo mundial actual de gas natural (GN) es de unos 259,500 millones de pies cúbicos por día [93 Tpc/año], y crece rápidamente, sobre todo en la región del Pacífico Asiático y Latinoamérica donde muchos países continúan arremetiendo con programas de industrialización que implican un uso intensivo de energía. En la figura 4, se puede apreciar que las regiones con mayor producción de gas natural son Norte América, Europa, Eurasia, y Asia pacifico; pero a su vez son las regiones con mayor porcentaje de consumo de este recurso energético,

llegando a casos en los cuales su producción, no es suficiente para abastecer sus necesidades.

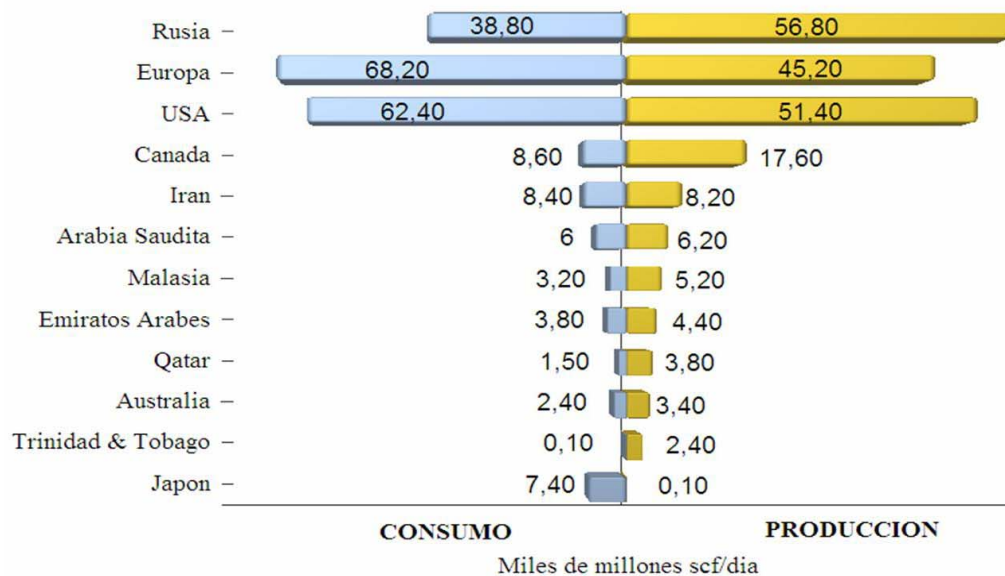
Figura 4. Porcentaje de consumo y producción de GN por regiones en el 2004



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

En la figura 5, se observan los principales países productores y consumidores de Gas natural en el mundo, evidenciándose que regiones como Europa y Estados Unidos, consumen mucho más de lo que producen, por lo cual necesitan el abastecimiento de otros países; en el caso de Europa, este recibe parte sustancial de la producción de Rusia, y en el caso Norteamericano producción proveniente de Canadá y exportaciones de GNL de otros países. Otro caso bastante importante es el de Japón, el cual no produce ni siquiera el 2% de lo que consume, para lo cual requiere el transporte de gas natural en forma de GNL, desde el Medio Oriente y países vecinos.

Figura 5. Principales países productores y consumidores de Gas Natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Toda esta creciente demanda de Gas Natural se debe principalmente a que este se quema en forma más limpia que otros combustibles fósiles, por ejemplo, una central térmica de gas suele emitir mucho menos dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno que las alimentadas a carbón o petróleo.

El gas natural es abundante, pero gran parte de las reservas globales se clasifican como no desarrolladas, aproximadamente el 70%, es decir, reservas que han sido descubiertas, pero que se encuentran ubicadas en lugares remotos o que son demasiado pequeñas para justificar su explotación. En el futuro, las nuevas tecnologías pueden ayudar a transformar el gas no desarrollado para que deje de ser un gas pasivo que tendría que ser quemado o reinyectado y pase a ser un activo vendible.

1.1.3 Reservas no convencionales de gas natural. Los yacimientos no convencionales son los que no pueden ser producidos a caudales

económicos sin la ayuda de grandes tratamientos de estimulación o procesos especiales de recobro. En Estados Unidos por ejemplo, el 22% del mercado de gas es abastecido por gas en litologías estrechas (“Tight Gas”) y metano asociado a mantos de carbón. El “Tight gas” contabiliza el 18 % de la producción de gas seco en este país, principalmente en areniscas de baja permeabilidad y en shales; en el mundo se estima que existen cerca de 4,000 Tpc de este tipo de recurso.

El gas presente en el carbón se extrae de vetas o minas, principalmente en Rusia, China, Estados Unidos, Canadá, Australia, Alemania, Inglaterra, India, Polonia, Kazajistán, Ucrania y Sudáfrica. Estados Unidos estima que técnicamente existen reservas de metano en mantos de carbón de aproximadamente 50-60 Tpc, de las cuales 17.5 Tpc están incluidas en las reservas convencionales probadas. De este tipo de recurso se estima que pueden ser recuperables a nivel mundial de 3,000 a 9,250 Tpc.

Además de esto se ha comprobado la existencia de grandes reservas de gas en hidratos³, estos son cristales de moléculas de agua que encierran una molécula de metano sin enlace químico. Si estos pudiesen desarrollarse desde el punto de vista económico, el mundo contaría con una enorme fuente de energía. Se estima que In-situ solo en Estados Unidos hay 200,000 Tpc, mientras que en el mundo este valor es muy alto, se habla de 4,900,000 Tpc, pero con una aceptación estimada de alrededor de 700,000 Tpc. Muchas de éstas reservas no son recuperables hasta el momento, pero se está intentando encontrar un camino para extraerlas.

En tabla 1, se presenta un resumen de las reservas convencionales y no convencionales de gas natural a nivel mundial.

³ COLLETT, T.; LEWIS, R.; UCHIDA, T. *El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review. 2003*

Tabla 1. Reservas Totales de Gas natural

Depósitos Convencionales			Depósitos No Convencionales		
Probadas	Potenciales	Sin compromiso	710,000 Tpc		
6,338 Tpc	13,000 Tpc	3,000 Tpc	Hidratos	Gas asociado al Carbón	Litologías Estrechas
(176 Tm ³)	(368 Tm ³)	(56 Tm ³)	700,000 Tpc	3,000–9,250 Tpc	4,000 Tpc

Fuente: CHEW, Ken. *The World's Gas resources*

1.2 PROBLEMÁTICA DE LA REFINACIÓN CONVENCIONAL

1.2.1 Ámbito Internacional. Las estrictas regulaciones de calidad de los productos utilizados como combustibles impuestas por las organizaciones internacionales sobre protección del medioambiente y control de la capa de ozono (Como los protocolos de Kyoto y Montreal), y que ya están siendo implementadas en las principales ciudades industrializadas del mundo, han puesto a los empresarios de la refinación de crudo, en la encrucijada del cumplimiento de esas especificaciones debido al alto costo que éstas representan, a la estigmatización de la comunidad internacional o a los efectos negativos de la comercialización de sus productos. Las especificaciones son tales, que las tecnologías de refinación convencional de crudo se han convertido en obsoletas y las refinerías son forzadas a tratar con moléculas en lugar de rangos de ebullición.

La mejor ingeniería utilizada en las instalaciones existentes les ha permitido, a algunas empresas de refinación, cumplir con las especificaciones para el año 2000 y las que vendrán para los próximos años, sin una gran inversión. Esto se ha logrado, en la mayoría de las veces, solo con la selección de los

crudos, manejo del hidrogeno, y mezclas inteligentes⁴. Pero no en todas las refinerías es posible utilizar un petróleo de alta calidad debido a su escasez y a que cada vez se fomenta más la explotación de yacimientos con crudos pesados, por lo cual se deben realizar grandes inversiones para eliminar al máximo el azufre y los aromáticos de los combustibles.

Para el caso de los Estados Unidos, donde no se ha construido una refinería hace 20 años, se requiere una inversión considerable en la mayoría de las existentes, ya que el 58% de ellas producen combustibles con contenidos de azufre por encima de las 500 ppm, el 22% se encuentran entre el 300-500 ppm y solo el 8% con niveles menores a 100 ppm⁵.

Por su parte, la industria de refinación Europea esta pasando por un proceso de reestructuración, con fusiones de empresas y la desaparición de las menos eficientes. La necesidad de aprovechar las ventajas fiscales ofrecidas por la producción de combustibles (diesel y gasolina) de contenido de azufre inferior a 50 ppm ha llevado a esas industrias a una optimización de sus procesos.

En los próximos años no solo se requerirá de una alta inversión en la refinación mundial, sino también en la expansión de la capacidad de esta, especialmente en países de la OPEP (donde no se ha realizado una inversión apreciable desde 1998)⁶. Además, los yacimientos “fáciles” ya han sido descubiertos, por lo cual los costos de producción se han elevado notoriamente. La necesidad de mayor producción de crudo y más capacidad de refinación, mantendrán el alto precio del petróleo y un elevado margen de refinación en los próximos años, lo cual incentivará la inversión.

⁴ RUIZ, Jairo Palacio; ALGORTA, Santiago. *Medio ambiente presiona inversión en refinerías. Petróleo internacional. Octubre/Noviembre de 2004*

⁵ SCHULT, Chistopher; LESEMANN, Markus. *Polution solutions. Hydrocarbon Enginerring. Mayo de 2004*

1.2.2 Ámbito Nacional. Esta problemática es mucho más evidente en países tercermundistas donde las especificaciones de los combustibles son menos estrictas comparadas con las de los países industrializados.

Para el caso de Colombia, la refinería de Barrancabermeja, que opera desde 1922, actualmente se encuentra en su mayoría obsoleta, aunque logra cumplir difícilmente con las condiciones de la demanda de derivados del crudo, no ofrece garantías frente a nuevos retos ambientales, no solo nacionales sino internacionales. Por el contrario, la refinería de Cartagena con su Plan Maestro de Desarrollo (PMD) presenta buenos prospectos ya que los compromisos ambientales hacen parte de sus principales objetivos⁶.

Los estudios realizados manifiestan que la gasolina producida en Colombia contiene 1,000 ppm de azufre, el ACPM para motores diesel contiene 4,500 ppm, mientras que el mal denominado “ACPM ecológico” solo contiene 1,500 ppm.

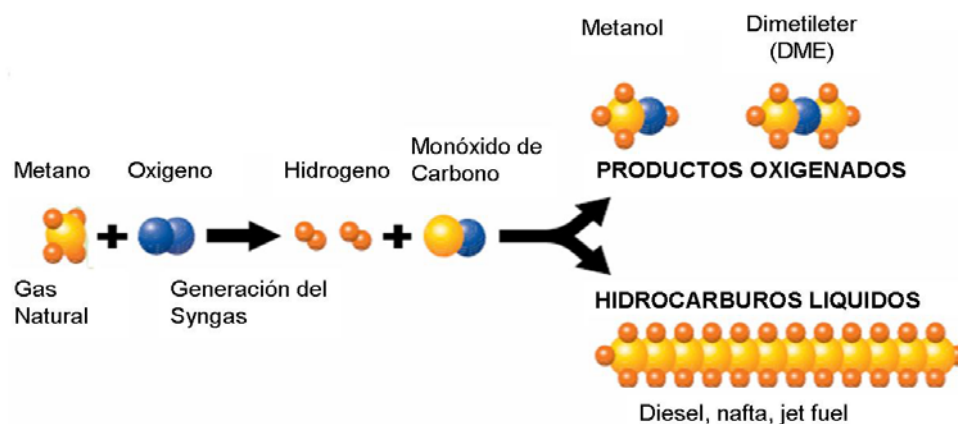
1.3 TECNOLOGIA GAS-TO-LIQUIDS (GTL)

Por todos los aspectos considerados en las secciones anteriores, es importante definir las diversas alternativas de monetización del gas natural que permitan el desarrollo de las reservas. Entre las alternativas mas importantes se encuentran: Exportación mediante la construcción de Gasoductos, Gas Natural Comprimido (GNC), Gas Natural Licuado (GNL) y Gas to Liquid (GTL). Esta última es el objetivo central del presente proyecto, para una mayor información de las demás alternativas, ir al Anexo A.

⁶ Pagina de Internet de ECOPETROL. ¿Que es el plan maestro de desarrollo?. Resumen ejecutivo, www.ecopetrol.com.co. 2004

La transformación de gas natural a combustibles líquidos ultra limpios – GTL, como se muestra en la figura 6, es un proceso de pasos múltiples, que involucra procesos catalíticos, en algunos casos con una gran liberación de energía, que separa las moléculas de gas natural (predominantemente metano) para formar una mezcla gaseosa de hidrogeno y monóxido de carbono la cual es denominada gas de síntesis (syngas), y las vuelve a unir para dar lugar a moléculas mas largas, debido al reacomodo de las moléculas de hidrógeno y carbono.

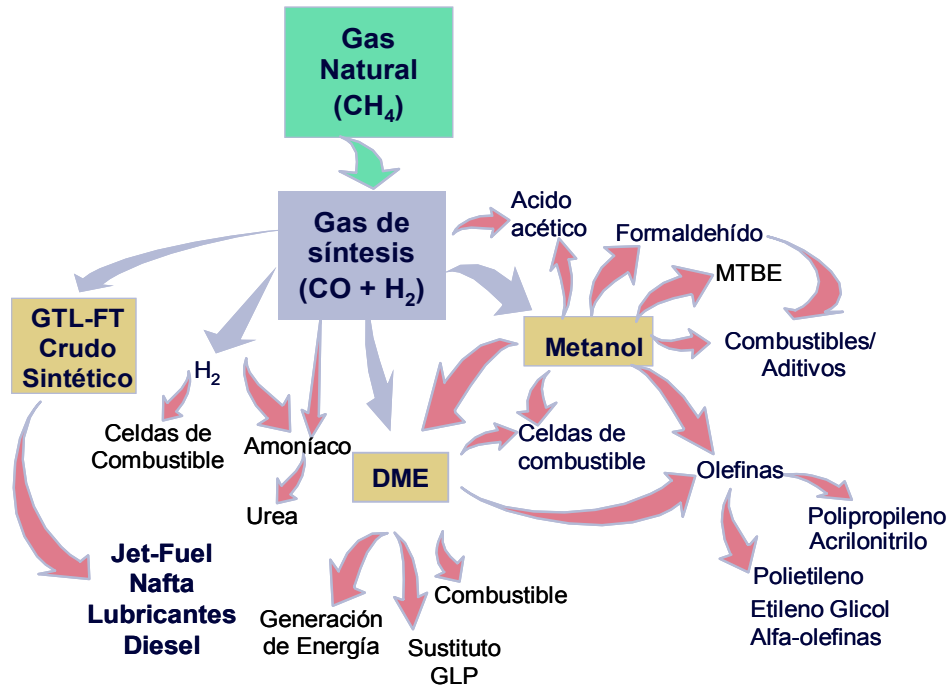
Figura 6. Proceso para obtener Combustibles Líquidos a partir de gas Natural.



Con esta tecnología se pueden obtener dos tipos de productos principalmente: hidrocarburos líquidos (Diesel, nafta, queroseno, Jet-Fuel, parafinas) y Oxigenados (Dimetileter y Metanol); para la obtención de estos productos, el proceso es igual hasta la generación del syngas, luego, dependiendo del producto que se quiera, los procesos catalíticos y las condiciones de la reacción cambian, ya que la polimerización de las cadenas es diferente.

En la Figura 7, se muestra en detalle los productos que se pueden obtener a partir del gas de síntesis y sus principales usos. Para una mayor información de los productos obtenidos a partir del syngas, ir al anexo B.

Figura 7. Productos obtenidos a partir del gas de síntesis



Fuente: BP economics. *The Role of Gas conversion in the Gas Economy*

A continuación se presenta una breve descripción de los productos que se pueden obtener utilizando la tecnología GTL, que dependen del proceso utilizado.

1.3.1 Metanol. La conversión de gas natural (CH₄) a Metanol (CH₃-OH) es hecha por oxidación parcial ($CH_4 + O_2 \rightarrow CO + H_2 + H_2O$), seguida por una reacción en presencia de un catalizador para producir metanol y vapor de agua ($CO + H_2 \rightarrow CH_3 - OH + H_2O$). La tecnología ha sido bien probada,

pero la demanda actual para el metanol es muy limitada e influenciada por la alta volatilidad de los precios.

El metanol es usado para producir formaldehído, ácido acético, MTBE, este último es mezclado con gasolina para aumentar el octanaje, siendo la combinación mas utilizada la M – 85 (85% de Metanol y 15% de gasolina), esto se debe a que la molécula de oxígeno presente permite una mejor combustión; pero cuya producción es mínima, debido a su toxicidad y además porque se ha encontrado que es un gran contaminante del agua.

1.3.2 Dimetileter (DME). El DME ($CH_3 - O - CH_3$), es obtenido por deshidratación del Metanol, para esto se requieren dos pasos en la producción: la conversión del Gas Natural a metanol, seguido de la transformación de Metanol a DME, lo que involucra una sustancial pérdida de energía, con mas del 20% de perdidas de gas en el proceso, lo cual conlleva a costos elevados y a un menor interés en el negocio de este producto. El DME, es un gas inerte con muy baja toxicidad y tiene características físicas similares a las del GLP, (puede ser licuado a solo 5 bar) y se considera como una nueva fuente de energía para el futuro mercado global de los combustibles, principalmente como alternativa para remplazar el diesel en motores de ignición por compresión. El uso en motores diesel ofrece ventajas en la reducción de emisiones de óxidos nitrosos (NOx), humo, y partículas de la combustión, en comparación del diesel convencional⁷.

Las nuevas tecnologías apuntan a la producción de DME en un solo paso (reactores de doble función) dando lugar a un rendimiento energético de hasta el 70%, mejorando perceptiblemente la economía para las grandes plantas, pero hasta el momento esta tecnología se encuentra en desarrollo.

⁷ VERGHESE, Joe T. *Options for Exploiting Stranded Gas – An Overview of issues, Opportunities and Solutions.* SPE 84250. Colorado, USA. Octubre de 2003

1.3.3 Hidrocarburos Líquidos. La tecnología más importante en la conversión de gas natural a líquido, (GTL), es el proceso Fischer-Tropsch (FT), mediante el cual el syngas se transforma a una mezcla principalmente de hidrocarburos líquidos por medio de la siguiente reacción: $nCO + 2nH_2 \leftrightarrow (CH_2)_n + nH_2O$ (a la cual debe su nombre), para que luego los productos obtenidos sean refinados y así obtener productos comerciales. Es importante resaltar que la reacción FT, es altamente exotérmica por lo cual el vapor generado se utiliza para generar energía eléctrica. Del proceso FT se obtienen una gama de productos, principalmente destilados medios (Diesel, queroseno, jet-fuel), nafta y lubricantes, de alta calidad, con mínimas cantidades de azufre y aromáticos.

1.4 GENERALIDADES DEL PROCESO FISCHER-TROPSCH

El proceso Fischer Tropsch, es la tecnología del futuro en cuanto a la conversión de gas natural a combustibles sintéticos se refiere, y esto se debe a que ya se ha probado a escala comercial y es mucho más versátil en cuanto a condiciones de operación que las otras tecnologías GTL.

1.4.1 Evolución histórica del proceso Fischer Tropsch. El proceso Fischer Tropsch no es una invención nueva, después de la primera guerra mundial las sanciones económicas impuestas obligaron a los científicos alemanes a buscar nuevas alternativas para obtener combustibles líquidos, aprovechando las abundantes reservas de carbón del país; es así como en 1923, Franz Fischer y Hanz Tropsch en el instituto Kaiser-Wihelm de investigación del carbón de Mülheim (Alemania), desarrollaron un método que permitía convertir el metano obtenido de calentar carbón, en combustible diesel de alta calidad, aceites lubricantes y ceras.

Para 1945 las compañías químicas alemanas habían construido 9 plantas utilizando el proceso FT (alcanzando una producción de 3 millones de toneladas de combustible sintético en el periodo de 1939-1945⁸). Luego de la segunda guerra mundial las plantas alemanas fueron trasladadas a Rusia donde constituyeron la base de la producción de ceras y productos químicos, a partir de entonces, los principales países industrializados como Japón y Estados Unidos, comenzaron a evaluar la eficiencia del proceso a diferentes condiciones, pero no lo hicieron a escala comercial debido a que la industria de exploración y explotación petrolera entró en su máximo auge debido avances en la tecnología de la refinación, tales como el craqueo y la desulfuración.

El interés en acoger la tecnología FT disminuyó dramáticamente, excepto en la mente del inquieto gobierno Sudáfricano, quienes en 1950 introdujeron la empresa estatal Sasol, y más tarde en 1955, inician operaciones en un complejo de combustibles sintéticos de 8,000 b/d (denominada SASOLBURG) en Johannesburgo, convirtiendo bajos bloques locales de carbón en gasolinas sintéticas, diesel sintético, materia prima química y productos relacionados. Y mas tarde en 1980 se construiría la planta de combustibles sintéticos a partir de carbón más grande del mundo con una capacidad de 150,000 b/d, denominada SECUNDA.

Debido a las consecuencias de la crisis internacional de petróleo en 1973 y la revolución Iraní de 1979, resurgieron las tecnologías de conversión basadas en gas natural, guardadas momentáneamente en laboratorios de investigación de algunas de las principales compañías, primordialmente de energía, incluyendo BP, ExxonMobil, Shell y Texaco.

⁸ STRANGES, A. *Germany's Synthetic Fuel Industry 1927-45. Paper Presented at the AIChE 2003 Spring National Meeting. New Orleans, USA. Marzo 30- Abril 3. 2003*

Actualmente en el mundo existen dos plantas comerciales de GTL con el proceso FT, como son: la planta de Shell en Bintulu (Malasia) con una producción de 14,700 b/d y la planta de Petro S.A en Sudáfrica con una producción 27,000 b/d usando la tecnología de Sasol. Actualmente se encuentra en construcción una planta de GTL en Qatar la cual finalizará en el 2006 y tendrá una producción de 35,000 b/d. Para conocer mas en detalle la historia del proceso Fischer Tropsch, ir al anexo C.

1.4.2 Economía del proceso Fischer Tropsch. En este tipo de proyectos se aplica la regla de 1:10, lo cual significa que un 1Tcf de reservas de gas durante 20 años producirá 10,000 b/d de combustibles ultra-limpios. Estas plantas varían en tamaño, los cuales van de 10,000 b/d a 160,000 b/d, según estudios de factibilidad que se han desarrollado, la inversión que es muy dependiente del tamaño de la planta y varía entre 17,000 y 35,000 dólares por barril producido diariamente, o sea que para plantas pequeñas se requiere una mayor inversión por barril producido en comparación con una planta a gran escala. Según los proyectos que se generarán en un futuro la inversión será de 700 millones de dólares para plantas pequeñas y hasta 2,500 millones de dólares para plantas de gran tamaño. También se debe tener en cuenta que este tipo de proyectos son rentables siempre y cuando el precio del petróleo por barril se encuentre entre 15 y 20 dólares⁹.

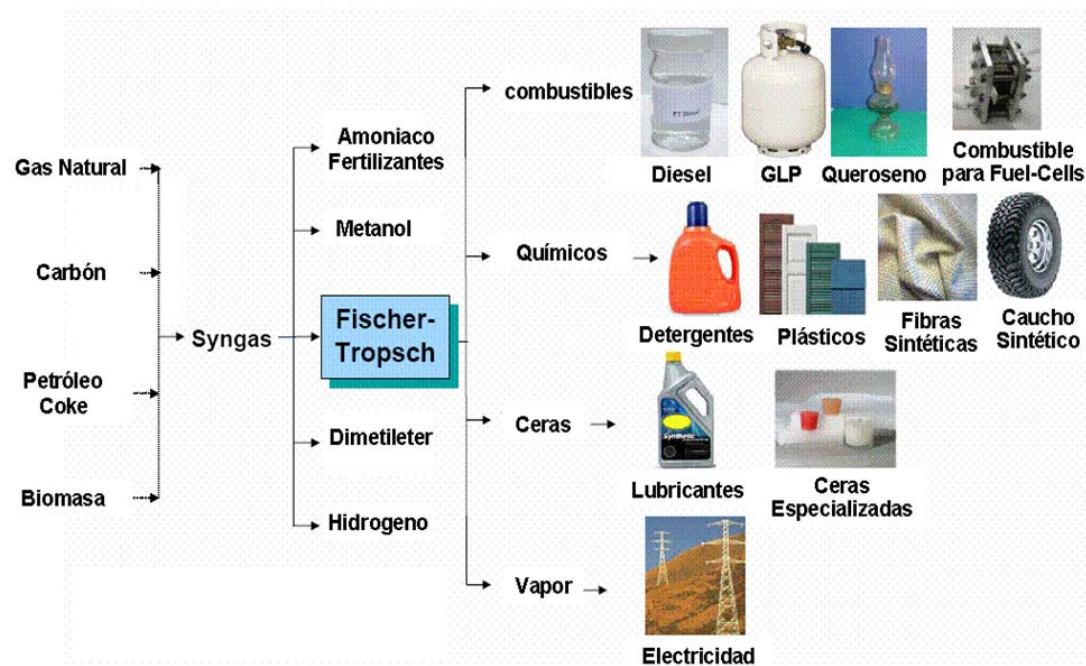
Desde el punto de vista de inversión, la generación del gas de síntesis es el responsable de cerca del 50% del costo de la planta en algunos casos, teniendo en cuenta el requerimiento de una planta separadora de aire; la síntesis de Fischer-Tropsch (FT), la cual es el corazón de la planta, requiere cerca del 15% de la inversión; la etapa de mejoramiento del producto requiere un 10% del capital, los sistemas adicionales como generación de

⁹ HOLMES, J. *GTL: Exploring Remote Gas Discoveries*, presented at Howard Weil Energy Conference. Marzo de 2004

energía y la infraestructura necesarias tiene una inversión de aproximadamente 25%.

1.4.3 Productos Obtenidos. Es importante además detallar la gran gama de productos que se pueden obtener a través de la tecnología GTL, mediante el proceso Fischer – Tropsch; los cuales se pueden observar en la figura 8. Esta permite evidenciar la gran variedad de canales de comercialización que este tipo de monetización del gas natural presenta.

Figura 8. Principales productos obtenidos por medio del proceso FT



Los combustibles sintéticos obtenidos por medio del proceso Fischer Tropsch, comparados con los productos de la refinación del crudo, poseen: mayor fracción de hidrogeno a carbón (H:C), lo que significa que se disminuyen las emisiones de material particulado y óxidos de nitrógeno (NO_x); mayor número de cetano para el caso del diesel, resultando en una disminución del humo en el momento de la combustión; menor cantidad de

azufre y aromáticos, lo cual disminuye de gran manera las emisiones no solo de material particulado si no también de sulfuros, los principales generados de las lluvias ácidas.

1.4.4 Ventajas del proceso Fischer-Tropsch. Recopilando toda la información anterior, la tecnología GTL es una alternativa para la utilización del gas natural y es de gran interés debido a los siguientes factores:

- La gran dependencia de la economía mundial por los combustibles líquidos, principalmente el sector del transporte.
- El esperado cambio a largo plazo de una energía dependiente del petróleo hacia el incremento en la dependencia del gas, lo cual ha creado una extensa demanda de las compañías petroleras y de otras para asegurar su posesión.
- El incremento de los requerimientos de combustibles limpios, que sean libres de azufre, bajo contenido de aromáticos, y una mínima formación de productos indeseados como óxidos de nitrógeno (NOx).
- La compatibilidad con la infraestructura existente, ya que puede ser fácilmente transportado por los oleoductos y/o poliductos existentes en la mayoría de países del mundo.
- El deseo de aprovechar el gas asociado de los campos de petróleo, que frecuente es flameado, y que en algunos casos representa volúmenes considerables de gas natural. Según estimativos del banco mundial cerca de 4.3 Tpc por año de gas son venteados o quemados a nivel mundial¹⁰.

¹⁰ BOMTEMPO, J.; FAGUNDES, E.; GUOLD, R. *The selection Environment for gas to liquids technology and technological strategies: challenging the natural trajectory.* Instituto de Economía, UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil. 2003

- El proceso involucra reacciones que producen una gran liberación de energía, que en algunos casos permite satisfacer la demanda dentro de la misma planta y en otros permite la venta de ésta.
- Creciente aumento de las reservas mundiales de Gas Natural especialmente en lugares remotos de un mercado potencial, que hacen inviable su comercialización mediante alternativas tradicionales.
- A comparaciones de las otras tecnologías de monetización de gas natural, representa menos costos de inversión que una planta de GNL para el mismo consumo de gas, y además, no se requieren sistemas especiales de transporte. En la tabla 2, se presentan las características de las principales alternativas de monetización del gas natural en cuanto a la necesidad de reservas, inversión, capacidad de la planta y distancia como mínimo al mercado objetivo.

Tabla 2. Alternativas de monetización del Gas Natural

	Gasoducto	GNL	GNC	GTL
Tamaño de reservas Adecuado	No hay restricción	5-8 TPC	1-5 TPC	3-5 TPC
Perdidas / consumo (% alimentación)	< 6%	14 – 30 %	5 – 8 %	30 – 45 %
Distancia Mercado de exportación	< 2000 Km	> 4000 Km	< 4000 Km	No hay restricción
Capacidad	No hay restricción	Trenes: 4,7 – 6,0 MTPA (770 – 1000 MMPCSD)	500 – 1000 MPCSD	En operación: 34 MBPD En proyecto: Hasta 185 MBPD
Inversión	\$US 1 MM / Km	Terminal \$US 750 MM Barco \$US 160 MM Total > \$US 2.500 MM	Terminal \$US25 MM Barco \$US 230 MM Total > \$US 1200 MM	25 -30 MUS\$/BPD (\$US 700-1200 MM)

Fuente: Arthur D. Little

1.5 REGULACION AMBIENTAL

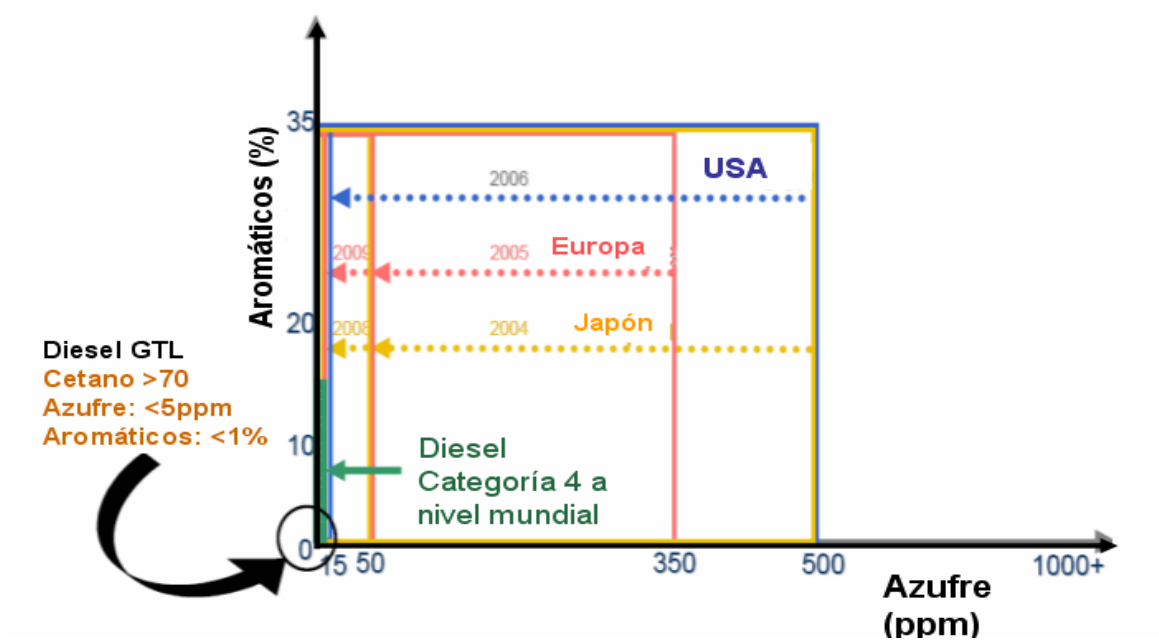
Preocupaciones a cerca de la contaminación causada por los combustibles derivados del petróleo han alertado a los gobiernos del mundo en la formulación de estrictas regulaciones ambientales y promoción de incentivos para usar combustibles alternativos más limpios. La contaminación de interés incluye Óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), Dióxido de carbono (CO_2), compuestos orgánicos volátiles y azufre.

Los países industrializados del mundo ya han tomado medidas estrictas para disminuir la contaminación en sus ciudades, por ejemplo en Europa las especificaciones del diesel fueron reducidas en el año 2000 de 500 ppm a 350 ppm de azufre, mientras que Japón y Estados Unidos para el mismo año, lo disminuyeron a 500 ppm. Para los próximos años se esperan reducciones muchas mas estrictas, para el caso de Europa se reducirán a 50 ppm en el año 2005, y probablemente a 10 ppm en el año 2008, mientras que en Estados Unidos serán de 15 ppm para el año 2006, y en Japón se reducirá a 50 ppm en el año 2005 y probablemente a 10 ppm en el 2008¹¹.

En la figura 9, se muestran las especificaciones del diesel a nivel mundial, mostrando el contenido permisible de aromáticos y de azufre, tanto actuales como las proyectadas para el futuro, y haciendo una comparación ilustrativa con el diesel GTL, el cual presenta mayor numero de cetano y menores contenidos tanto de aromáticos como de azufre.

¹¹ YOST, D.; OWENS, E. *Fundamentals of gas to liquids: GTL fuels improve air quality*. Petroleum Economist Ltd. Londres, Inglaterra. 2003

Figura 9. Principales especificaciones del diesel en el mundo



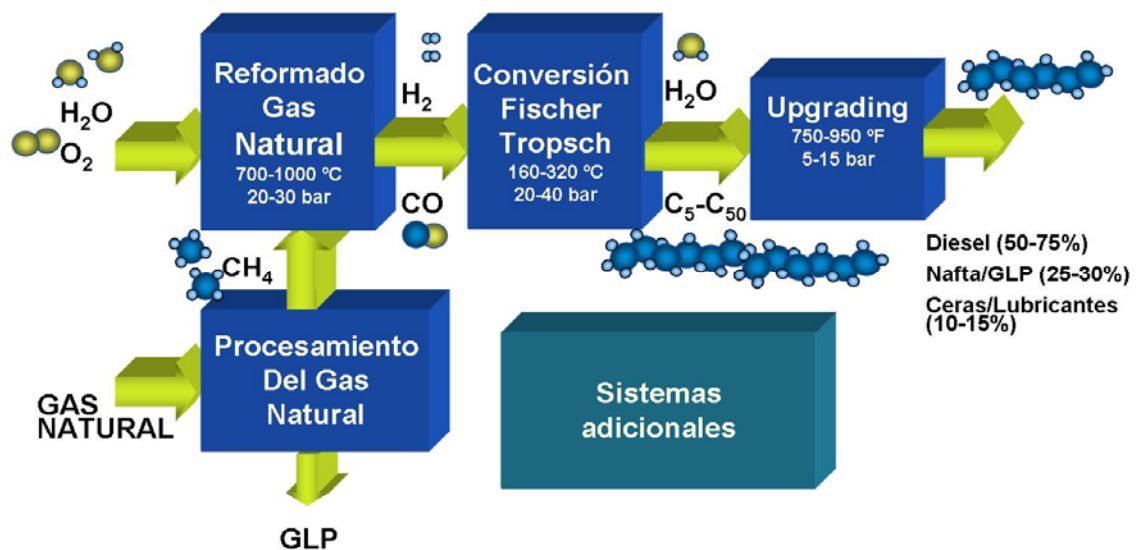
Fuente: SasolChevron

2. ETAPAS DEL PROCESO FISCHER-TROPSCH

La conversión de gas natural a hidrocarburos líquidos es un proceso de pasos múltiples con gran liberación de energía, que inicialmente separa las moléculas de gas natural, predominantemente metano, y las vuelve a unir para dar lugar a moléculas más largas.

En la figura 10, se puede ver que este proceso consta principalmente de tres etapas: Generación del gas de síntesis, síntesis de Fischer-Tropsch y mejoramiento del producto.

Figura 10. Principales Etapas del Proceso Fischer-Tropsch



En la primera etapa reacciona el gas natural previamente purificado, con oxígeno y/o vapor o dióxido de carbono, dependiendo de la reacción

utilizada, para obtener una mezcla de hidrogeno y monóxido de carbono. En la segunda etapa, la mezcla de gas obtenida anteriormente es catalíticamente transformada en cadenas lineales largas de hidrocarburos por medio de la síntesis de Fischer-Tropsch (FT), el resultado de esta reacción es una mezcla de moléculas que contiene de 1 a 50 o mas átomos de carbono. Generalmente, la gasolina contiene de 5-11 átomos de carbono, mientras el diesel contiene de 12-20 átomos de carbono, las moléculas parafínicas que contienen más de 20 átomos de carbono son consideradas como ceras, que posteriormente son convertidas en productos comerciales, por medio de técnicas convencionales de refinación.

Aparte de estas etapas se cuenta con varios sistemas adicionales como son: la recuperación de la energía liberada en la síntesis de Fischer-Tropsch para la generación de electricidad y el tratamiento del agua producida para luego ser reutilizada o vertida en cuerpos de agua.

2.1 GENERACIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS – SYNGAS

El gas de síntesis (syngas) es una mezcla de hidrogeno (H_2) y monóxido de carbono (CO) producida a partir del gas natural (carbón, petróleo, coke o biomasa). Adicionalmente de esta mezcla se produce una pequeña cantidad de dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O). Las tecnologías para obtener el syngas, son procesos conocidos y han sido usados en muchas aplicaciones comerciales como los primeros procesos para producir hidrogeno, amoníaco y metanol. Actualmente existe una gran variedad de procesos entre los que se destacan, reformado de vapor, oxidación parcial, reformado de CO_2 , reformado auto-térmico, y plasma; la diferencia principal entre estos procesos es la fracción de H_2/CO que se obtiene. Para mas detalles de estos procesos, ir al Anexo D.

Las especificaciones en cuanto a contaminantes requeridas por el gas natural para la generación del gas de síntesis se muestran en la tabla 3.

Tabla 3. Nivel máximo de tolerancia en la generación del syngas

IMPUREZA	NIVEL DE TOLERANCIA
Azufre	< 4 ppmv
Dióxido de Carbono, CO ₂	< 2 %v
Contenido de Agua	< 0.1 ppmv
Contenido de Mercurio	10 µg/m ³
Hexanos	6g/m ³

Fuente: Shell Global Solutions

Las especificaciones anteriores, son muy parecidas a las necesarias para la entrada a una planta de gas natural licuado; para lograr estas especificaciones se utilizan procesos convencionales, como absorción con amina u otros solventes; y recuperación convencional de intermedios¹².

En la tabla 4, se presentan un resumen de las diferentes ventajas y desventajas de los procesos para la obtención del gas de síntesis. Donde el mas utilizado es el reformado auto-térmico, el cual será implementando en los nuevos proyectos de GTL por parte de empresas como Sasol y ExxonMobil.

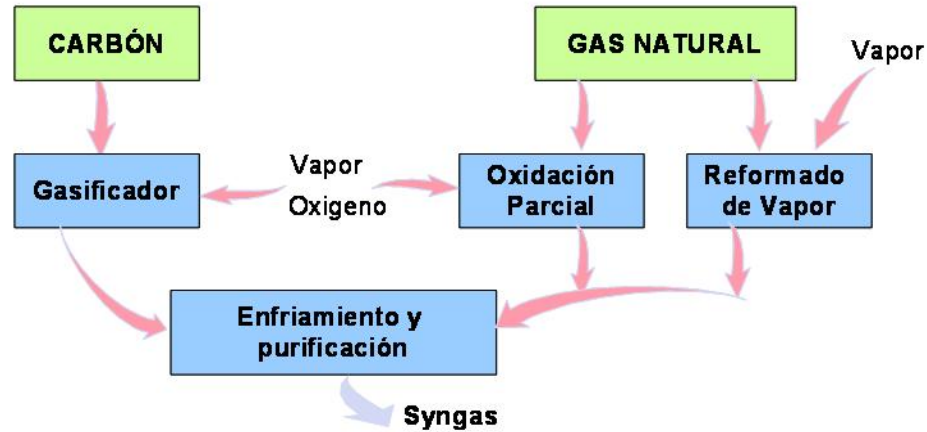
¹² Shell Global Solutions

Tabla 4. Principales procesos para la obtención del gas de síntesis

PROCESO	VENTAJAS	DESVANTAJAS
REFORMADO DE VAPOR (SR) $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Catalizadores de Ni y Al a bajas Temperaturas. ▪ Al separar el H₂ en exceso del gas de síntesis (Syngas) puede ser comercializado. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alta fracción de H₂/CO, disminuye el crecimiento de la cadena. ▪ Reacción ligeramente endotérmica, muy costoso.
OXIDACIÓN PARCIAL (POX) $\text{CH}_4 + 1/2\text{O}_2 \leftrightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reacción ligeramente Exotérmica. ▪ Fracción de H₂/CO (2:1) ideal para la síntesis de Fischer-Tropsch. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sin catalizador se requiere alta presión y temperatura. ▪ Planta de separación de oxígeno.
REFORMADO DE CO₂ $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{CO} + 2\text{H}_2$	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Disminución de la contaminación en la planta. ▪ Campos con alto contenido de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alta temperatura y presión. ▪ Baja fracción H₂/CO. ▪ Proceso endotérmico.
REFORMADO AUTOTERMICO (ATR)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se une la oxidación parcial y el reformado de vapor. ▪ Presiones y Temperaturas Moderadas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reactores más grandes si se usa aire directamente, pero se disminuye el alto costo de la planta de separación de aire.
PLASMA	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La reacción se lleva a cabo por la ionización del gas. ▪ A alta temperatura no se requiere Oxígeno. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alto necesidad de energía, por lo cual solo es comercial a pequeña escala. ▪ Baja eficiencia.

En la figura 11, se muestra una representación esquemática de la generación del syngas, tanto a partir del carbón como del gas natural. Para el caso del gas natural, comercialmente se utiliza la oxidación parcial, reformado de vapor o la combinación de ambas; mientras que para el carbón, se utiliza un gasificador a alta presión y temperatura. Luego el syngas obtenido es enfriado y purificado para entrar a la siguiente etapa del proceso.

Figura 11. Representación esquemática de la generación del gas de síntesis



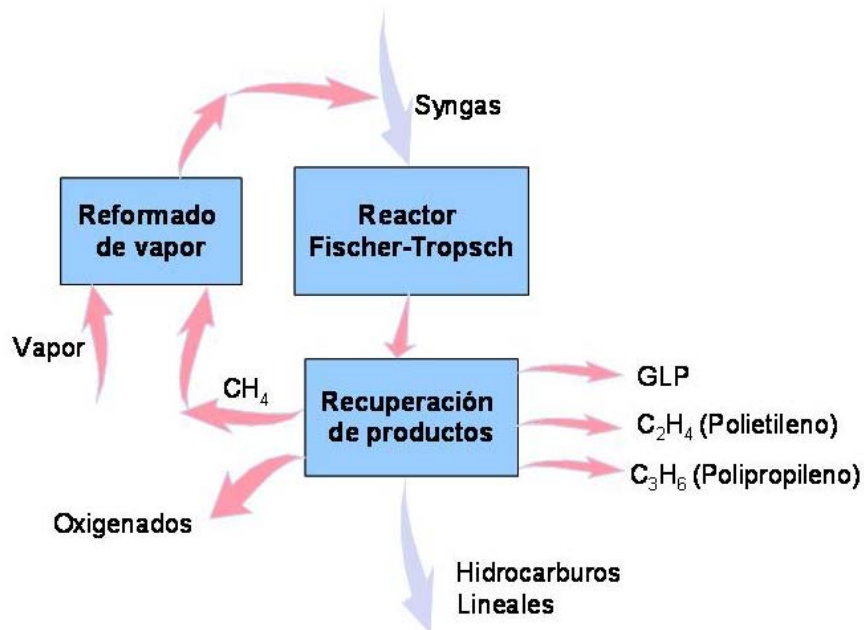
2.2 SÍNTESIS DE FISCHER-TROPSCH (FT)

En esta etapa el syngas es convertido por medio de un catalizador de hierro o cobalto, a crudo sintético siguiendo principalmente la reacción de Fischer Tropsch: $nCO + 2nH_2 \leftrightarrow (CH_2)_n + nH_2O$ $\Delta H_r (227^\circ C) = -165Kj/mol$

Los productos obtenidos dependen de gran forma de la composición del gas de síntesis (fracción H_2/CO), del tipo de catalizador utilizado, tipo de reactor, las condiciones de operación (presión y temperatura) y el procesamiento final de la mezcla obtenida en esta etapa. Si las condiciones de temperatura son bajas ($200 - 240^\circ C$) se obtiene principalmente diesel, y si son altas ($300 - 350^\circ C$) se obtiene principalmente gasolina. Los reactores deben ser diseñados de tal forma que se recupere el calor y se tenga el máximo control de la temperatura, y son generalmente operados en un rango de presiones entre $145 - 580$ psia ($10 - 40$ bar).

La etapa de la síntesis de Fischer-Tropsch (Figura 12) consiste principalmente de: reactor FT, reciclaje y compresión del syngas no reaccionado, remoción del hidrógeno y el dióxido de carbono, tratamiento del metano producido (para generar nuevamente más gas de síntesis) y la separación de los productos Fischer-Tropsch, estos productos consisten en una multicomponente y compleja mezcla de hidrocarburos (lineales y ramificados) y productos oxigenados. Los principales productos son parafinas lineales y α -oleofínicos; es decir, al final se obtiene una mezcla de hidrocarburos lineales para luego ser refinados, y así, obtener productos comerciales.

Figura 12. Representación esquemática de la síntesis de Fischer-Tropsch



2.2.1 Catalizadores en la síntesis de FT. La síntesis de FT tiene una historia de más de 80 años. La capacidad de hidrogenación de CO de Níquel y Cobalto fue reportada por primera vez por Sabatier y Senderens en 1902. Sin embargo, fue solo después del trabajo de Franz Fischer y Hanz Tropsch

en 1923 (Quienes probaron que la hidrogenación del CO con catalizadores de Hierro, Cobalto o Níquel a 180-250 °C y presión atmosférica resultaban en una mezcla de hidrocarburos lineales¹³) que se dio el interés comercial en la producción de hidrocarburos y oxigenados.

Aunque todos los elementos del grupo VIII de la tabla periódica muestran alguna actividad en la agrupación carbono a carbono durante la reacción de hidrogenación de CO, los metales más activos para la síntesis Fischer – Tropsch son el níquel (Ni), hierro (Fe), cobalto (Co) y rutenio (Ru), pero se ha comprobado que los más adecuados para producir hidrocarburos de mayor peso molecular (en el rango de destilados medios), son el hierro y el cobalto.

El Níquel y el Rutenio son posibles de utilizar, pero con ellos generalmente es difícil controlar la reacción y son muy costosos. Hacia la derecha y abajo en el grupo VIII de los metales, la disociación de CO se dificulta y la hidrogenación hacia alcoholes es dominante.

En la Tabla 5, se presentan las principales ventajas y desventajas de los principales catalizadores utilizados para llevar a cabo la reacción FT, esta comparación resulta de vital importancia en la escogencia del mejor catalizador, teniendo en cuenta la relación costo/beneficio de cada uno de ellos.

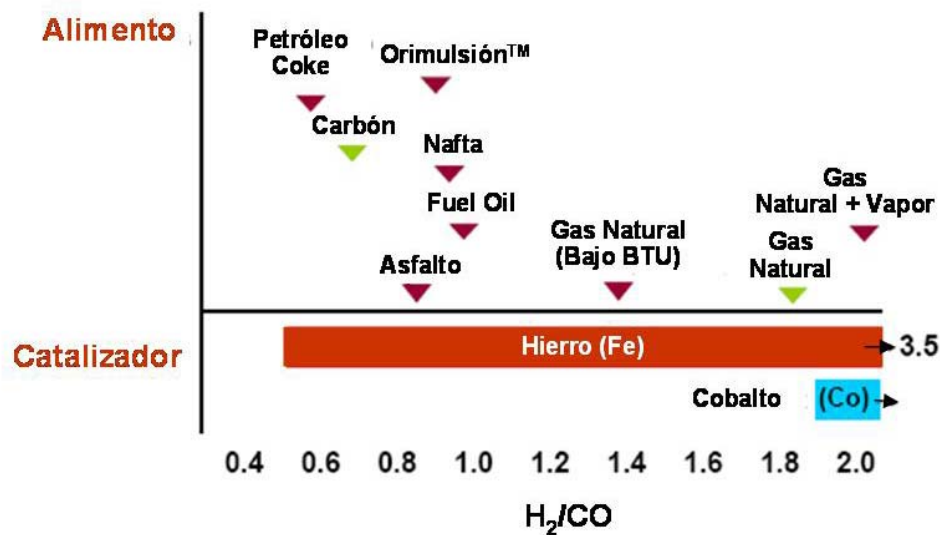
¹³ DRY, M. *Iron catalyst for the Fischer-Tropsch process. Past, present and future. University of Cape Town. Sur Africa.2003*

Tabla 5. Principales catalizadores utilizados en la reacción Fischer-Tropsch

CATALIZADOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Hierro (Fe)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínima producción de hidrocarburos ligeros. ▪ Amplio rango de fracciones de H₂/CO en el gas de síntesis. ▪ A altas temperaturas (340 °C) es ideal para la producción de oleofinas claras con una baja selectividad hacia el metano. ▪ Mayor actividad. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limitado para la producción de ceras pesadas. ▪ Tiende a formar carbón, causando la desactivación del catalizador. ▪ Se produce una gran cantidad de agua, lo que produce una inhibición en la actividad del catalizador, disminuyendo el crecimiento de la cadena.
Cobalto (Co)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mayor tiempo de vida del catalizador. ▪ Tiene una baja tendencia a formar carburos a 200-300 °C y 25-40 bar. ▪ Gran selectividad a la formación de hidrocarburos pesados. ▪ Menor costo operativo en el proceso. ▪ Los promotores (Ru, Re o Pt) son adicionados para prevenir la desactivación del catalizador por la formación u oxidación del carbón. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Menor tolerancia al azufre y al amoníaco que el catalizador de hierro. ▪ Muy reducido el rango de fracciones de H₂/CO. ▪ Alto precio (230 veces más que el de hierro), por lo cual es soportado sobre óxidos de metal. Pero estos a su vez maximizan la selectividad y la actividad del catalizador
Níquel (Ni)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pose una mayor actividad que el cobalto puro. ▪ Menos tendencia a la producción de carbón. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Forma fácilmente metal-carbonilos volátiles, limitando la presión de la reacción y así la productividad de la reacción. ▪ En condiciones industriales, se produce principalmente metano.
Rutenio (Ru)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Son los catalizadores Fischer-Tropsch más activos. ▪ Se obtienen ceras de alto peso molecular a temperaturas de reacción tan bajas como 150 °C. ▪ Es activado en su forma metálica y no requiere promotores para estabilizar su actividad. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Su alto precio (3x10⁵ veces más caro que el de hierro) lo excluye en aplicación de escala industrial. ▪ Es limitado para estudios académicos debido a la dificultad de controlar la reacción.

La producción de gas de síntesis en modernos gasificadores de carbón (como los de la empresa Sasol o Shell) y de residuos de petróleo pesado, tienen un alto contenido de CO comparado con el gas de síntesis obtenido del gas natural. Si el syngas posee una fracción de H_2/CO menor de 2, entonces la reacción del CO con el vapor de agua ($CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$) denominada WGS por sus siglas en ingles “Water Gas Shift”, es importante debido a que se aumenta la cantidad de hidrogeno, por lo cual se utilizan los catalizadores de hierro ya que poseen una alta actividad en presencia de esta reacción. Por otra parte, si la fracción de H_2/CO es 2, se utilizan los catalizadores de cobalto, los cual no poseen actividad en presencia de esta reacción. En la figura 13, se presentan los diferentes rangos de activación de catalizadores de hierro y cobalto, referidos a las diferentes fracciones de H_2/CO obtenidas de diferentes productos de alimentación para generar el gas de síntesis.

Figura 13. Rango de activación de los catalizadores de Hierro y cobalto



Fuente: Rentech Inc

Los catalizadores pierden actividad principalmente por la pérdida de área debido a la acumulación de carbón y al envenenamiento químico. El primero, es el principal factor de desactivación de los catalizadores, pero puede ser disminuido con la adición de promotores y el control de las condiciones de operación del reactor. En general, debido a la alta actividad, la deposición de coque es mucho mayor en los catalizadores de hierro que en los de cobalto. Por lo cual, estos últimos tienen mayor tiempo de vida.

Una de las formas de controlar la actividad de los catalizadores es eliminando las impurezas del gas de síntesis. El azufre es el mayor contaminante de los catalizadores, éste se encuentra presente junto al gas natural y al carbón durante el reformado de vapor o gasificación convirtiéndose primeramente en H₂S y otros sulfuros orgánicos, los cuales desactivan rápidamente cualquier tipo de catalizador FT. Idealmente el syngas debe estar libre de azufre, sin embargo, una muy pequeña cantidad puede ser tolerada por los catalizadores (0.2 ppm como mínimo según experiencias en la planta de Sasol¹⁴).

En la tabla 6, se presentan los mínimos niveles de tolerancias de los catalizadores FT a los principales contaminantes, como son sulfuros, metales, sólidos y compuestos orgánicos, entre otros; los cuales impiden el óptimo funcionamiento de estos, ocasionando pérdida de eficiencia del proceso catalítico.

¹⁴ DRY, M.; HOOGENDOORN, J. *Technology of Fischer-Tropsch process. Catal. Rev. – Sci. Eng.* 23. 1981

Tabla 6. Nivel máximo de tolerancia a las impurezas en catalizadores FT¹⁵

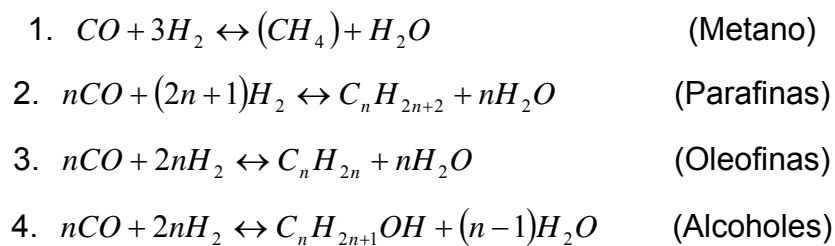
IMPUREZA	NIVEL DE TOLERANCIA
Sulfuros	< 1 ppm
Nitrógenos (NH ₃ +HCN+Nox)	< 1 ppm
Ácidos (HCl+HBr)	< 0.01 ppm
Metales alcalinos	< 0.01 ppm
Sólidos (Ash, ceniza)	Completamente
Compuestos Orgánicos	Por debajo del punto de rocío
Fenoles	< 1 ppm

Existe una gran cantidad de procesos comerciales para remover las impurezas del gas de síntesis. El proceso Rectisol utiliza metanol frío para remover H₂S, alquitrán y CO₂ a los niveles requeridos. Otros procesos químicos de absorción incluyen carbonato de potasio o alcanolamina.

2.2.2 Química de la síntesis de FT. La parte intrínseca de la cinética de la síntesis Fischer-Tropsch (FT) es el gradual aumento de la cadena, en efecto, es una polimerización de los grupos metilo (-CH₂-) en presencia del catalizador. Muchos mecanismos han sido propuestos para describir la reacción de Fischer-Tropsch y hasta hace poco se admitió que la reacción transcurría por un mecanismo complejo, empezando con la disociación del CO en la superficie del catalizador, seguido de la formación de un carburo con el mismo, que a su vez se transforma por hidrogenación en un

¹⁵ BOERRIGTER, H.; VADERDRIFT, B. Fischer-Tropsch diesel from solid biomass. Energy Research Center of Netherlands, ECN Biomass. USA. Octubre de 2003

compuesto activo intermedio de la superficie del catalizador con el radical metilo, a partir del cual se inicia la polimerización de la cadena de los radicales metilo, que puede terminar en un compuesto oleófinico y/o parafínico, con una composición variable dependiendo de las condiciones operativas. La reacción de Fischer-Tropsch es una manera muy fácil de representar lo descrito anteriormente, pero realmente se llevan a cabo las siguientes reacciones¹⁶:



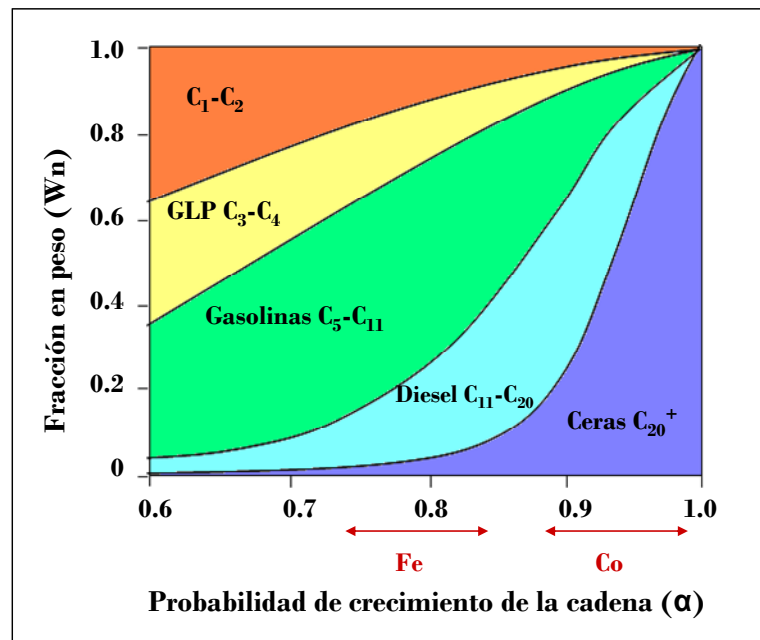
Otra reacción importante que se lleva a cabo es la de Bourdoudard: $2CO \leftrightarrow C_s + CO_2$, la cual es la responsable de producir el carbón que se deposita sobre los catalizadores ocasionando su desactivación. Además, como se mencionó anteriormente si se utilizan los catalizadores de Hierro se genera la reacción secundaria denominada WGS.

La reacción FT siempre produce un amplio rango de oleofinas, parafinas, y componentes oxigenados (alcoholes, aldehídos, y ácidos). Teóricamente solamente el metano puede producirse en un 100%; el otro producto que se puede producir a una alta fracción son las ceras pesadas, lo cual se logra principalmente utilizando catalizadores de Co (el cual poseen una probabilidad de crecimiento de la cadena mayor que el Fe, como se muestra en la figura 14). La gasolina tiene un valor máximo de 48% en peso, la

¹⁶ STUART, R. *The Fischer-Tropsch Process*. Tennessee Technological University. presentación en www.fischer-tropsch.org. 2003

máxima fracción de diesel es de aproximadamente 40% y varia dependiendo del numero de carbonos¹⁷.

Figura 14. Probabilidad de distribución de productos por catalizador



Fuente: SENDEN, *Engineering aspect of conversion of natural gas into middle distillates*

2.2.3 Reactores Fischer-Tropsch. La reacción FT es altamente exotérmica por lo cual el principal desafío para el diseño de los reactores es remover el calor liberado, ya que si no se realiza eficientemente se genera sobrecalentamiento, ocasionando alta depositación de carbón sobre el catalizador y una formación abundante de metano. A través de los años ha habido un gran desarrollo después del primer reactor construido comercialmente, estos avances se han desarrollado en las diferentes

¹⁷ SENDEN, M.; POST, M. *Engineering aspect of conversion of natural gas into middle distillates*. NATO ASI, Serie Applied Sciences N°225. USA. 1992; p. 227-228

condiciones de reacción (Alta y baja temperatura), considerándose diferentes diseños para cada caso.

Actualmente existen 4 tipos reactores, dos considerando los requerimientos de las operaciones moderadas, y los otros se utilizan en operaciones convencionales, debido a que se construyeron hace muchos años. Originalmente los reactores de lecho fijo fueron utilizados para todas las operaciones a baja temperatura, mas tarde fueron diseñados como reactores de lecho fijo multi-tubulares, son utilizados comercialmente por Sasol en Sudáfrica quienes los denominan ARGE, y Shell en Malasia, típicamente operan entre 180-250 °C a un rango de presiones entre 10-45 bar¹⁸. Bajo estas condiciones el reactor opera en tres fases (gas, líquido y sólido). Un nuevo desarrollo son los reactores fase SLURRY o denominados también lechos de burbujeo, y son usados comercialmente por Sasol.

La distribución de productos de la síntesis FT es altamente dependiente de las condiciones del reactor (principalmente de la temperatura). Dependiendo de los productos finales deseados, se distinguen dos tipos de condiciones de reacción: una a alta temperatura, usada principalmente para producir crudos sintéticos de alto peso molecular (Ceras); y otra a baja temperatura, usada para producir crudos livianos y olefinas. Por lo cual, existen diseños de reactor diferentes para las dos condiciones.

A continuación, en la tabla 7, se muestra una distribución de productos obtenida con un catalizador a base de hierro para las diferentes condiciones de reacción.

¹⁸ JAGER, B. *Fischer-Tropsch Reactors. paper presentado a AIChE Meeting. New Orleans, USA. 31 Marzo – 4 Abril. 2003*

Tabla 7. Distribución de productos dependiendo de las condiciones (por cada 100 átomos de carbón)

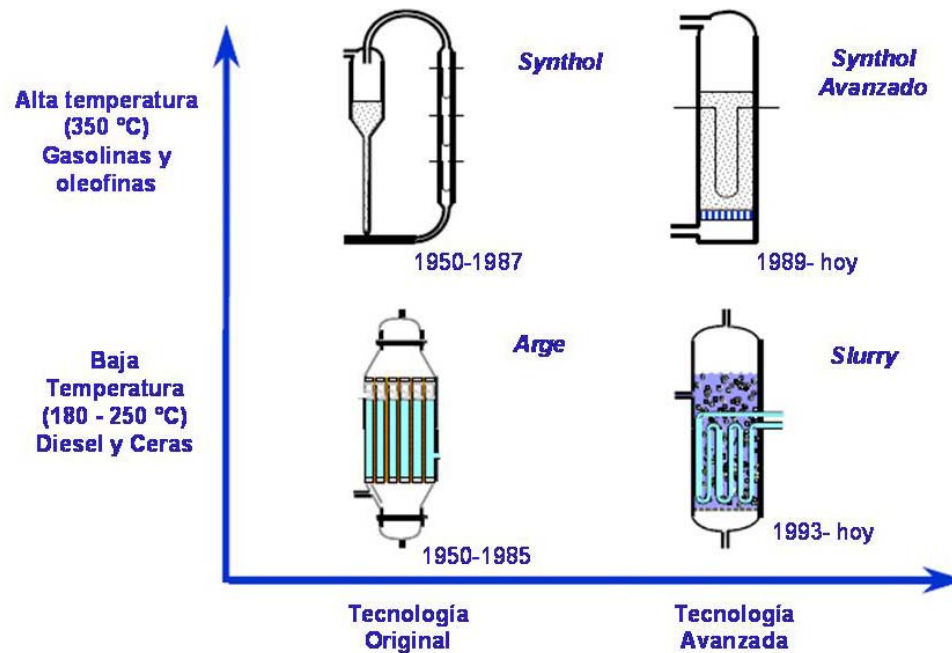
PRODUCTO	Baja Temperatura 220-250°C	Alta Temperatura 330-350°C
CH ₄	4	7
Oleofinas C ₂ -C ₄	4	24
Parafinas C ₂ -C ₄	4	6
Gasolina	18	36
Destilados	19	12
Ceras	48	9
Oxigenados	3	6

Fuente: SasolChevron

En el proceso a alta temperatura (operado por sasol comercialmente desde 1955) se utilizaban hasta hace poco los reactores de lecho fluidizado circulante, denominados también SYNTHOL, operando a presiones cercanas a 25 bar y temperaturas entre 330-350°C (a estas condiciones el reactor opera en dos fases, gas y sólido). Estos reactores han sido remplazados por reactores de lecho fijo fluidizado, llamados por Sasol SYNTHOL AVANZADO, los cuales utilizan la fluidización convencional solido-gas.

En la figura 15, se presentan los diferentes tipos de reactores Fischer-Tropsch para cada condición de operación. Para mayor información sobre los reactores Fischer Tropsch, ir al Anexo E.

Figura 15. Reactores Fischer-Tropsch



Fuente: Sasol

A nivel mundial, existe un gran interés por el proceso a baja temperatura, principalmente para la monetización de gas natural en lugares remotos para la producción de diesel de alta calidad. La mayoría de proyectos que encuentran en construcción (ORYX-GTL en Qatar, por Sasol) o en consideración, utilizan este proceso, por lo cual será en el que nos centraremos en este proyecto. En cuanto al proceso de alta temperatura el interés es menor debido a que la planta es mucho más compleja que utilizar el proceso a baja temperatura, especialmente en el mejoramiento de los productos. Esto hace que los estudios de factibilidad técnico-económico sean muy difíciles de realizar y los costos iniciales de inversión sean muy elevados.

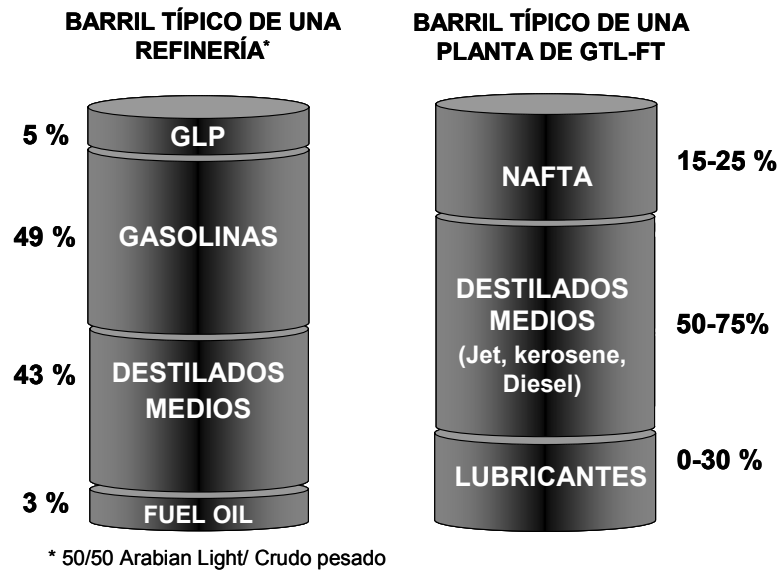
2.3 MEJORAMIENTO DEL PRODUCTO

La última etapa es la unidad de mejoramiento del producto, en la cual se utiliza un hidrocraqueador, a un costo menor comparado con una refinería de crudo, debido a la calidad de las cadenas largas de hidrocarburos. En este proceso se consume una pequeña cantidad de H_2 y se produce una pequeña cantidad de gas. Aparte de esto, es independiente de las unidades de todo el proceso, ya que la generación del gas de síntesis debe estar sincronizada con la síntesis de Fischer-Tropsch.

En esta instancia las ceras obtenidas de la etapa anterior se convierten en los productos finales como: nafta, diesel y lubricantes, para luego ser comercializados en mercados internacionales o locales. Estos productos poseen mejores propiedades comparadas con los obtenidos de la refinación convencional de crudo; los productos líquidos tienen menor cantidad de aromáticos, no contienen azufre, nitrógeno y metales, y están constituidos principalmente de parafinas.

En la figura 16, se muestran las diferencia en porcentaje de los productos obtenidos de una planta de GTL y una refinería convencional de crudo, aproximadamente el 70% de la producción de este tipo de plantas es diesel, la producción restante es, nafta, GLP (gas licuado de petróleo), y opcionalmente queroseno. La cantidad de cada uno de estos elementos depende de la intensidad del proceso de craqueo y de las condiciones de operación de los reactores.

Figura 16. Productos de una refinería vs una planta de GTL-FT



Fuente: Nexant

2.4 SISTEMAS ADICIONALES

Además de las etapas nombradas anteriormente existen una serie de sistemas adicionales. Estos incluyen el tratamiento del agua contaminada con hidrocarburo que se produce de la reacción de Fischer-Tropsch para que luego ésta se utilice en los sistemas de vapor y necesidades generales del personal de la planta; los sistemas de tuberías que se encargan del alto flujo de calor de las unidades de procesamiento de hidrocarburos y el flujo de las unidades de procesamiento del gas; sistemas de bombeo encargados de dar movimiento a las grandes cantidades de hidrocarburo; sistemas de calentamiento para lograr que el hidrocarburo llegue a su punto de burbuja durante la etapa de destilación; tanques de almacenamiento y sistemas de carga de productos. La generación de energía eléctrica es el sistema adicional tal vez más importante, más aun en proyectos a gran escala, ya

que ofrecen la facilidad de transformar el calor liberado de los diferentes procesos. También se requiere la construcción de la infraestructura de administración, talleres, bodegas, contenedores, facilidades médicas, especialmente para proyectos a gran escala en locaciones remotas, donde estas construcciones pueden ser temporales o en algunos casos móviles.

Desafortunadamente las plantas de GTL no convierten todo el syngas en hidrocarburos líquidos. En la corriente de salida del reactor de Fischer-Tropsch hay una gran variedad de compuestos como: hidrogeno, nitrógeno, monóxido de carbono, agua, agua soluble en hidrocarburos oxigenados, metano, propano, etano, hidrocarburos parafínicos y olefínicos. La corriente que existe en fase gaseosa es condensada para recuperar los hidrocarburos líquidos y el agua, mientras que los otros componentes que continúan en fase gaseosa son recirculados o quemados como combustible dentro del proceso. El enfriamiento de la corriente líquida de salida del reactor FT se realiza por medio de un intercambiador de calor produciéndose una gran cantidad de vapor el cual es utilizado principalmente para la generación de energía¹⁹. Una planta de GTL con una capacidad de 34,000 b/d posee un considerable sistema de vapor, que dependiendo de la tecnología utilizada para cada proceso tendrá que manipular un caudal total de vapor de aproximadamente 15,000 toneladas por hora. El vapor generado normalmente posee dos niveles de presión, uno asociado con la generación del gas de síntesis, y otro asociado con la síntesis de Fischer-Tropsch. El vapor generado por el proceso del gas de síntesis esta disponible en una variedad de condiciones, el cual está altamente limitado por la capacidad de la producción de syngas y a la acumulación de suciedad en el metal. Por otra parte, el vapor producido en la síntesis de Fischer-Tropsch está limitado por la condiciones de la reacción que allí se lleva a cabo.

¹⁹ CLARKE, S.; GHAEMMAGHAMI, B. Tacking GTL forward—engineering a gas-to-liquid projects. paper publicado in *www.tcetoday.com*. Julio de 2003

El vapor con presiones altas y de un grado energético alto puede ser optimizado por un ciclo y un conjunto de turbinas, puede ser utilizado por compresores, en el precalentamiento o generación de vapor. El vapor con presiones medias puede poseer una gran cantidad de calor, y debido a su nivel de energía, puede ser utilizado en el intercambio de calor con otros sistemas, generación de energía o precalentamiento. Este nivel de presión en el vapor había sido un problema en las plantas de GTL en el pasado, pero considerando el gran tamaño de las turbinas, actualmente son un beneficio al costo y a la eficiencia de la planta.

La planta de GTL necesita eficiencia económica, esto quiere decir que la eficiencia se logra a costos relativamente bajos y realizando una distribución correcta de la planta. La eficiencia de conversión de productos de una planta de GTL es de aproximadamente 65%, con una eficiencia térmica del 60%²⁰. Si la eficiencia se incrementa, se puede ser más productivo, lo cual genera que la cantidad de materia prima que alimenta a la planta sea menor. Un cambio en el 1% en la eficiencia del proceso genera un gran impacto en la corriente de entrada (gas natural), la cual sería mucho mayor del 1%. Esto nos lleva a que la configuración de la planta se realice de tal forma que se permita recuperar el máximo de los productos, minimizar al máximo el uso del gas natural y usar la energía que se produce. La configuración de la planta debe equilibrar el balance de energía, con la producción de un alto grado energético equivalente a su uso, lo cual se lleva a cabo mediante el control de la presión de la generación de vapor, la configuración de las turbinas, y la recuperación del calor para usarlo como energía. Esto significa que para condiciones normales no se espera exportar energía, algo que nunca se debe esperar es que consuma más energía de la que se produce.

²⁰ FORSTER, W. *Plant design and engineering of a plant GTL*. *Hydrocarbon Asia*. May/June (2003).

3. ESTUDIO DE MERCADO DE LOS PRODUCTOS GTL

Para analizar la viabilidad de un proyecto de conversión de gas natural a combustibles líquidos mediante la tecnología GTL, es necesario como primera instancia realizar un estudio del mercado de los productos que se generan a partir de esta, para lo cual es conveniente analizar algunos factores como las características y propiedades de los productos obtenidos, la demanda, oferta, esquemas de distribución y comercialización, así como sus respectivas tendencias y proyecciones en el mercado nacional e internacional, con el fin de establecer las mejores alternativas de comercialización.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PRODUCTOS GTL

Los productos líquidos obtenidos mediante la tecnología GTL utilizando el proceso Fischer Tropsch tienen significantes beneficios con el medio ambiente, ya que disminuyen las emisiones de componentes contaminantes producidos por los automotores. Además comparados con los productos destilados de una refinería convencional poseen: mayor fracción de hidrogeno a carbón (H:C), lo que significa que se disminuyen las emisiones de material particulado y óxidos de nitrógeno (NO_x); menor cantidad de azufre y aromáticos, lo cual disminuye de gran manera las emisiones, no solo de material particulado si no también de sulfuros, principales generadores de la lluvia ácida. Sin embargo, estos productos al ser altamente parafínicos, presentan una densidad más baja y un mayor punto de niebla que los productos obtenidos de la refinación de crudo.

Estas características colocan a los productos en un lugar privilegiado en el mercado, debido principalmente a las especificaciones y regulaciones, que en el presente y el en futuro cercano, están exigiendo los entes medioambientales y los acuerdos internacionales entre países desarrollados, tales como el protocolo de *Kyoto*.

Mediante la tecnología GTL utilizando el proceso Fischer Tropsch a baja temperatura, se obtienen los productos mostrados en la tabla 8:

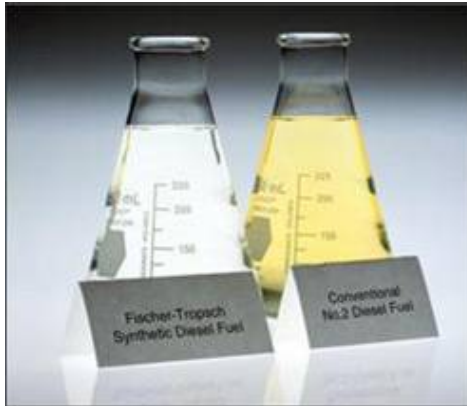
Tabla 8. *Productos Fischer Tropsch y su Mercado*

Fracción	% Peso	Mercado
C ₁ – C ₄ (Gas + GLP)	5 - 10	<ul style="list-style-type: none"> •Alimento Petroquímico •Combustibles
C ₅ - C ₉ (Nafta)	15 -20	<ul style="list-style-type: none"> •Alimento para plantas de Oleofinas •Alimento para Reformado Catalítico y producir Aromáticos
C ₁₀ – C ₁₅ (Queroseno)	20 - 30	<ul style="list-style-type: none"> •Jet Fuel •Parafinas Normales
C ₁₇ – C ₂₂ (Diesel)	10 - 15	<ul style="list-style-type: none"> •Combustible Diesel
C ₂₂ + (Ceras)	30 - 40	<ul style="list-style-type: none"> •Ceras •Lubricantes Sintéticos

Pequeñas cantidades de productos oxigenados (principalmente etanol, metanol, n propanol, n-butanol y acetona) pueden también ser obtenidos a partir de la corriente del agua de reacción. Por otro lado, las ceras obtenidas en el proceso, mediante hidrogenación, pueden ser convertidas en cantidades adicionales de queroseno, Jet Fuel, solventes y productos especializados. A continuación se presentan las características y propiedades más importantes de cada uno de ellos.

3.1.1 Diesel. El diesel GTL, es incoloro, inodoro, y de baja toxicidad; en la figura 17 se puede apreciar las diferencias visuales de este producto comparado con el diesel convencional.

Figura 17. Diesel Sintético Vs. Diesel Convencional



Fuente: Syntroleum

El diesel GTL posee un número de cetano mayor de 70, comparado con las especificaciones del diesel convencional de aproximadamente 50. Un combustible con un bajo número de cetano genera altas detonaciones o explosiones en el interior de las máquinas de combustión interna, mal funcionamiento y bajo rendimiento del combustible, además eleva la emisión de contaminantes. Además, es un combustible único que posee muchas ventajas dentro de las cuales se encuentran: total compatibilidad con la infraestructura existente, puede funcionar con los motores actuales a unas mezclas específicas, es una gran fuente de energía ya que es producido a partir del gas y puede ser utilizado por las celdas combustibles; puede además, ser aplicado en la generación eléctrica, calentamiento comercial y residencial y en propósitos industriales y agrícolas; presenta la desventaja de tener una baja densidad lo que conlleva a que disminuya su poder energético.

En la tabla 9, se presenta una comparación de las propiedades del diesel obtenido a partir de refinación convencional en diferentes regiones del mundo y el diesel GTL.

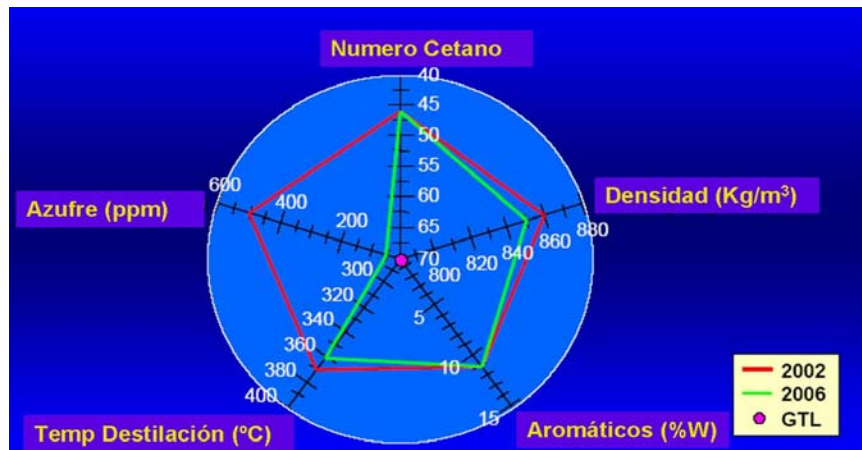
Tabla 9. Comparación de las Propiedades del Diesel GTL y el Convencional

Propiedad/País	Europa	US	Japón	Diesel GTL
Número de Cetano	51	40	50	70+
Densidad a 15°C, máx.	0.845			0.770
Destilación				
T90, máx.	360	338	360	320
PAH, wt %	11			<1
ppm Azufre				<5
2002	350	500	500	
2005	50		50	
2006		15		
2008	10		10	

Fuente: *Fundamentals of Gas to Liquids*

En la tabla anterior se muestra, que las especificaciones de calidad, diferentes al contenido de azufre, son más estrictas en Europa que en los Estados Unidos, con la excepción de California. Particularmente, la especificación del numero de cetano de 51 en Europa, comparado con solo 40 en Estados Unidos, mientras que Japón con un numero de cetano de 50, está mas cerca al nivel Europeo. La especificación Europea también incluye, el contenido de hidrocarburos poli-aromáticos (PAH), los cuales son considerados formadores de material particulado. Por su parte el diesel GTL, tiene un número de cetano mucho mas alto, una densidad mas baja y esencialmente un mínimo contenido de azufre y aromáticos. En la figura 18 ,se muestra más esquemáticamente las propiedades del diesel GTL en comparación con el diesel convencional.

Figura 18. Propiedades del Diesel GTL vs el Diesel Convencional



Fuente: Society Petroum Engineering

El bajo contenido de azufre del diesel GTL es muy beneficioso al momento de mezclarlo con el diesel convencional, siempre y cuando éste también contenga baja cantidad de azufre. Por ejemplo, para disminuir el contenido de azufre en un diesel de 2,000 ppm a 50 ppm mezclándolo con diesel GTL se necesitará una relación de 39:1²¹, de igual manera para bajar el contenido de azufre de 500 ppm a 50, se necesitará una relación de 9:1²².

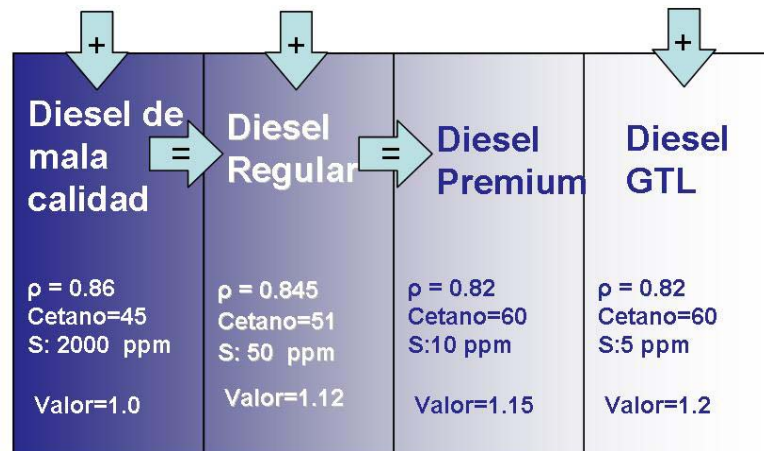
Por otra parte, es atractivo utilizar diesel GTL como componente de mezcla en mercados como Estados Unidos y Europa, con el propósito de aumentar el número de cetano, y de esta manera aumentar el precio de este combustible, hasta en US\$ 5 por tonelada, con solo aumentar el número de cetano en 5 puntos, si el precio del diesel es elevado, mayor sería la remuneración obtenida de este tipo de mezcla.

²¹ YOST, Douglas; OWENS, Edwin. *Fundamental of gas to liquid: GTL fuels improve air quality. Petroleum Economics*. Londres, Inglaterra. 2003; p. 34-37

²² Raytheon Engineers and Constructors

En la figura 19, se observa esquemáticamente como al ir adicionando diesel GTL al convencional se aumenta su calidad y su precio hasta en un 20%, principalmente se disminuye la densidad y el contenido de azufre, y se aumenta el número de cetano.

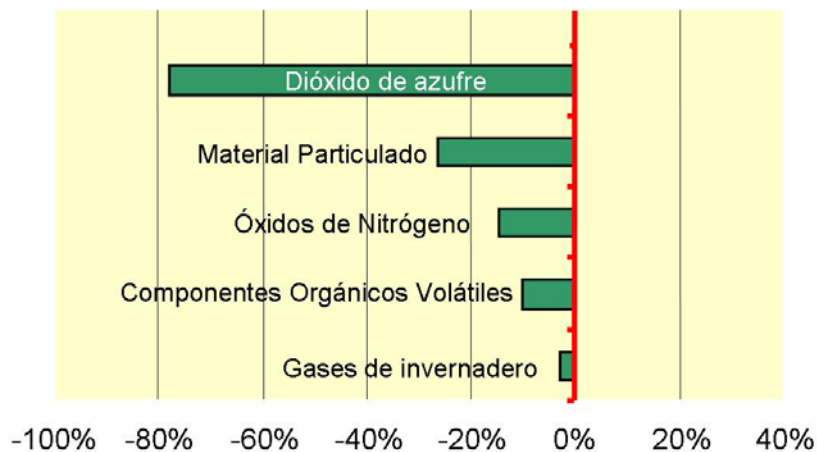
Figura 19. Esquema del aumento de la calidad del diesel



EL diesel GTL no puede ser utilizado 100% en los motores diesel convencionales, debido a su baja densidad, ya que se requeriría más galones de combustible para un determinado kilometraje comparado con el diesel convencional. Mediante pruebas realizadas por la empresa Daimler Chrysler en Alemania se ha determinado que con los estadares actuales del deisel de California es recomendable una mezcla del 30 % diesel GTL y 70 % Diesel de bajo contenido de azufre para obtener una mayor eficiencia y una disminución en la emisión de contaminantes en motores diesel convencionales, sin necesidad de realizar cambios al motor. Muchas de las empresas automotores como Civic, Honda, Toyota, entre otras, ya se han adelantado al futuro y poseen diseños de vehículos que pueden usar 100 % diesel GTL, y se empezaran a fabricar en los próximos años.

Por las características del diesel GTL, este se convierte en un producto con un amplio mercado internacional, ya que presenta mejores especificaciones de calidad, y menor descarga en emisiones de partículas contaminantes, tal como se muestra en la figura 20, que las requeridas en el futuro, por los entes reguladores ambientales. Destacándose principalmente una disminución del 80% en las emisiones de dióxido de azufre y un 25 % en las de material particulado.

Figura 20. Emisiones del Diesel FT relativo a un Diesel Convencional



Fuente: Conoco Phillips. 2003 LCA Study

3.1.2 Nafta. La nafta es el segundo producto en cantidad que se produce en una planta GTL y varía entre el 15 y el 25% de la producción total, dependiendo del tipo de proceso que se utilice. Este producto es de muy alta calidad y altamente parafínico; pero con la desventaja que presenta un bajo octanaje y por lo tanto no es adecuado para abastecer motores a gasolina, pero por otra parte es ideal como alimento para la manufactura de etileno y parafina natural. La pureza de la nafta GTL, conllevan a la producción de etileno de mayor calidad, comparado con el producido a partir de la nafta convencional de una refinería. Las características y propiedades más importantes de la nafta, se presentan en la tabla 10, de las que se descartan

un octanaje (ROM) de 40, mucho menor que el octanaje de la gasolina convencional de 83.

Tabla 10. Características de la Nafta GTL

Propiedad	Valor
Densidad, g/ml 60°F	0.69
Contenido de Sulfuro, %wt	0
ROM*	<40

Fuente: *Fundamental of gas to liquids*

3.1.3 Productos Especializados. Además de los destilados medios, una planta de GTL también puede producir un rango especializado de productos, tales como parafinas normales, un producto importante en la industria de elaboración de detergentes para la producción del lineal alquil benceno (LAB), ceras y lubricantes base aceite. Las parafinas normales de una planta de GTL disponibles para la elaboración de detergentes se encuentran en el rango del C₁₀ al C₁₃. La generación de este tipo de productos depende en gran medida de la selección del catalizador y las condiciones del proceso.

Las ceras producidas por la tecnología GTL, virtualmente no contienen azufre, presentan baja viscosidad, bajo punto de niebla y baja volatilidad, que las hacen excelentes bases para la producción de lubricantes, en comparación con los productos obtenidos a partir de procesamientos convencionales. Si se desea aumentar la producción de diesel en una planta de GTL, estas ceras se llevan a un tratamiento para romper las moléculas largas y obtener moléculas mas cortas.

* **Numero de Octano de Investigación o RON:** que se representa como RON o simplemente R y que se determina efectuando una velocidad de 600 revoluciones por minuto (rpm) y a una temperatura de entrada de aire de 125°F (51.7°C)

Los lubricantes son otra categoría de productos GTL que han sido considerados en futuras inversiones, estos productos son de gran calidad y poseen excelentes propiedades como alto índice de viscosidad y baja volatilidad, lo cual aumenta la lubricación en los motores, aumentando así su vida útil. Además de estas propiedades, estos lubricantes son altamente biodegradables por lo cual generan menos impacto al medio ambiente. Actualmente se está implementando la producción de lubricantes en la planta de Shell en Bintulu (Malasia) para producirlos a partir del craqueo catalítico de las ceras.

3.1.4 GLP. El gas licuado de petróleo (GLP), es una mezcla de hidrocarburos livianos constituida principalmente por C₃'s (propano y compuestos derivados de éste) y C₄'s (butanos y compuestos derivados de éstos), en proporciones variables y que a condiciones normales es gaseosa y al comprimirla pasa a estado líquido. Puede producirse en plantas de procesamiento de gas natural o en refinerías, especialmente en plantas de ruptura catalítica. En una planta de GTL se obtiene en una proporción que varía del 0-15%, y depende de la selectividad del catalizador, lo cual, para el caso de catalizadores de cobalto se obtienen menor cantidad de GLP que con el catalizador de hierro. También es dependiente de las características del gas de alimento a la planta, ya que no todo el gas es 100% metano por lo cual se debe retirar al máximo los otros componentes intermedios, dentro de los cuales se encuentran C₃ y C₄, que en la mayoría de las ocasiones se presentan en una concentración apreciable.

El GLP es utilizado especialmente como combustible doméstico, también puede usarse como combustible en hornos, secadores y calderas de diferentes tipos de industrias, en motores de combustión interna y en turbinas de gas para generación de energía eléctrica.

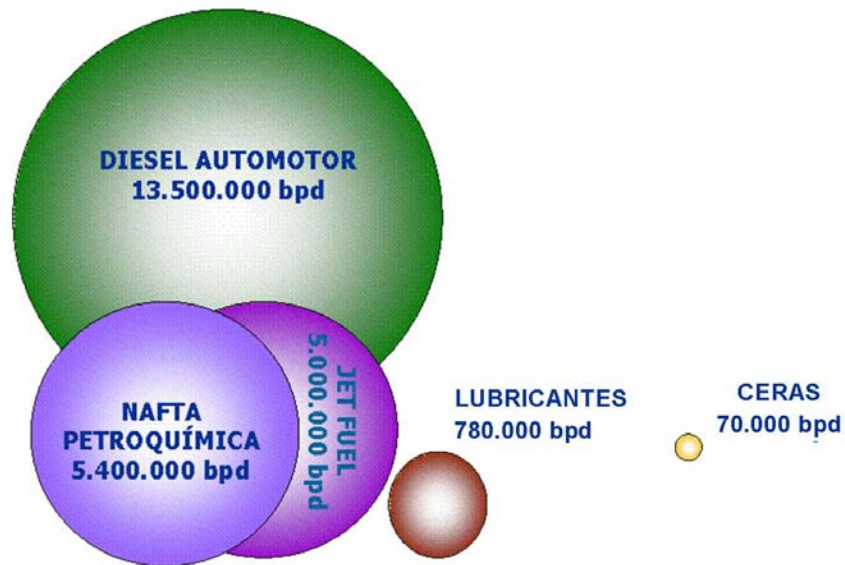
3.1.5 Queroseno. También se denomina Jet-Fuel o combustible para aviones. Este producto se produce en muy poca cantidad en una planta GTL, sin embargo algunas compañías podrían producirlo optimizando las condiciones de operación. Según estudios realizados por Shell las oportunidades para el mercado del diesel son mayores que el mercado del queroseno, sin embargo en su segunda generación de plantas GTL, Shell ha realizado muchos estudios de ingeniería para producir queroseno.

3.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA

En esta etapa del proyecto, se deben analizar las vías de comercialización tanto nacionales como internacionales; en primer lugar la situación actual de autoabastecimiento en la que se encuentra Colombia, en la que urgentemente se necesitan nuevas fuentes de producción, principalmente de combustibles líquidos, por un lado debido a la disminución en las reservas petrolíferas y la falta de nuevos descubrimientos, y por otro lado la deficiente capacidad de las refinerías y las especificaciones de calidad de los productos que se generan en estas; pero además es necesario tener en cuenta, que las exigencias de calidad de estos productos en nuestro país, no son tan estrictas como en otros mercados externos.

La demanda de los productos convencionales a nivel mundial se presentan en la figura 21, donde se muestra que el producto con mayor demanda es el diesel automotor, seguido por la nafta petroquímica y el Jet Fuel; posteriormente se encuentran los lubricantes y las ceras, que por ser productos especializados y de mayor valor comercial, presentan un mercado mas reducido. Esta demanda correspondería a la demanda actual potencial de los productos Fischer Tropsch.

Figura 21. Demanda Mundial de los productos convencionales



Fuente: SasolChevron

3.2.1 Demanda Mundial. El mercado global de los destilados medios, se encuentra alrededor de los 27 millones b/d, correspondiendo a este, una gran fracción del amplio mercado de los combustibles, presentando un promedio histórico de crecimiento del 3% anual durante la última década²³.

Diesel. Del mercado global tratado anteriormente, se estima que la demanda de diesel sea de unos 14 millones b/d y se proyecta un ritmo de crecimiento igual al de los destilados medios durante los próximos años, en base a esto, se espera que la demanda de diesel para el año 2010 exceda los 16.2 millones b/d.

A diferencia de los otros derivados del petróleo, el mercado del Diesel europeo es más grande que el mercado de Estados Unidos, este mercado

²³ SasolChevron. *GTL products: changing paradigms meeting market challenges*. Doha, Qatar. 2003

cuenta con aproximadamente el 42 % del parque automotor, esto debido principalmente a que los consumidores Europeos entienden completamente los beneficios del diesel y toman ventaja de incentivos arancelarios y de prestaciones económicas. La demanda en los países de Europa Occidental se estima en 3.5 millones b/d; seguida de Europa se encuentra la región del Pacífico asiático con una demanda de 3 millones b/d y posteriormente por Norte América con 2.8 millones b/d.

Cabe destacar la demanda de países europeos como Francia (610,000 b/d), Alemania (570,000 b/d) y España (550,000 b/d), con un crecimiento anual del 4%; a pesar de la gran demanda de diesel en Europa, el porcentaje de aumento de la demanda es mayor en Estados Unidos con aproximadamente el 5% al año, debido a que no solo es ampliamente utilizado en vehículos pesados, sino también en vehículos deportivos con motores diesel. El mercado de Asia es similar en tamaño al mercado de Estados Unidos, con un estimativo de 2.7 millones de barriles por día en el 2004, Sin embargo, estas estadísticas tienen mucha incertidumbre ya que la mayor demanda se presenta en ciudades con poco desarrollo, donde no se reporta por separado el consumo de diesel y gasolina. En el caso de China se espera que debido a su rápido desarrollo, el crecimiento se mantenga por encima del 3% anual.

En general, basados en el crecimiento económico y las tendencias regionales, se observa que la demanda de destilados medios, continuará creciendo a un ritmo del 3% anual, pasando de 27 millones b/d en la actualidad, a 44 millones b/d para el 2020; de los cuales 22.5 millones b/d, corresponderán al diesel. Las predicciones del crecimiento del mercado varían mucho, BP cree que para el 2015 se podrán valorizar a través de la aplicación de la tecnología de GTL 20,000 MMPCD, a partir de 15 plantas a nivel mundial obteniendo entre 1.8 y 2.0 millones b/d de combustibles

limpios, este valor no es un riesgo para el mercado internacional ya que solo representaría cerca del 2% de la demanda de diesel para el año 2020.

Nafta. El mercado más fuerte para este tipo de calidad de nafta se encuentra en Asia, particularmente en Japón y Corea del Sur. Según un reciente estudio realizado por SasolChevron, la demanda mundial de Nafta se estima en 5.4 MM b/d, de los cuales 2.4 MM b/d, corresponden a la demanda Asiática, en donde Japón se constituye en uno de los principales consumidores de este producto, con un consumo de 620,000 b/d, teniendo que importar para abastecer su demanda 500,000 b/d.

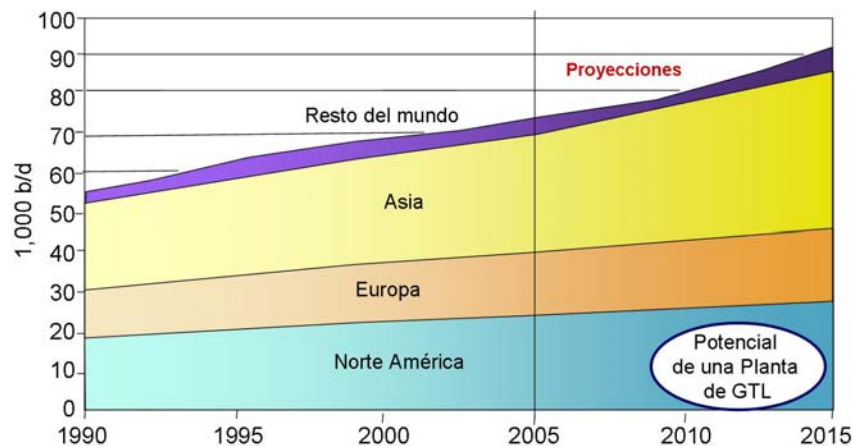
Lubricantes. Se proyecta un incremento en la demanda de todos los lubricantes, pasando de 720,000 b/d en el 2002, a 850,000 b/d en el 2010, que dependerá de los esfuerzos que los países industrializados hagan para aumentar su capacidad de hidroprocesamiento. Además se proyecta que la capacidad de procesamiento de bases de ceras tenga un buen crecimiento, más allá de la demanda actual que se estima en unos 250,000 b/d por día. Debido a que este mercado es muy pequeño y una planta de GTL a gran escala puede producir un 30% de este producto de su capacidad total, esto generará un gran impacto en el mercado mundial, en el orden del 12%.

El proyecto de ExxonMobil anunciado en Qatar producirá cerca de 30,000 b/d de bases para lubricantes, y asumiendo que en el 2020 exista una capacidad mundial de GTL de 2 MM b/d se espera que el mercado cuente con una oferta adicional de 300,000 b/d de este producto FT.

Ceras. El mercado global de las ceras está alrededor de 70,000 b/d, de los cuales la mitad la utilizan para obtener ceras de alta calidad. El mercado más grande es el Asiático con el 35 al 40% de la demanda mundial, seguido por los Estados Unidos que esta entre el 25 y el 30%. El crecimiento en el

mercado ha sido sostenido durante los últimos 25 años, y algunos modelos de proyección sugieren que este crecimiento continuará por los próximos 15²⁴. En la Figura 22, se muestran el mercado de las ceras y sus proyecciones hacia el futuro.

Figura 22. Mercado Global de las Ceras



Fuente: Oil and Gas Journal

Queroseno. El queroseno GTL es vendido a un alto precio en mercados especiales muy limitados en tamaño, este producto es atractivo en el mercado del combustible para aviones tipo Jet A1, pero debe ser mezclado para cumplir las especificaciones y no hay ningún tipo de remuneración por el incremento en la calidad, ya que hay muy pocos consumidores y poco interés en las regulaciones ambientales para justificar un aumento en el precio.

3.2.2 Demanda Nacional

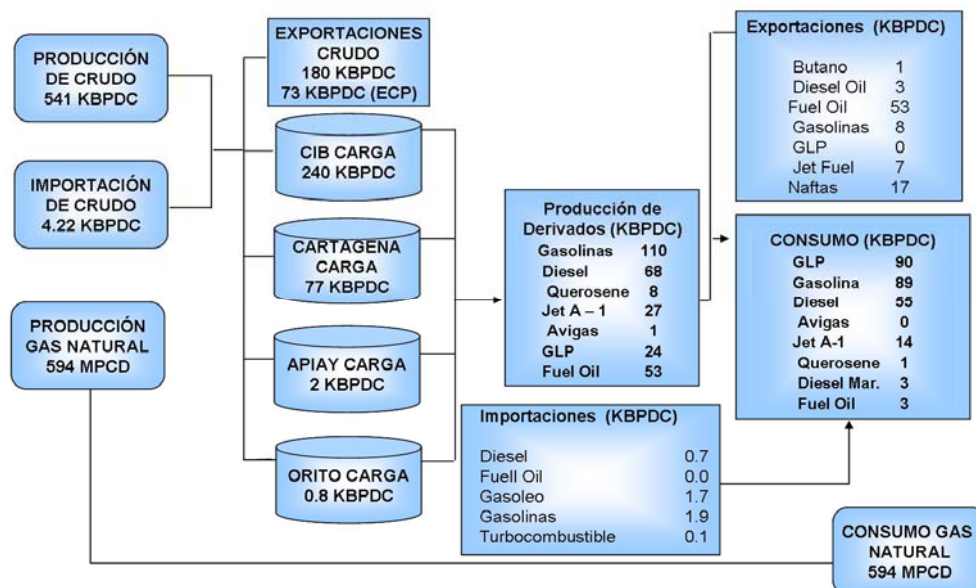
Antes de realizar una descripción del mercado nacional de combustibles, es preciso hacer un balance general actualizado, del sistema de abastecimiento Colombiano, así como la infraestructura de producción de combustibles que

²⁴ RAHMIM, Iraj. GTL Prospects. Oil and gas Journal. Marzo de 2005.

actualmente se encuentran en operación. El país cuenta con la siguiente infraestructura para el abastecimiento de combustibles, Dos refinерías: Cartagena de 80,000 b/d y Barrancabermeja de 240,000 b/d, la carga diaria la abastece el 71 % del mercado nacional y el 29% restante es exportado; Dos Mini refinерías: Apiay de 2,500 b/d, destinada básicamente a producir Asfalto, y Orito de 2,000 b/d, para abastecer las necesidades internas de la Superintendencia; adicionalmente el país cuenta con una refinерía privada de 14,000 b/d en el Magdalena Medio (Refinare).

En la figura 23, se muestra detalladamente el flujo de abastecimiento de combustibles en Colombia, especificando la carga de crudo a cada una de las refinерías, la producción total de derivados y lo correspondiente a consumo interno, exportaciones e importaciones. Colombia exporta derivados a países de la costa caribe como: México, Puerto Rico, Costa rica, Panamá, entre otros e importa crudo y derivados de Venezuela²⁵.

Figura 23. Flujo de Abastecimiento de Combustibles

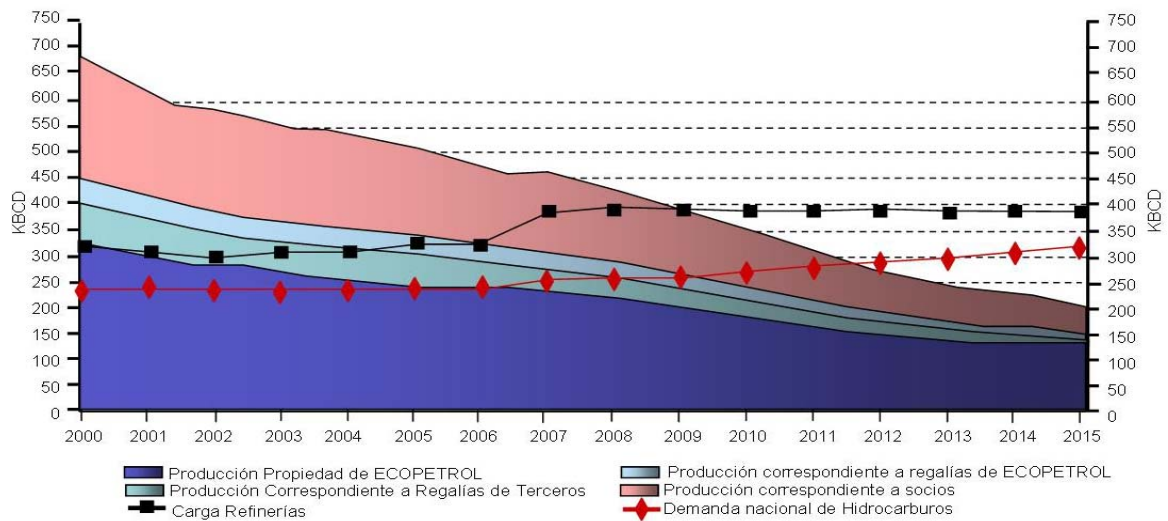


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

²⁵ ECOPEL S.A. Gerencia de Comercio Internacional. 2003

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, ha proyectado que según las condiciones actuales de producción de crudo, ECOPETROL se verá obligado a comprar crudo a sus socios después del año 2009, como se muestra en la figura 24.

Figura 24. Panorama de desabastecimiento de crudo en Colombia



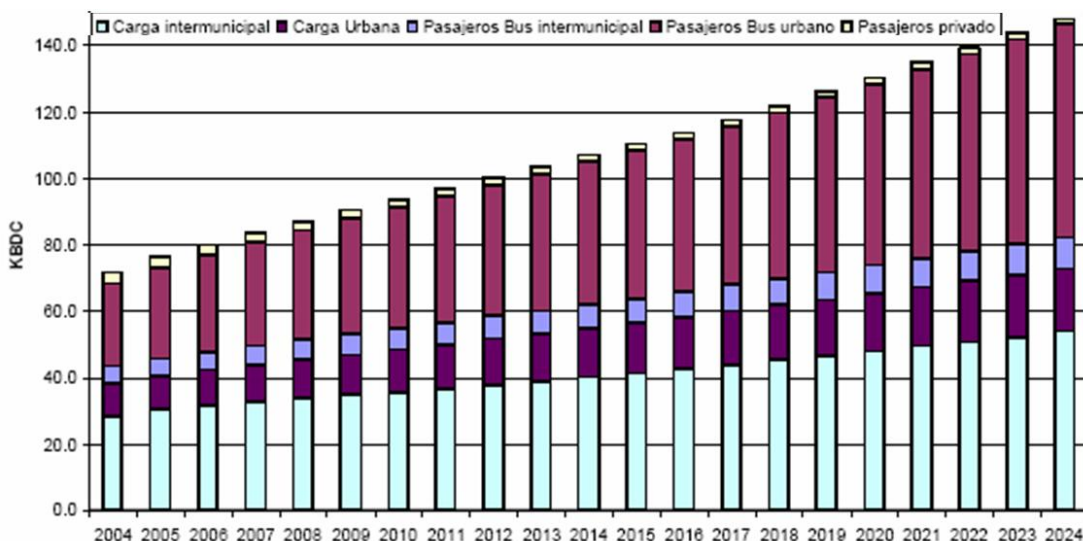
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

La demanda de diesel pasó de 69,057 b/d en agosto del 2004 a 76,238 b/d, en diciembre del mismo año según el último reporte presentado por la vicepresidencia de Refinación y Petroquímica de ECOPETROL. El panorama de los combustibles ha cambiado, en el año 1999 el consumo de gasolina motor era de 115,116 b/d y 53,581 b/d de diesel (ACPM)²⁶, a diciembre de 2004, la demanda de gasolina sólo llegó a los 87,648 b/d, mientras que el diesel sigue ganando participación, en el mercado automotor. Según la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), el consumo de diesel durante el primer semestre del año 2005 aumentó 11,9 %, siendo el de mayor crecimiento dentro del segmento de combustibles. Mientras que el consumo

²⁶ <http://www.la-republica.com.co/noticia.php/>

de gasolina (corriente y extra) continúa bajando en cerca de 1,5 % y además posee el 46% del mercado, mientras que el diesel el 37% de los combustibles y con tendencia a seguir creciendo. La demanda del diesel se proyecta en aumento, especialmente en el sector del transporte de carga intermunicipal, seguido por transporte de Carga Urbana (Figura 25).

Figura 25. Proyecciones de Consumo de diesel por sector en Colombia



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Según el plan maestro de Cartagena con la ampliación que se le realizará a esta refinería en 70,000 b/d a un costo aproximado de 750 millones de dólares²⁷, el diesel de consumo interno tendrá un contenido azufre de 500 ppm para el año 2008 y el de exportación de 30 ppm.

²⁷ Audiencia Informativa de Ecopterol. Plan Maestro de la refinería de Cartagena - Proyecto de expansión. ECOPETROL S.A. Bogotá, Colombia. Junio de 2004.

3.3 ANÁLISIS DE OFERTA DE LOS PRODUCTOS FISCHER-TROPSCH

3.3.1 Plantas Existentes. En la actualidad, Sudáfrica es el líder mundial en producción de combustibles sintéticos, siendo *Sasol* la compañía productora con 160,000 b/d de hidrocarburos líquidos a partir del gas derivado del carbón, en un complejo integrado por tres plantas situadas cerca de Johannesburgo, Sudáfrica. Otra planta que se encuentra en funcionamiento en el mismo país, la cual utiliza gas natural convencional enviado por gasoducto desde Mozambique, y que es operada por *PetroSA* y *Statoil*, es el denominado complejo *Mossgas*, el cual produce un total de 27,000 b/d, de productos GTL. Estas plantas en Sudáfrica suplen demandas internas de combustibles y para el caso de sasol que utiliza reactores synthol avanzado en su planta en secunda, los productos obtenidos son principalmente especializados debido a que se produce principalmente oleofinas y naftas, los cuales son exportados a mas de 80 países del mundo, especialmente en Europa. Por su parte, *Shell* inauguró su planta GTL en el año de 1993, en Bintulu, Malasia; la cual funciona con el gas proveniente de los campos petroleros del área marina de Sarawak; la planta de Bintulu produce 14,700 b/d de diesel, queroseno y naftas limpias, los cuales son comercializados en el mismo país.

Para concretar, en lo que a plantas comerciales se refiere, en la actualidad existen tres grandes complejos que utilizan la tecnología Fischer-Tropsch, presentando una producción total de 200,000 b/d, como se muestra en la tabla 11; en la cual también se observan dos plantas comerciales que se encuentran en construcción, cada una con una capacidad estimada de 34,000 b/d a partir de gas natural; una ubicada en Nigeria y construida por la compañía SasolChevron, y la otra situada en Qatar, y construida por la unión de las compañías Sasol y Qatar Petroleum.

Tabla 11. Localizaciones y capacidades de las plantas GTL existentes.

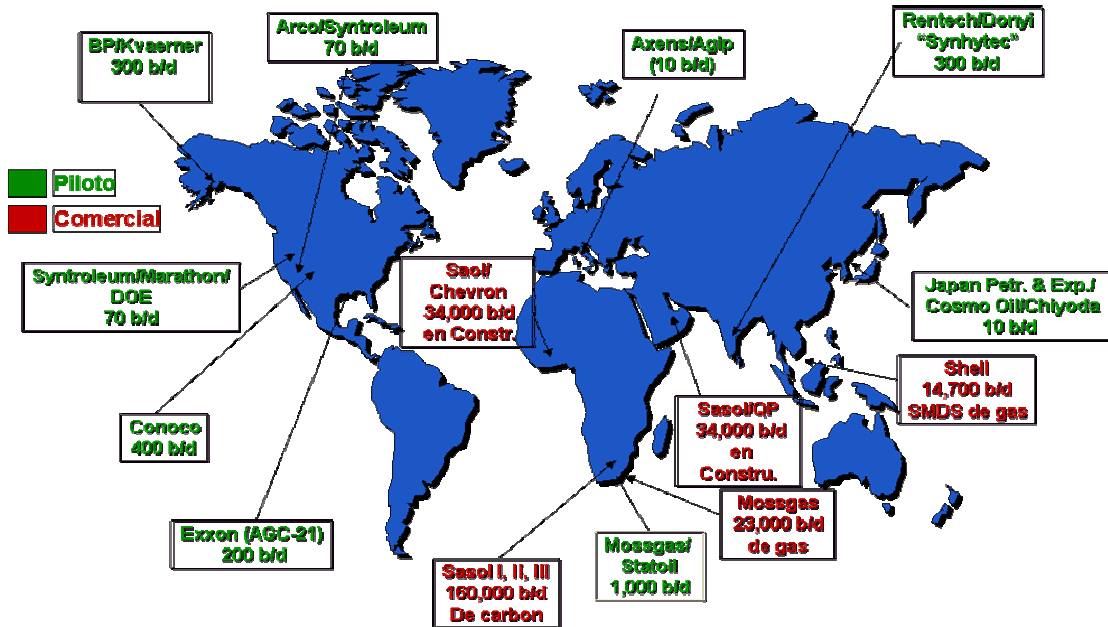
Ubicación	Compañía	Capacidad B/D
Johannesburgo, Sudáfrica	Sasol	160.000
Sudáfrica	PetroS.A - Statoil	27.000
Bintulu, Malasia	Shell	14.700
Nigeria	Sasol - Chevron	34.000
Qatar	Sasol – QP	34.000

Por otra parte, alrededor del mundo existe una serie de plantas pilotos o experimentales. En el año 2003, la compañía *ConocoPhillips* terminó la construcción de una planta de demostración de GTL en la Ciudad de Ponca, Oklahoma (USA), con una capacidad de 400 b/d; *BP* inició la producción de combustibles sintéticos en una planta GTL experimental diseñada para producir 300 b/d, la cual tuvo un costo de 86 millones de dólares, dicha planta se encuentra situada en Nikiski, cerca de Kenai, Alaska (USA). *ExxonMobil Corp.* ha invertido más de 500 millones de dólares en la investigación de la tecnología de conversión de gas a líquidos desde 1981 y posee una planta experimental comercial en su refinería de Baton Rouge, Luisiana (USA) con una capacidad de 200 b/d. También se encuentran otras alrededor de todo el mundo, en países como Sudáfrica, Japón, India, Italia y USA, en conjunto superan la producción de 2,200 b/d de productos sintéticos, como se muestra en la tabla 12. A su vez en la figura 26, se muestran en conjunto tanto las plantas pilotos, como las comerciales que se encuentran en funcionamiento en la actualidad.

Tabla 12. Localizaciones y capacidades de las plantas Piloto de GTL.

Ubicación	Compañía	Capacidad b/d
Oklahoma	ConocoPhillips	400
Nikiski, Alaska	BP	300
Oklahoma	Syntroleum/Marathon/DOE	70
Luisiana, EUA	Exxon (AGCC - 21)	200
Sudáfrica	Statoil	1000
Japón	Japan Petr. & Exp./Cosmo Oil/Chiyoda	10
India	Rentech/Donyi "Synhytec"	300

Figura 26. Plantas GTL Existentes en el Mundo

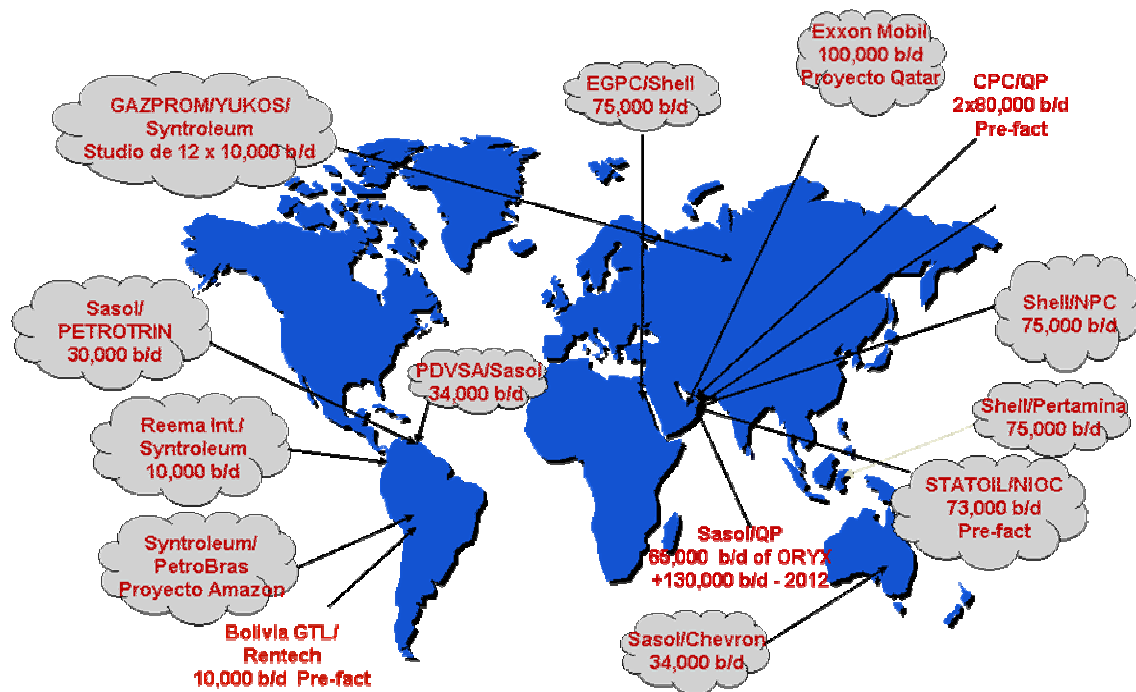


3.3.2 Plantas Proyectoadas. En general son muchas las compañías y los países que se encuentran interesados en proyectos de esta envergadura, y por lo tanto son numerosos los proyectos que se tienen proyectados, de los cuales unos ya se encuentran en sus etapas de factibilidad, a continuación describiremos los proyectos mas importantes a nivel mundial, y las compañías interesadas en ellos:

Shell luego de sus primeras inversiones en Malasia, está considerando diversas localizaciones tales como Argentina, Australia, Egipto, Indonesia, Irán, Malasia, Qatar y Trinidad, para la construcción de su primera planta a gran escala. El plan actual contempla construir una planta con una capacidad de producción de 75,000 b/d, para el año 2007, y comprometerse con cuatro de esas plantas para fines del 2010, cada planta podría costar 1,500 millones de dólares. ChevronTexaco y Sasol crearon un consorcio para expandir la tecnología a nivel mundial y en el momento están construyendo una planta

de GTL en Escravos, Nigeria, donde el inicio de la producción esta prevista para el 2006. La producción inicial totalizará 34,000 b/d, pero la planta podrá ampliarse para producir 120,000 b/d. El consorcio espera invertir aproximadamente 5000 millones de dólares para el año 2010 en un total de cuatro proyectos de GTL en todo el mundo. ExxonMobil Corp. está llevando a cabo un estudio de factibilidad para la construcción de una planta de gran escala en Qatar que podría convertir las reservas del campo North, a un régimen de 75,000 b/d. Qatar pronto podría albergar varias plantas con una capacidad de generación superior a los 200,000 d/b de combustibles sintéticos. En general, en la figura 27 se pueden apreciar las localizaciones y capacidades estimadas de las plantas de GTL comerciales potenciales que estarían en operación para el año 2012. En conjunto todos estos prospectos totalizarían una producción de más de 1,300,000 b/d.

Figura 27. Principales Plantas de GTL Proyectadas en el Mundo



3.4 BALANCE OFERTA - DEMANDA

Realizando un análisis tanto de la oferta como de la demanda, se llega a varias conclusiones que permitirán definir aspectos técnicos del proyecto. Como primera medida el mercado de las ceras FT de alta calidad es bastante reducido y se proyecta a ser cubierto con la producción de las plantas GTL de propiedad de las compañías Sasol, Shell y ExxonMobil que se construirán en el futuro; además de esto actualmente esta bajo construcción la planta CERAVEN²⁸, en la refinería de Cardon en Venezuela, la cual producirá ceras de alta calidad, cubriendo la demanda Latinoamericana; para el caso de los lubricantes el mercado es también reducido, sumado ha esto el predominante uso en Suramérica de lubricantes monogrado, en vehículos viejos. Por otra parte el mercado del diesel, presenta proyecciones de crecimiento en la demanda tanto nacional como internacional, y gran potencial debido a sus características de calidad; en el caso de las parafinas, presentan gran demanda como alimento de refinamiento. Por todo esto, se recomienda la selección del proceso que permita una producción máxima de diesel y de parafinas.

3.5 CANALES DE DISTRIBUCIÓN

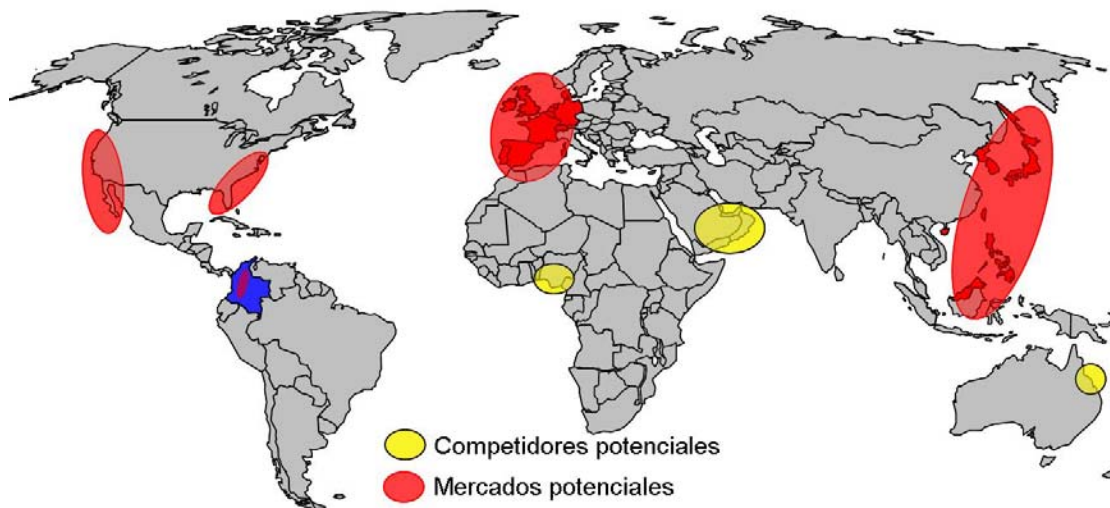
Analizando el mercado de los productos y el balance oferta demanda, se potencializan como mercados objetivos las zonas en color rojo, que se muestran en la figura 28, donde Estados Unidos y Europa son los mercados potenciales para el diesel, pero este ultimo al encontrarse a una gran distancia de Colombia y por ser el mercado objetivo de los grandes proyectos en desarrollo en Qatar y Nigeria, representaría un potencial inferior al de Estados Unidos, para este proyecto. Por otro lado el mercado de las naftas y productos especializados estaría dirigido a países del pacifico Asiático, como

²⁸[http:// www.pdvsa.com/](http://www.pdvsa.com/)

Japón y China; destacando que los proyectos GTL que se localizarán en Australia, no representarían una competencia fuerte, debido a que las capacidades proyectadas son muy inferiores al mercado de estas regiones.

En cuanto al mercado interno colombiano, las zonas objetivos para la comercialización del diesel GTL, serían las grandes capitales donde se concentra la mayor contaminación y demanda, dirigidos especialmente a sistemas de transporte masivo.

Figura 28. *Mercados Potenciales de los productos FT*



3.6 ANÁLISIS DE PRECIOS

Antes de iniciar un estudio de los precios de los productos GTL tanto en el mercado nacional como internacional, es preciso realizar un análisis de los precios del gas natural.

3.6.1 Precios de la Materia Prima. En un proyecto de GTL, tanto el precio de venta en el mercado de los productos obtenidos, como el precio del Gas

Natural, tienen una importancia significativa en su viabilidad. Las oportunidades reales de factibilidad económica de este tipo de proyectos siempre han estado influenciadas por los precios del gas natural, el impacto que estos precios tienen sobre proyectos GTL, pueden ser apreciados en la tabla 13.

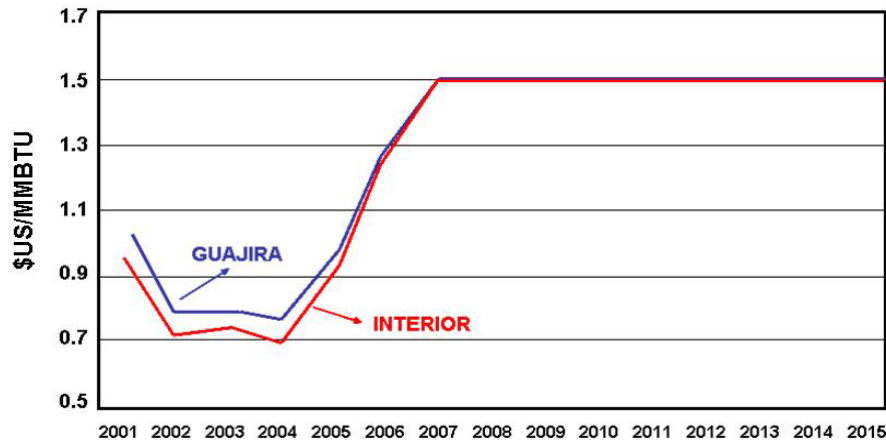
Tabla 13. Impacto del Precio del Gas Natural sobre Proyectos GTL

Costo Gas \$US/MMBTU	Costo Prod. \$US/BI	Impacto
0.5 - 1.0	15-20	Oportunidades reales para trabajar y desarrollar tecnología.
1.0 -1.5	20-25	Viabilidad para proyectos a gran escala.
1.5 - 2.0	25-32	Se necesitan cambios en el costo o el soporte gubernamental.

Fuente: Syntroleum Corporation

Para este tipo de proyectos el barril de crudo debe estar por encima de \$US 20; teniendo en cuenta esto y los altos precios del petróleo en la actualidad que han alcanzado precios de mas de \$US 60 por barril, es posible que algunos proyectos GTL, tengan viabilidad económica a precios mas altos del Gas natural, aunque con un gran riesgo. En el caso de Colombia y debido a la regulada estructura que existe actualmente, no es difícil predecir el comportamiento de los precios del gas natural en boca de pozo, el cual para las principales zonas del país se presenta en la figura 29. Según este esquema, el cual muestra el precio del gas natural en boca de pozo para los próximos años en 1.5 \$US/MMBTU, un proyecto GTL en Colombia estaría limitado a uno de gran escala, además de que se necesitaría que el gobierno muestre buena disposición en materia tributaria y en apoyo económico, o que las empresas que en el futuro poseen la reservas de gas natural tomen la decisión de monetizar directamente estas, sin necesidad de que exista otra empresa que opere la planta de GTL.

Figura 29. Proyecciones de precios del en boca de pozo en Colombia.



Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG

3.6.2 Precios de los Productos FT. Antes de empezar a discutir el precio de los productos Fischer Tropsch es importante analizar el comportamiento de los precios del crudo a nivel internacional, ya que los productos Fischer Tropsch al ser comercializados como derivados del petróleo, su precio depende altamente de los precios del crudo. En la Tabla 14 se aprecia que los precios del petróleo se han incrementado vertiginosamente los últimos años, especialmente en los últimos meses del año 2004, donde ha alcanzado precios topes de hasta US\$ 56 por barril, debido a las continuas crisis políticas que se han presentado a nivel mundial. Estos muestran una gran volatilidad en los precios que dificulta una proyección de estos.

Tabla 14. Precios Internacionales del Crudo (US\$/b) 1997 - 2004

Crudo	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004*
USA WTI	20,56	14,36	19,30	30,37	26,00	29,49	31,11	53,32
Arabian Light	18,71	12,20	17,45	26,81	23,06	25,93	26,99	
Brent	19,06	12,71	17,91	28,44	24,46	27,04	28,81	49,74
Dubai	18,10	12,15	17,24	26,25	22,83	25,30	26,81	
Caño Limón – Col.	18,31	11,92	16,24	26,73	22,61	23,74	27,54	
Cusiana – Col.	19,08	12,91	17,53	29,50	26,00	25,87	30,65	
Vasconia – Col.	17,27	10,42	12,73	24,93	22,38	23,75	26,71	

Fuente: www.mees.com/energy_tables/basket.htm

El panorama actual de los altos precios del crudo permitirá el desarrollo de proyectos GTL, debido a que según analistas internacionales se espera que el precio del petróleo esté por encima de los 30 \$US/b²⁹, a este precio los proyectos de GTL podrían alcanzar una tasa interna de retorno (TIR) de por lo menos un 15% para el caso mas pesimista³⁰.

Los productos Fischer Tropsch por su alta calidad serán comercializados a precios mas elevados que los productos de una refinería convencional de crudo. Por ejemplo para el precio de venta del diesel de bajo contenido de azufre de una refinería, su precio de venta se encuentra entre 6 y 8 dólares por encima del precio del crudo, por su parte el diesel GTL puede ser comercializado entre 8 y 11 dólares por encima del precio del crudo³¹.

Los lubricantes FT pueden ser vendidos entre 20 y 25 dólares por encima del precio del barril de crudo, las ceras entre 30 y 35 dólares, y las naftas petroquímicas entre 10 y 12 dólares por encima del precio del crudo, según las principales ciudades del mundo³².

Para el caso de los precios de los combustibles en Colombia, existe una disparidad de precios entre la gasolina y diesel, debido a que el desmonte de los subsidios en la gasolina se inició primero que los desmontes del diesel, como se muestra en la figura 29.

Según los analistas, la disparidad de precios entre la gasolina y diesel se torna preocupante para la Nación debido a que ECOPETROL tiene que compensar los altos precios internacionales para sostener el costo actual de

²⁹ GARIS, D; OHADI, M. *Oil Price Increases and the Energy Industry: What Role for the Majors?*. SPE 93755. Bahrain, Bahrain. Marzo de 2005.

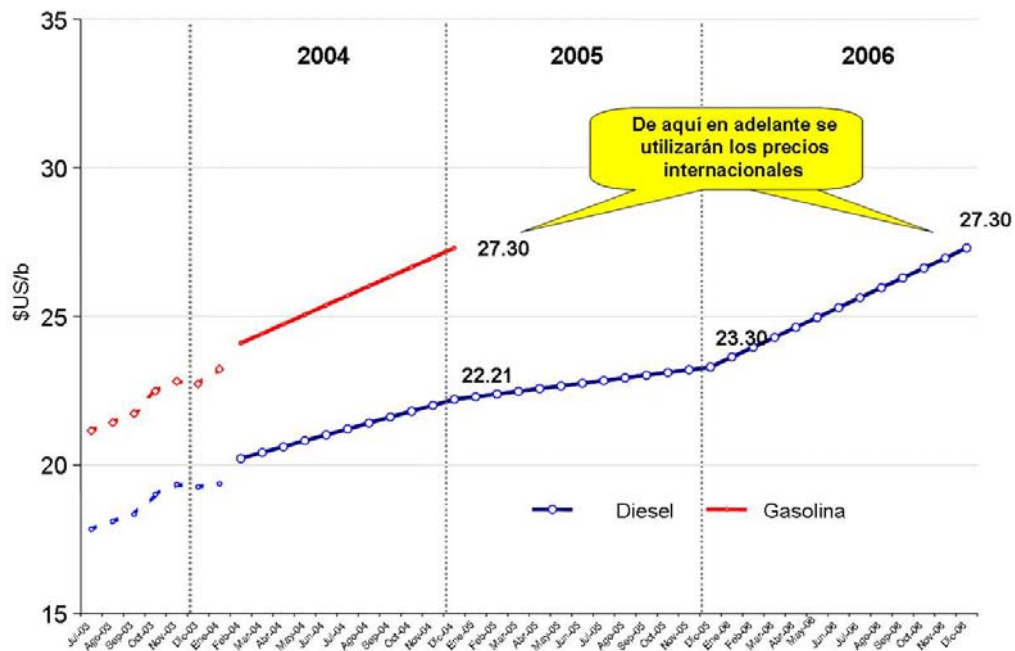
³⁰ BURKE, B. *Viable GTL in volatile market*. *Hydrocarbon Engineering*. Septiembre de 2003; p. 22

³¹ AL-SAADON. *Economics of GTL Plants*. SPE 94380. Texas, Estados Unidos. 3-5 Abril de 2005

³² CHAVRON SASOL. *GTL Products*. 5 conferencia de GTL en doha, Qatar. 27 febrero de 2005.

este combustible mientras se eliminan los subsidios³³. Algo que también es preocupante, es que los precios del combustible al consumidor son casi el doble del precio de lo que vende la refinería, debido a impuestos y ganancias de los intermediarios.

Figura 30. Proyecciones de precios en refinería de diesel y gasolina.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

3.7 DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA

3.7.1 Reservas Probadas de Gas natural en Colombia. En Colombia la industria ha estado orientada a satisfacer la demanda interna existiendo sin embargo la política de impulsar el desarrollo del sector, la oferta de gas en nuestro país consiste principalmente de gas asociado en el interior del país y de grandes yacimientos de gas libre en la Costa NorAtlántica.

³³ VERA, J. Política de precios de los combustibles en Colombia. Ministerio de Minas y energía. 2004

Los reservas remanentes de gas, a diciembre 31 de 2004, fueron estimadas en 7,489 GPC, de los cuales, 4,539 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización e incluyen una parte de la reservas de los campos del piedemonte Llanero, Cusiana y Cupiagua, que en un futuro podrán compensar la declinación de los campos ubicados en la costa norte del país.

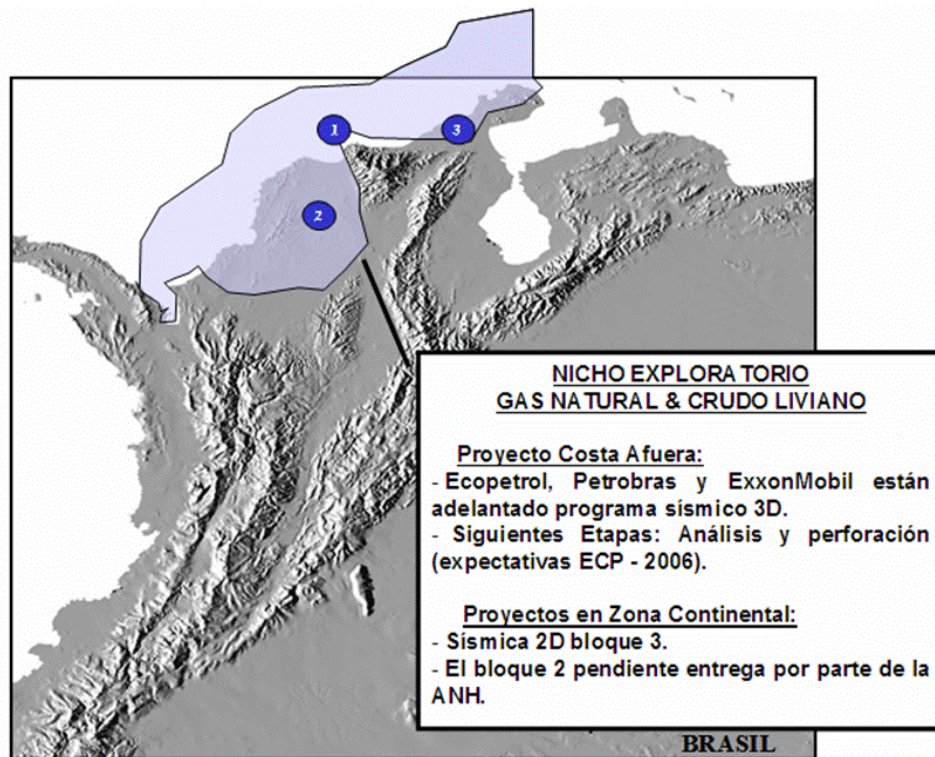
Por su parte, 2,651 GPC de gas no tiene a la fecha definido un esquema de comercialización. Sin embargo, este volumen podría estar disponible para su utilización dependiendo de las condiciones que se presenten en el futuro como son la entrada en operación de la planta de tratamiento de 180 Millones de pies cúbicos de gas natural para el abastecimiento del interior del país y programa de masificación del gas en Casanare.

3.7.2 Reservas Probables y Posibles de Gas natural en Colombia. El potencial de hidrocarburos de las cuencas sedimentarias, contabiliza 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, los cuales representan 96 TPC de gas natural potencial, distribuidos de la siguiente manera: El 56% en las cuencas con Producción y el 44% en las que actualmente no presentan producción. Por otra parte, ECOPETROL decidió en el año 2003 incursionar en forma directa en la exploración costa fuera, para lo cual solicitó los bloques Bahía, Jarara y Tayrona (Figura 30), los cuales se encuentran en una posición geográfica privilegiada, que le permiten al país tener una perspectiva de reservas de gas bastante optimista. La sísmica 3D desarrollada hasta el momento, ha permitido la identificación de alrededor de 12 *leads*, algunos de ellos con estimativos de reservas de mas de 6 Tpc de gas; Otros entre 2 - 4 Tpc y 0.5 - 1.5 Tpc, lo cual confirma el gran atractivo de la zona.

Lo anterior teniendo en cuenta solo las reservas convencionales de gas natural, ya que además existe un gran potencial de reservas de gas no

convencionales en forma de hidratos de 781 TPC³⁴ en la cuenca del caribe, y asociadas a mantos de carbón de 20 TPC³⁵, localizadas principalmente en La Loma, Cesar y en el Cerrejón, Guajira.

Figura 31. Zona exploratoria de la Costa Atlántica



Fuente: Carta Petrolera. Ecopetrol

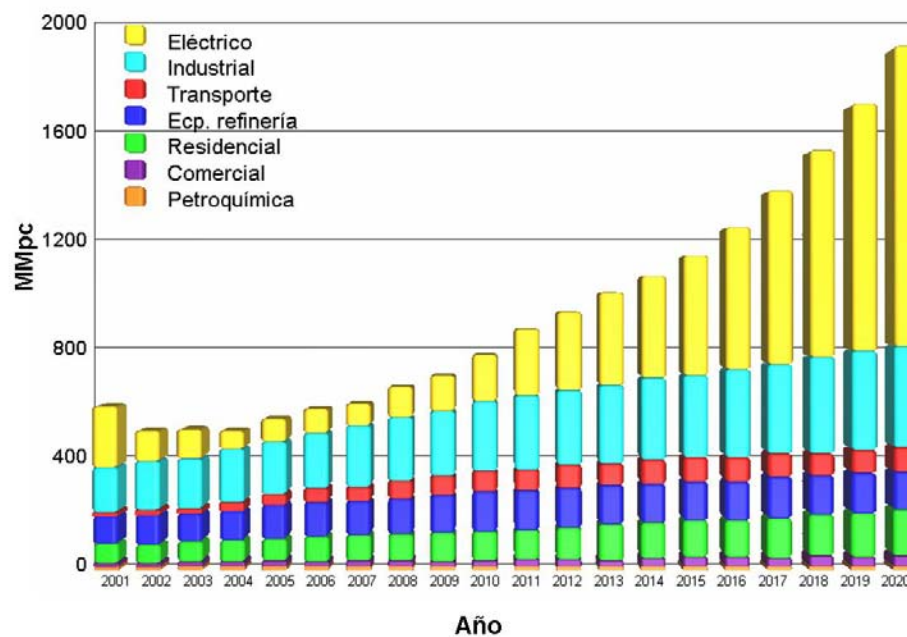
3.7.3 Demanda de Gas natural. Para el caso particular de Colombia, el consumo de Gas Natural en los años noventa tuvo un crecimiento anual a una tasa del 3%, pero teniendo en cuenta el consumo a partir del año 1993, año en el que se inicia el Plan de Masificación de Gas Natural, la tasa de crecimiento anual subió al 5.2%.

³⁴ CAICEDO, Javier; PINTO, Nelson. Esquemas de explotación de yacimientos de hidratos de gas. primera aproximación de un modelo matemático para el esquema de despresurización. Bucaramanga: Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander, 2003. p.49.

³⁵ WAPLES, D. Breaking Paradigms in Colombian Oil and Gas Exploration. Oil and Gas investment Conference, ANH. Cartagena, Colombia. Mayo de 2005

El consumo de gas natural, ha estado dominado por el sector termoeléctrico, sin embargo en los últimos años se ha observado una gran arremetida del consumo de este combustible por parte de las industrias, debido principalmente a su bajo costo y a la limpia combustión que este presenta; otros sectores en importancia de consumo son ECOPELROL, seguido por el doméstico, en menor importancia se encuentran el petroquímico y el gas natural vehicular. En el futuro se espera un aumento en el consumo especialmente en el sector eléctrico, industrial y domiciliario, como se muestra en la figura 32.

Figura 32. *Proyecciones de Consumo de Gas Natural por Sectores*



Fuente: *Cadena del gas natural 2002. UPME*

4. ESTUDIO TÉCNICO

Esta fase del proyecto es quizás la de mayor importancia y la que mas atención requiere; el estudio técnico nos permitirá determinar, aspectos de gran trascendencia en el desarrollo de un proyecto de esta envergadura, tales como la determinación del tamaño, localización y selección de la tecnología mas adecuada para la planta; buscando que todos estos factores, sean consecuentes con el comportamiento del mercado y las restricciones de orden financiero, en los que un proyecto GTL, se encuentra enmarcado.

4.1 TAMAÑO DE LA PLANTA GTL

El tamaño de la planta hace referencia a la capacidad en términos de la producción, que para este tipo de proyectos, se expresa en barriles por día (b/d); para su determinación, es necesario tener en cuenta diversos aspectos como: materia prima, mercado de los productos, costos y tendencia tecnológica, lo que impone un alto grado de complejidad.

4.1.1 Factores de Selección. Los factores de más importancia para la selección del tamaño de la planta, se presentan a continuación:

- ***Demanda del Mercado.*** En el mercado nacional, actualmente se están importando alrededor de 4,000 b/d de combustible diesel; con el aumento de la capacidad de la refinería de Cartagena en 70,000 b/d, se supliría la demanda de este combustible, desde la puesta en marcha del Plan Maestro hasta aproximadamente el 2012, año en el cual la demanda

llegará a 100,000 b/d³⁶; a partir de este momento, la capacidad de refinación del país no alcanzará para abastecer la demanda interna de este combustible. Según proyecciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el 2015 la demanda de diesel será de 110,000 b/d y de 130,000 b/d para el 2020; lo cual evidencia una demanda por cubrir de 30,000 b/d a esta fecha, parte de la cual se supliría con diesel GTL mezclado con el diesel convencional. En cuanto a la demanda internacional, el mercado de estos productos es bastante grande, y la capacidad de producción proyectada al 2020 de las plantas de GTL, de 2 millones de b/d, no alcanzaría a suplir ni el 2% de la demanda potencial de este combustible³⁷. Con esto una capacidad inicial planteada podría estar alrededor de los 50,000 b/d, para suplir en gran parte el desabastecimiento proyectado para el país.

- **Disponibilidad de Reservas de Gas Natural en Colombia.** Teniendo en cuenta la disponibilidad de materia prima, analizado en el estudio de mercado, existen actualmente en Colombia 2,3 Tcf de gas natural, sin ningún esquema de comercialización, ubicados en el interior del país, principalmente en los campos de Cusiana y Cupiagua, y de los cuales 1 Tcf serían consumidos en la operación propia de los campos; con esto solo habría disponibilidad de aproximadamente 1 Tcf, lo cual limitaría el tamaño de la planta a 10.000 B/d, dejando al país en un desabastecimiento futuro de gas natural según las proyecciones de consumo. Sin embargo, con la gran tendencia hacia la exploración en la Costa Atlántica, por parte de Ecopetrol, ExxonMobil y Petrobrás, se prospecta un potencial de reservas de gas natural en esta zona, alrededor

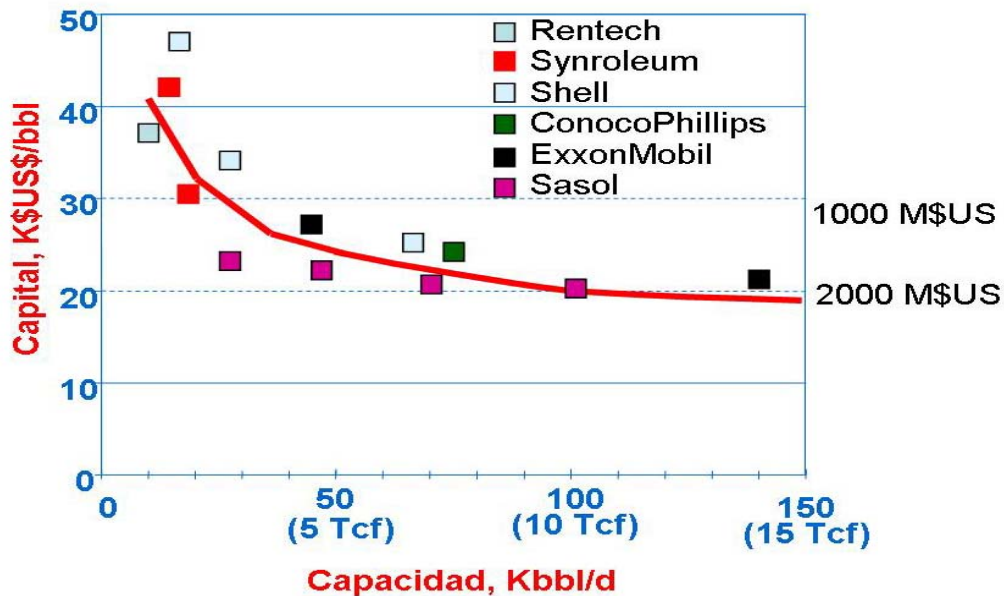
³⁶ ZAMORA, A. *Elementos de un Plan de Acción de Abastecimiento de Hidrocarburos, Derivados y Productos.* Agencia Nacional de Hidrocarburos. Diciembre de 2004

³⁷ MCNEILLIE, Graham. *Looking to the Future - BP Amoco's Gas-to-Market Outlook.* SPE 68149. Bahrain, Marzo de 2001

de los 40 Tcf³⁸. Este potencial de reservas permitiría el desarrollo de un proyecto GTL, a gran escala, el cual podría ser de la capacidad planteada en el factor anterior, de 50.000 B/d, con la utilización de 5 Tcf de reservas, y un alimento a la planta de 500 MMPCD de gas natural, este tamaño planteado, está basado en la mayoría de los proyectos a escala comercial, planeados por las compañías mas importantes.

- **Costos de Inversión.** La tendencia mundial en la tecnología GTL, por parte de las compañías multinacionales, presenta la construcción de plantas a gran escala, debido a los altos costos de inversión por barril producido requeridos para proyectos a pequeña escala, tal como se puede ver en la figura 33.

Figura 33. Capacidad de Plantas GTL Vs. Costos de Inversión

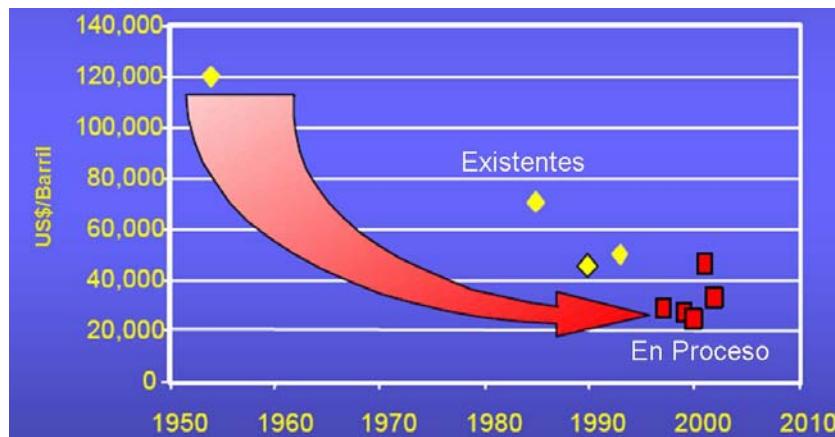


Fuente: Conoco Phillips

³⁸ Carta Petrolera. Septiembre de 2004; p. 33-35

En la figura anterior, se observa que para una planta de 10,000 b/d el costo de inversión sería de aproximadamente 400 millones de dólares (40,000 \$US/b), mientras que para una planta 50,000 b/d su inversión sería de aproximadamente 1,100 millones de dólares (22,000 \$US/b) y para plantas de 100,000 b/d en adelante, su inversión sería de aproximadamente 2,000 millones de dólares (20,000 \$US/b), lo que evidencia una relación costo/beneficio mayor para plantas a gran escala, en esta clase de proyectos se centran empresas como Sasol, Exxonmobil, Shell y ConocoPhillips. Los costos de inversión han avanzado mucho especialmente en los últimos años, como se muestra en la figura 34. La primera planta que se construyó en Sudáfrica en 1955 de 8,000 b/d a partir de carbón, tuvo un costo de inversión de aproximadamente 1,000 millones de dólares. El Complejo Secunda de 150,000 b/d, construido en 1982 tuvo un costo de inversión de 7,000 millones de dólares; Bintulu malasia (1993) con una capacidad inicial de 12,500 b/d tuvo un costo de 600 millones de dólares.

Figura 34. Evolución de los costos de inversión en plantas GTL



Actualmente los costos de inversión (CAPEX) en una planta GTL pueden estar entre 20,000 y 40,000 dólares por barril producido diariamente, que depende de la capacidad de la planta. Los costos anuales de operación

(OPEX) pueden ser de 5 a 7 % del CAPEX, dependiendo de la empresa. Es así que los costos de operación son de 3.03 a 8.48 dólares por barril de combustible sintético producido. Además, a medida que se aumenta la capacidad de la planta mejor será la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto y menores los costos de producción, por lo cual no se requerirán precios del crudo por barril muy elevados, como se muestra en la tabla 15, en la cual se presenta una sensibilidad del CAPEX en dólares por barril producido diariamente y el precio del crudo necesario para realizar el proyecto para un determinado TIR (%), analizando para cada caso los costos de operación al año de 5 y 7% del CAPEX³⁹. Por ejemplo para el caso de invertir 40,000 \$US/b (planta de 10,000 b/d) se necesita que por lo menos el precio del crudo este en aproximadamente 36 dólares por barril, y para un planta con un CAPEX de 20,000 \$US/b (planta >50,000 b/d) se necesita un precio del crudo por barril de aproximadamente 18 \$US, ambas suposiciones realizadas bajo el caso que se espere una tasa interna de retorno del 20%.

Tabla 15. Valor mínimo del barril de crudo para diferentes CAPEX

	CAPEX (\$US/b)									
	20,000		25,000		30,000		35,000		40,000	
	Costos de operación (% del CAPEX)									
TIR	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7
10	10.27	11.47	12.84	14.34	15.41	17.21	17.98	20.08	20.55	22.95
15	13.71	14.91	17.14	18.64	20.57	22.37	24	26.1	27.43	29.83
20	17.67	18.87	22.1	23.6	26.52	28.32	30.94	33.04	35.56	37.75

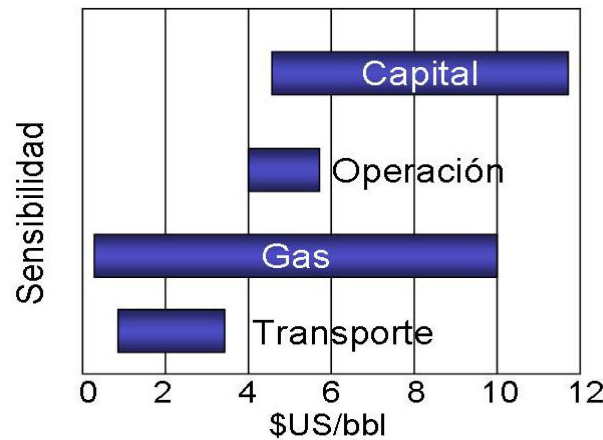
Fuente: AL-SAADON, F. *Economics of GTL plant.*

El CAPEX es un factor importante en la vida de un proyecto de GTL, debido a que los costos totales del producto se ven altamente afectados por la inversión. Según expertos en proyectos de GTL a nivel mundial, el costo de

³⁹ AL-SAADON, F. *Economics of GTL plant. SPE 94380. Texas, USA. Abril del 2005*

inversión representa el 50% del costo del producto⁴⁰, suponiendo un costo del gas de 0.5 \$US/MMBTU. En la figura 35 se muestra una sensibilidad de los parámetros que afectan los costos de los productos, donde el más importante es el CAPEX, seguido por el costo del gas natural, aunque este último puede tener un gran peso si el gas natural posee costos por encima del 1 \$US/MMBTU, debido a que por cada 0.5 \$US/MMBTU que aumente el costo de este, los costos de producción aumentan 5 \$US/b.

Figura 35. Distribución de los costos totales de producción



Fuente: E-Metaventure, Inc

- **Tecnología.** La capacidad de los reactores en la actualidad, presentan capacidades entre 17,000 y 25,000 b/d los cuales se construyen en paralelo y permiten la configuración de plantas a gran escala. Esta capacidad, ha evolucionado en los últimos 10 años especialmente en las empresas Sasol y ExxonMobil; por lo tanto desde el punto de vista tecnológico la construcción de una planta a gran escala (>50,000 b/d), no representa una limitante.

⁴⁰ RAHMIN, Iraj. *Gas-to-liquid Technologies: Recent Advances, Economics, Prospects.* E-Metaventure Inc. Texas, USA. 2003

4.1.2 Conclusión del tamaño de la planta. Los cuatro factores analizados en las secciones anteriores, potencializan la construcción de una planta GTL a gran escala, con una capacidad de 50,000 b/d; primero porque la demanda lo requiere, segundo porque desde el punto de vista de las reservas potenciales, 5 TPC estarían en un gran margen de aceptación, en cuanto a las probabilidades de descubrimiento de estas, principalmente en la Costa Caribe; tercero porque para manejar costos de inversión aceptables, se requiere una planta a gran escala y por último porque la tecnología a utilizar no representa ningún obstáculo en el desarrollo de proyectos de esta capacidad, ya que las capacidades existentes de los reactores y equipos, permiten su construcción.

4.2 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA GTL

El estudio de localización se orienta a analizar las diferentes variables que determinan el lugar donde finalmente se ubicará la planta, buscando ante todo una mayor utilidad o una minimización de los costos. Este estudio comprende niveles progresivos, que van desde una integración al medio nacional o regional (macrolocalización), para posteriormente determinar un sitio específico.

4.2.1 Análisis General. Para este tipo de proyectos, los cuales están orientados a la monetización de reservas de gas ubicadas en lugares remotos, es necesario que la ubicación de las plantas sea específicamente donde se encuentran las reservas; teniendo en cuenta esta apreciación, para el caso de Colombia se descartaría la opción de la región del piedemonte llanero, en los campos de Cusiana y Cupiagua; en primer lugar por las reservas remanentes, las cuales son limitadas, y en segundo lugar por la ubicación, ya que se elevarían los costos tanto en la importación de insumos,

como en la exportación de los productos producidos, por la lejanía a los puertos de embarque.

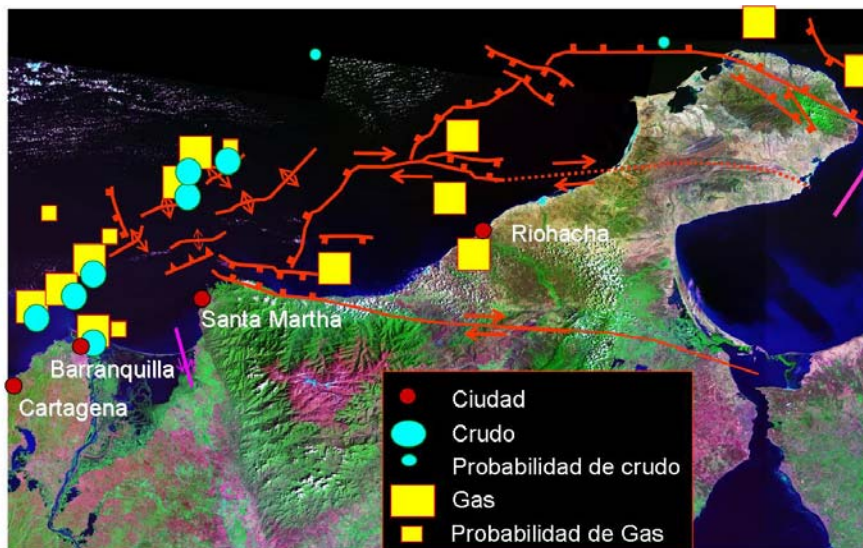
La segunda opción, corresponde a la Costa Atlántica, la cual se presenta como la mas viable, primero por las reservas potenciales de 40 Tpc, segundo por la cercanía a mercados internacionales en caso de exportación y por ultimo la calidad del gas presente en esta zona, suponiendo que fuese muy parecido al de los campos de Chuchupa-Ballena (ideal para proyectos de GTL debido a que mas del 97% es metano ahorrando costos en el procesamiento del gas). En esta opción, se presentan como grandes candidatas las ciudades de Cartagena, Barranquilla, Santa Marta y Riohacha; por encontrarse las cuatro, dentro del bloque exploratorio de la costa.

4.2.2 Metodología de Selección. La metodología utilizada integra todas las variables de interés para el proyecto, buscando la escogencia de la mejor localización, desde el punto de vista técnico, económico y social. La metodología, se fundamenta en un modelo de puntos, que consiste en: determinar las ciudades alternativas en donde es posible ubicar la planta de GTL de acuerdo a la disponibilidad para la construcción industrial, cercanía a la costa y mayor cantidad de reservas potenciales; determinar y analizar los factores de mayor trascendencia, que para un proyecto GTL son: disponibilidad de gas natural, cercanía a los mercados, cantidad y calidad de mano de obra, estímulos fiscales, servicios públicos, disponibilidad de puerto y cercanía a centros de refinación; estipular el grado de ponderación de los factores de mayor trascendencia, asignando un factor de peso a cada uno de ellos; definir una escala de calificación, siendo 1 el valor mínimo y 10 el máximo; realizar una ponderación de la calificación, multiplicando el factor de peso por la calificación obtenida; por ultimo, se suman las ponderaciones, escogiendo la alternativa que presente un mayor valor.

4.2.3 Estudio de los Factores. En esta sección se analizarán cada uno de los factores de importancia, utilizando la metodología expuesta anteriormente, esto con el fin de escoger la ciudad más factible de ubicación de la planta.

- **Reservas de Gas natural.** Contando con que el proyecto se desarrollaría con las reservas potenciales de la Costa Atlántica, la ciudad que presenta las mejores perspectivas y estudios exploratorios realizados por ExxonMobil y Petrobrás, es Barranquilla, seguida en importancia por Riohacha la cual cuenta con el bloque Nazareth; luego Santa Marta y Cartagena, son las ciudades que se encuentran mas lejanas a los prospectos, por lo cual reciben las calificaciones mas bajas. Todo esto en base a la figura 36, donde se muestran los análisis preliminares de los registros sísmicos de la zona.

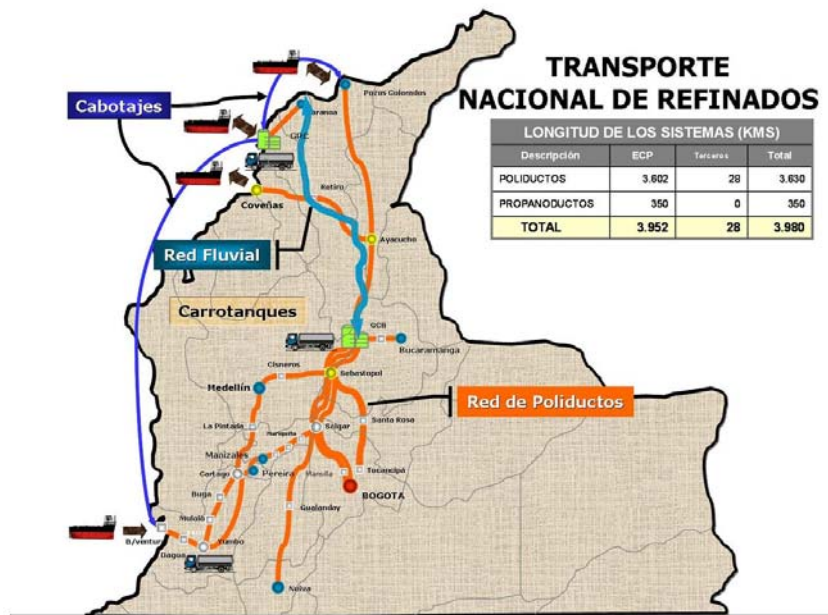
Figura 36. *Perspectiva Exploratoria de la Costa Atlántica*



Fuente: WAPLES, D. *Breaking Paradigms in Colombian Oil and Gas Exploration*

- **Cercanía al mercado.** Como se planteo en el capítulo anterior, se vislumbran dos mercados potenciales para los productos; el mercado externo, compuesto por Estados Unidos, Europa y Asia; y el interno, correspondiente al mercado Colombiano, de los dos el que presenta mejores condiciones de comercialización es el externo, debido a la calidad, los precios, y el crecimiento en demanda de los productos, que este presenta; por esto se tendrá prioridad a la ciudad mas cercana a este mercado, la cual obviamente corresponde a Riohacha, por estar mas al norte del país. Con respecto al mercado interno, se tienen en cuenta las facilidades de infraestructura de transporte de combustibles (poliductos), hacia el interior del país; aspecto que dominan claramente las ciudades de Santa Marta y Cartagena, como se ve en la red nacional de poliductos⁴¹, mostrada en la figura 37.

Figura 37. Red Nacional de Poliductos



Fuente: ECOPETROL

⁴¹ MAYA, Federico. Estado Actual del Suministro de Hidrocarburos en Colombia. I Seminario Internacional sobre Abastecimiento de Hidrocarburos. Bogotá, Colombia. Diciembre de 2004

- **Cercanía a Centros de Refinación.** La mayoría de los proyectos de GTL existentes en el mundo muestran un esquema integrado o cercano a centros de refinación, como es el caso de la planta Mossgas, en Sudáfrica, en la bahía de Mossel, la cual posee una refinería integrada de la misma capacidad de la planta GTL; y el caso del complejo Secunda en el mismo país, el cual está muy cerca de la refinería de también propiedad de Sasol, en la costa de Johannesburgo. Esta cercanía se busca con el fin de que combustibles como el diesel GTL, se mezclen en la refinería y además se pueda mejorar la eficiencia de refinación. Este aspecto de gran trascendencia, coloca a Cartagena con la máxima calificación.

- **Disponibilidad de Terminales Petroleros.** Teniendo en cuenta la disponibilidad de puertos de carga y descargue de crudo y derivados, la ciudad que presentan la mejor calificación, es Cartagena por tener dos plataformas, una en tierra y otra offshore, con capacidad de recibir buques hasta de 350,000 barriles, seguida de Santa Marta que cuenta con un terminal tipo monoboya, con capacidad de recepción de 500,000 barriles; estos terminales también se pueden apreciar en la figura anterior. Barranquilla por su parte, presenta puerto, pero no Terminal petrolero; Riohacha recibe la peor calificación, ya que no posee ni puerto, ni terminal petrolero. Esta disponibilidad se analiza con la idea de exportación de productos y facilidad de importación de insumos para la planta, como los catalizadores.

- **Estímulos Fiscales.** En la actualidad Cartagena presenta los mayores estímulos fiscales, debido a que el gobierno local ha decidido ostentar de impuestos predial y comercio a las industrias que se construyan en los próximos 10 años, esto para fomentar el desarrollo industrial de la zona; además de esto la Zona Industrial de Mamonal, presenta características

como: libre inversión de capital, libre cambio de Moneda Extranjera, 100% libre de impuestos sobre ventas al exterior, sin aranceles, servicios públicos eficientes, beneficios de exportación, y libre ganancia sobre envíos al exterior⁴².

- **Cantidad de mano de Obra.** La cantidad de mano de obra, se analizó en función de la tasa de desempleo, reportada por el DANE para el primer trimestre de 2005, de cada una de las ciudades alternativas, los resultados del análisis se presentan en la tabla 16. Donde se observa que la ciudad que presenta mayor población desempleada es Barranquilla, y por ende la que tiene un mayor potencial de mano de obra, importante para este tipo de proyectos, que para su etapa de construcción requiere de 3,000 trabajadores indirectos y en su etapa de operación alrededor de 300 trabajadores directos; esto basados en experiencias de países como Sudáfrica.

Tabla 16. *Habitantes Desempleados por ciudad*

Ciudad	Población Total	Población en edad de Trabajar	Desempleados
Barranquilla	1.721.886	1.303.288	89.502
Cartagena	949.411	711.794	60.780
Santa marta	125.000	88.750	22.188
Riohacha	105.000	81.900	14.742

Fuente: *Datos estadísticos del DANE, 2005*

Servicios Públicos. Este factor es el menos relevante en el desarrollo de un proyecto GTL, de ahí el peso que se le asignó. Sin embargo, la ciudad que presenta mejor cubrimiento de servicios públicos, principalmente de energía eléctrica y agua potable, es Barranquilla. Dentro de un análisis global del

⁴² Zona Franca Industrial de Bienes y Servicios de Cartagena Zofranca S.A. Disponible en la pagina de Internet: www.colombiaexport.com

cubrimiento que tienen cada una de las ciudades en cuanto a servicios, se tiene que la ciudad de Barranquilla cuenta con el mayor cubrimiento con un 72.2%, seguida de Cartagena con un 67%, en último lugar encontramos a Santa Marta y Riohacha con un 50%.

4.2.4 Conclusión sobre la localización de la planta. Con los resultados obtenidos de los factores de peso, que se muestran en la tabla 17, Cartagena es la más adecuada, principalmente por su disponibilidad de Terminal petrolero y cercanía a la refinería.

4.3 ANALISIS DE ALTERNATIVAS

Esta sección del proyecto se centrará en el análisis de las diferentes tecnologías que existen comercialmente para cada etapa crítica del proceso como son la obtención del syngas y la síntesis de Fischer Tropsch, para luego realizar un análisis de la tecnología GTL por empresa, de forma que nos permita realizar la escogencia de una de ellas, la cual sea la más factible desde el punto vista de tamaño de la planta, costos de inversión, y costos de producción.

Tabla 17. Análisis de Factores de Peso para la ubicación de la planta de GTL en Colombia

Factor	Peso Asignado	Cartagena		Barranquilla		Santa marta		Riohacha	
		Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada
Reservas Probables de Gas natural	20	6	120	10	200	4	80	8	160
Cercanía al Mercado	18	7	126	5	90	8	144	10	180
Cercanía a centros de Refinación	16	10	160	8	128	5	80	3	48
Disponibilidad de Terminal Petrolero	14	10	140	5	70	8	112	0	0
Estímulos fiscales	12	10	120	8	96	6	72	4	48
Cantidad mano de obra	10	8	80	10	100	6	60	4	40
Servicios Públicos	8	7	56	9	72	5	40	3	24
Totales			802		756		588		500

4.3.1 Tecnología para la obtención del syngas. Esta es la etapa del proceso Fischer Tropsch que requiere mayor atención debido a que su costo de inversión con respecto al de toda la planta representa casi el 50%. Esto se debe principalmente a la necesidad de una planta criogénica cuando se usa el proceso de oxidación parcial y al tratamiento del gas natural. Actualmente se han desarrollado muchos avances en esta materia y existe un gran número de procesos comerciales. En la tabla 18, se muestran las características de las diferentes tecnologías para la obtención del syngas. Para nuestro caso la mejor opción es el ATR debido a que se obtiene la relación de H₂/CO necesaria para la síntesis de fischer tropsch de 2:1, y se obtiene H₂ extra para la etapa de hidrocraqueo, no se requiere energía para llevar a cabo la reacción y los módulos se construyen de gran capacidad. Aunque el POX y COPOX pueden ser utilizados para la capacidad sugerida en Colombia de 50,000 b/d y producen la relación ideal H₂/CO de 2:1 para la reacción FT (como se muestra en la figura 38), no son una buena opción debido a que requieren gran capital de inversión para esta capacidad en comparación con el reformado auto-térmico, por lo cual la planta debería ser de una capacidad mucho mayor como los proyectos sugeridos en Qatar de mas de 75,000 b/d y con expansión a 150,000 b/d.

Figura 38. Relación H₂/CO producida por tecnología

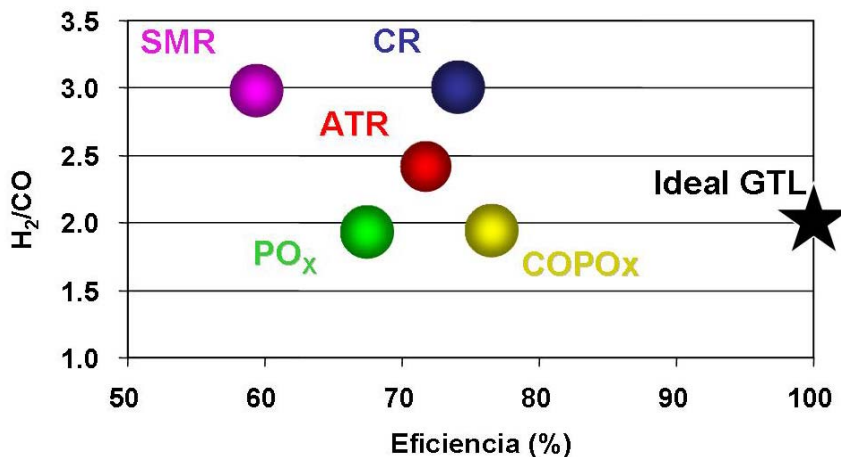


Tabla 18. Principales Tecnologías para la obtención del Syngas

TECNOLOGIA	Ventajas	Desventajas	Costos	Tamaño Módulos MM ft ³ /d	Eficiencia	Vendedor	H ₂ /CO	Condiciones Operación
Reformado de Vapor (SMR)	No requiere planta de separación de oxígeno, Tecnología madura y muy usada para obtención de hidrogeno	Limitación en tamaño trenes de 10,000 b/d de consumo de agua Reacción Endotérmica	bajo	0,8 - 400	60%	Muchos	2,9 - 5	1600 °F; 300 psig
Reformado Compacto (CR)	No requiere planta de oxígeno De menor peso que el SMR Catalizador de Ni para aumentar la eficiencia	No se ha aplicado a escala comercial, estudios de factibilidad	El mas bajo	8-100	75%	BP	2,5 - 4	1550 °F; 300 psig
Oxidación Parcial (PO_x)	Excelente relación H ₂ /CO Tecnología madura, libera gran cantidad de energía	Requerimiento de una planta de separación de aire de gran tamaño Costo elevados a gran escala Bajos costos del gas para su aplicación	El mas alto	0,4-90	65%	Shell, Lurgi	2	2200-2650 °F; 400 - 1000 psig
Oxidación Parcial Catalítica (COPO_x)	Menor dimensionamiento de reactores en comparación con el POX Menor cantidad de oxígeno que el POX	No se ha aplicado a escala comercial, estudios de factibilidad	alto	0,4-90	75%	Conoco Phillips	2	1800 °F; 300 psig
Reformado auto-térmico (ATR)	Requiere menor cantidad de oxígeno que el POX, Trenes de gran capacidad	Se requiere la unidad de sedación de aire	Medio	8 - 800	70%	Haldor Topsoe, Lurgi, ExxonMobil	2-2,5	1750-1900 °F; 400-500 psig

4.3.2. Tecnologías para la síntesis de Fischer-Tropsch. Como se ha analizado en los capítulos anteriores los reactores de baja temperatura con catalizadores de cobalto son los más adecuados para la obtención de los productos para los mercados objetivos. Para este tipo de tecnología existen dos tipos de reactores como son el de lecho fijo y el fase slurry, donde sus ventajas y desventajas se muestran en la tabla 19.

Tabla 19. Diferencias de los reactores a baja temperatura

	LECHO FIJO	FASE SLURRY
Descripción	Catalizadores empacados en mas de 5000 tubos cada uno con 12 m de longitud y 5 cm de diámetro	Catalizadores (50-80 micras) suspendidos en la fase liquida y el syngas es burbujeado desde la parte inferior del reactor.
Economía a escala	Limitada debido a que se ha probado a 700 b/d, aunque según diseños se pueden alcanzar hasta 10,000 b/d	Probadas capacidades de 2,500 b/d (Sasol) y 25,000 b/d (ExxonMobil). Los construidos en Qatar tienen una capacidad de 17,000 b/d (Sasol)
Costo de inversión	Muy alto	Requiere 50 % menos capital que el reactor de lecho fijo
Mant. y operación	Labores intensivas debido a los largos periodos de trabajo para reemplazar los catalizadores.	Consumo de catalizadores un 66% menor, se producen con los productos y luego se separan
Separación catalizador	Es de muy bajo costo	Partículas son muy pequeñas es muy complicado y eleva los costos
Sensibilidad al azufre	Presenta muchos problemas debido a que el catalizador este fijo	soporta hasta dos veces la concertación de azufre
Eficiencia	Se ha asumido que se puede lograr hasta un 80 %	Se ha probado una eficiencia del mas del 80%
Caída de presión	40-70 psia	15 psia

Según la Tabla anterior los reactores fase slurry son la mejor opción debido a que es la tecnología que se utilizará en la mayoría de los proyectos a gran escala. Presentando principalmente ventajas en cuanto a costos de inversión, eficiencia y vida útil de los catalizadores.

4.3.3 Tecnología GTL por empresa. A nivel mundial existe un gran número de empresas que poseen patentes de su propio proceso, entre ellas se encuentran Shell, ExxonMobil, Sasol, Rentech, Syntroleum, BP, ConocoPhillips. Para ver en detalle la tecnología de cada una de estas empresas, ir al anexo F, donde se aprecia información sobre procesos, proyectos y desarrollos en la tecnología GTL de cada empresa.

Muchas de las empresas nombradas anteriormente poseen proyectos a escala comercial como Sasol y Shell, seguido por ExxonMobil la cual ha realizado grandes avances en tamaño de reactores llegando a 25,000 b/d por reactor, pero hasta ahora no han construido plantas a gran escala. La Figura 39, muestra esquemáticamente el estado actual de cada empresa en cuanto a desarrollo a gran escala y su posibilidad de comercialización. Por su parte, en la tabla 20, se muestra una descripción de la tecnología aplicada en cada empresa, esto con el fin de escoger la que mejor represente un costo/beneficio para Colombia y la empresa escogida.

Figura 39. Posición en cuanto a desarrollo tecnológico de cada empresa

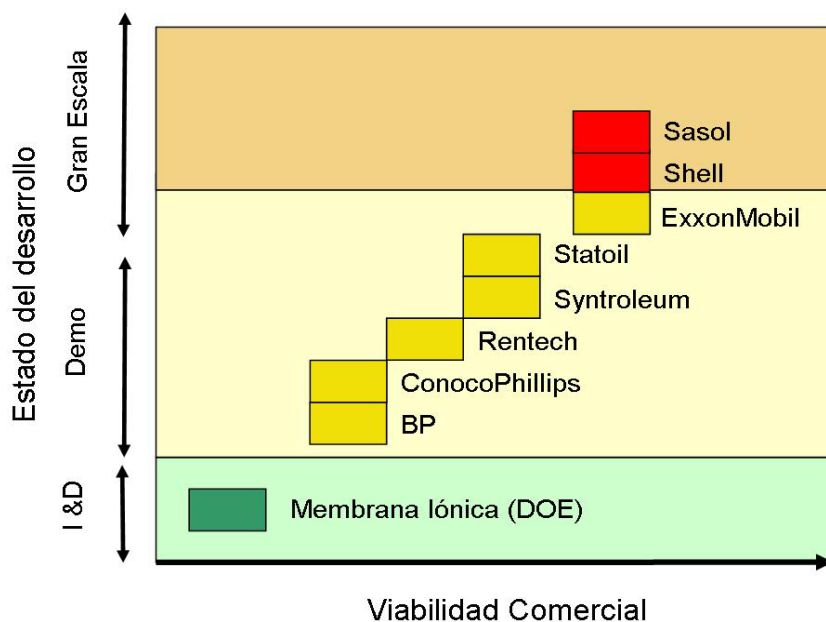


Tabla 20. Tecnología GTL por empresa

EMPRESA (Proceso)	Syngas	Reactor FT	Tamaño planta (b/d)	Escala	Características
Sasol (SPD)	ATR	Fase slurry Lecho fijo	34,000 – 65000	Comercial	Reactores gran capacidad y fácil instalación, bajo costo. no licencian su tecnología
Shell (SMDS)	POX	Lecho Fijo	>75,000	Comercial	Proyecto a gran escala para hacer viable las unidades de Separación de aire. Diesel no se usa directamente. No licencian su tecnología
ExxonMobil (AGC-21)	ATR	Fase slurry	50,000 - 75,000	Piloto	Mas de 500 patentes, diesel premium compatible, no licencian su tecnología, han probado reactores FT de una capacidad de 25,000 b/d
BP (CR)	CR	Fase slurry	10,000 - 17,000	Piloto	Reactor syngas modular y compacto, disminución tamaño y peso
Syntroleum	ATR	Lecho Fijo	10,000 - 17,000	En constr. a escala comercial	Construyen la planta sobre un barco, para plataformas off-shore o aguas tranquilas on-shore, permiten licenciamiento de la tecnología
Rentech	SMR	Fase slurry	<5000	Piloto	Incluye recirculación de CO ₂ , permiten licenciamiento de su tecnología
ConocoPhillips	COPOX	Fase slurry	>75,000	Piloto	Proyecto a gran escala para hacer viable las unidades de Separación de aire, diesel no se usa directamente en vehículos

Muchas tecnologías ya han sido probadas a escala comercial como el caso de las empresas Sasol y Shell. Otras tecnologías como la de las empresas ConocoPhillips y ExxonMobil han sido probadas a escala piloto y existen estudios a escala comercial en Qatar, los cuales se ejecutarán en los próximos años. Solo dos empresas cumplen con los requerimientos del tamaño de la planta en Colombia, como son Sasol y ExxonMobil. Ya que empresas como Shell y ConocoPhillips requieren la construcción de plantas de más de 75,000 b/d y futuras expansiones a 150,000 b/d para que sean rentables sus procesos de oxidación parcial, y además estas empresas no poseen zonas exploratorias de gas en nuestro país hasta el momento. Otras empresas como Syntroleum, Rentech y BP se centran en capacidades mucho más pequeñas que la requerida. Por lo tanto tendríamos dos empresas potenciales como son ExxonMobil y Sasol. Desde el punto de vista de costos de inversión para una planta de 50,000 b/d Sasol representa la mejor opción (\$US 100 millones menos que ExxonMobil, debido a que usan un proceso más sencillo de fraccionamiento⁴³) pero Sasol no se encuentra en el país, por lo cual si construyesen la planta necesitarían comprar el gas o usar su joint venture SasolChevron para construir su planta en otro sitio pero con reservas de la empresa ChevronTexaco, la cual posee menos potencial que ExxonMobil. Siendo la mejor opción esta última debido a que posee reactores de mayor capacidad que Sasol, mayor rendimiento de productos en 3% más que Sasol, siendo el proceso con más eficiencia de todas las empresas⁴⁴, y es una de las empresas que desarrollaría los campos de gas en el área de mayor exploración en Colombia. Además, utilizaría el gas producido sin necesidad de comprárselo a terceros, ya que si lo hiciera el proyecto sería inviable debido a que el costo de gas en boca de pozo para el futuro se proyecta en 1.5 \$US/MMBTU.

⁴³ TYSON, Steven. *Qatar GTL projects. ExxonMobil Development Company. Junio de 2005*

⁴⁴ BRICEÑO, Jesús. *GTL Project feasibility for PDVSA gas. Raytheon, Inc. Marzo de 200*

4.4 INGENIERÍA CONCEPTUAL DEL PROYECTO

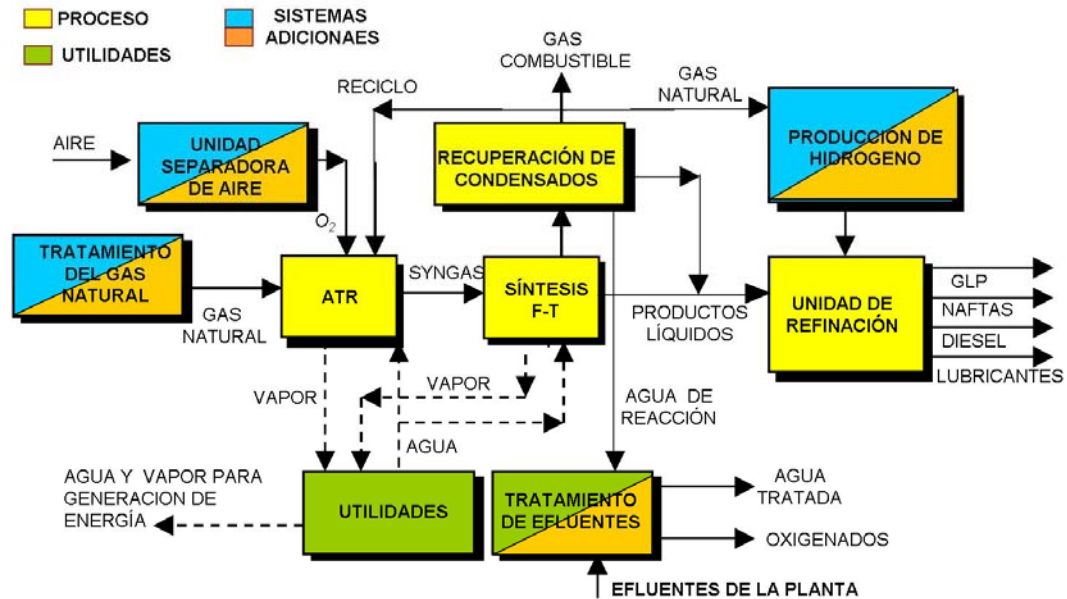
En esta sección nos centraremos en analizar los procesos involucrados en una planta de conversión de gas natural a combustibles sintéticos, de las condiciones que se han concluido en las secciones anteriores, para luego determinar los equipos y obras civiles necesarias para la construcción de una planta de 50,000 b/d según experiencias de estudios realizados en otros países, como el caso de Qatar quien ejecutará proyectos de GTL en los próximos años.

4.4.1 Descripción general del proceso. La tecnología GTL de ExxonMobil es el resultado de la unión de varios procesos individuales que han sido distribuidos de forma que permitan la mayor eficiencia posible al menor costo. En la figura 40, se muestra esquemáticamente el proceso AGC-21 para una planta de 50,000 b/d; en la cual se distinguen los procesos principales (generación del syngas, síntesis FT y refinación), procesos adicionales (separación de aire, tratamiento de gas natural, producción de hidrogeno, tratamiento de agua) y utilidades (principalmente la generación de energía, manejo de vapor y agua).

En la unidad de separación de aire se obtiene el oxígeno necesario para el reformado auto térmico donde reacciona con el gas natural y vapor, luego el syngas obtenido es enfriado con agua y aire para extraerle los condensados, la corriente obtenida es calentada para entrar al reactor Fischer Tropsch, el cual posee un sistema de control de temperatura por medio de un serpentín interno alimentado con agua. La corriente gaseosa producida del reactor FT es enfriada para recuperar los condensados (hidrocarburos líquidos y agua) del gas natural, este gas es utilizado como combustible en la planta, recirculado al ATR y como alimento a la planta de hidrogeno. La corriente líquida del reactor FT (principalmente ceras) y los hidrocarburos

condensados de la corriente gaseosa se llevan a la unidad de refinación para producir los productos comerciales.

Figura 40. Esquema del proceso AGC-21



Fuente: Technip

Para mayor información de los procesos principales del esquema descrito anteriormente como son la generación del syngas, síntesis de Fischer Tropsch, Unidad de refinación y tratamiento de agua, ir al Anexo G.

4.4.2 Obras Civiles. Estas obras constituyen toda la infraestructura necesaria, para la construcción del complejo en general, desde la planta GTL como tal, hasta todas las instalaciones de oficinas, alojamientos, cafeterías, salas de reuniones y en general todas las comodidades para el personal que labore en el complejo. Basados en la experiencia de otros proyectos como el de la planta *Oryx*, en Qatar, han sido necesarios cantidades de materiales como el mostrado en la tabla 21.

Tabla 21. *Requerimientos Civiles para la construcción de la Planta*

Parámetro	Cantidad
Concreto	68,100 m ³
Edificaciones	65,750 m ³
Tuberías	30,000 m
Estructuras Metálicas	6,600 ton

Fuente: *Sasol*

4.4.3 Determinación de equipos en el proceso. En la tabla 22, se muestran los principales equipos de la planta de GTL, la cantidad y su función.

Tabla 22. Equipos requeridos

PLANTA GTL COLOMBIA			
CAPACIDAD: 50,000 b/d		PROCESO: AGC-21 de ExxonMobil	
Equipo	Número	Función	Características generales
Compresor de aire	3	Cada compresor se utiliza para comprimir aire a la unidad de separación aire. Compresores no lubricados debido a los riesgos de explosión.	Capacidad: 3,500 ton/d Peso cada unidad: 220 ton Requiere 0.17 MWh/ton O ₂
Turbinas de gas	3	Se requiere una turbina de gas para que empuje cada uno de los compresores. Las turbinas de gas contienen una cámara de combustión de gas y una turbina expansora multi-etapa.	Potencia generada de 1,000 a 370,000 HP (750 a 276,000 KW) Se utiliza gas de la síntesis de FT Peso cada unidad: 230 ton
Unidad de separación de aire	2	Posee una caja interna de enfriamiento para separar el oxígeno del aire. Luego de que se produce el oxígeno se aumenta la temperatura hasta 250°C	Eficiencia: 99.5 % Peso cada unidad: 600 ton Requiere 0.3 MWh/ton O ₂ Capacidad: 10,000 ton/d
Pre calentador	2	Se utiliza para aumentar la temperatura del syngas y el vapor. Utiliza intercambio de calor con vapor	Aumenta la temperatura del syngas y vapor hasta 650°C Temperatura salida del syngas: 1000 °C
Reactor ATR	2	Se lleva a cabo la reacción del metano con vapor y agua para la producción de syngas	Temperatura: 1700 °F; Presión: 300 psia; Capacidad: 3000 Ton/d Peso cada unidad: 200 ton
Tren de enfriamiento del syngas	2	Es encargado de llevar el syngas hasta la temperatura ambiente, por medio de intercambiadores de calor con agua y al final con un cooler de aire.	La primera unidad es intercambiador de calor de alta capacidad donde el syngas pasa por un serpentín, el cual posee un Peso de: 210 ton Al final del tren la temperatura del syngas disminuye hasta 50°C
Scrubber de syngas	2	Recuperar los condensados y contaminantes del syngas. El agua condensada disuelve los contaminantes como: H ₂ S, CO ₂ , NH ₃ , HCl e hidrocarburos	Temperatura: 50°C

Equipo	Número	Función	Características generales
Pre calentador de syngas	2	Calentar el gas syngas obtenido de la etapa anterior hasta las condiciones del reactor fischer tropsch	Aumenta la temperatura del syngas de 50°C a 200 °C
Reactor Fischer Tropsch	2	Dentro de el se realiza la reacción catalítica para la transformación de gas de síntesis en cadenas largas de hidrocarburos.	Temperatura: 220 °C; Presión:300 psia; Capacidad: 25,000 b/d; posee serpentín de enfriamiento con agua Peso por unidad: 2,500 ton
Tren de enfriamiento gases	2	Por cada reactor FT existe un tren de enfriamiento de la corriente gaseosa, para que luego en el separador se recupere agua y hidrocarburos condensados. El gas se envía a diferentes sistemas	Disminuye la temperatura de los productos gaseosos hasta 50°C,
Sistema de vapor	1	Manipula las corrientes de vapor y agua por medio de compresores, expansores y bombas de todos los sistemas.	Vapor del recuperado del ATR: 450 °C a 300 °C y presiones de 60-20 bar. Vapor recuperado síntesis FT 200°C y 15 bar Manipula aproximadamente 20,000 ton/h de vapor
Unidad Generación de energía	1	El vapor es utilizado para producir energía	Eficiencia generador: 52% 50MW producidos de energía
Unidad de Fraccionamiento	1	Posee las torres de fraccionamiento e hidrocrqueo para refinar los productos de la síntesis FT	Peso por unidad: 800 ton

5. ESTUDIO ECONÓMICO

Esta etapa se orienta a definir los aspectos de tipo económico relacionados con proyectos de esta clase, además de la estructura general que busca integrar, los estudios de mercado y técnico, analizados en los capítulos anteriores.

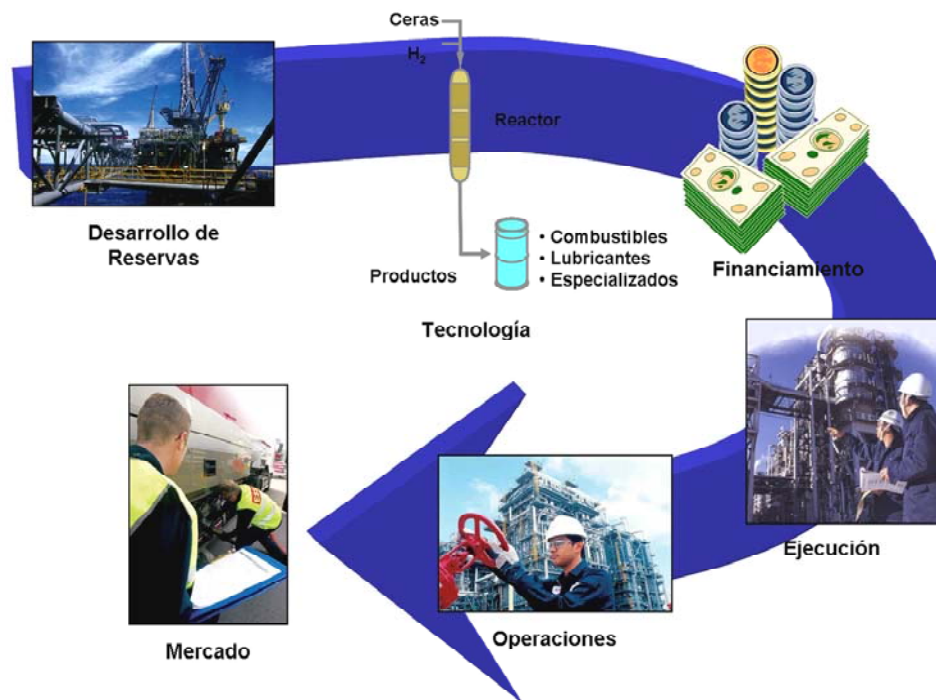
Inicialmente se presenta la estructura comercial del proyecto planeado para Colombia, esto teniendo en cuenta las tendencias mundiales; en la parte del análisis económico se presenta el flujo de caja que se generará durante la vida del proyecto, y todos los aspectos relacionados con este, como son: costos de producción y costos de inversión, necesarios para el funcionamiento del proyecto. Posteriormente, se presenta el análisis financiero, mediante la evaluación de indicadores económicos como el valor presente neto y la tasa interna de retorno.

5.1 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

5.1.1 Generalidades. Los proyectos GTL desarrollados hasta el momento, se han destacado por los altos capitales de inversión requeridos para su desarrollo, esto debido principalmente a la tecnología utilizada en cada una de las etapas del proceso. Los desarrollos tecnológicos han evolucionado sustancialmente, lo que han permitido reducir los costos de inversión especialmente para proyectos a gran escala, por lo que las tendencias tienden a construcción de plantas GTL de gran capacidad.

Uno de los factores más importantes que han limitado la viabilidad de algunos proyectos, ha sido el alto costo del gas natural; por lo tanto la estructura financiera de estos, debe comprender desde las explotación de las reservas de gas natural, con el objetivo de alcanzar precios en boca de pozo óptimos; hasta la comercialización de los productos obtenidos, tal y como se muestra en la figura 41.

Figura 41. Estructura de los proyectos de GTL

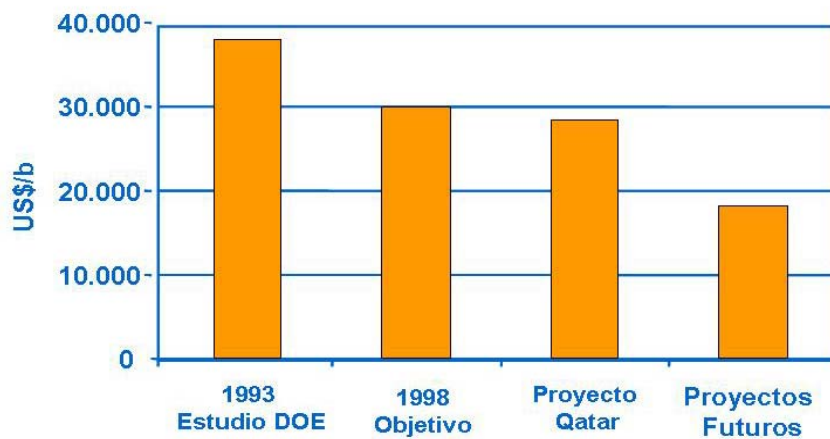


Fuente: ExxonMobil

Son muchos los aspectos que se ven involucrados en la puesta en marcha de un proyecto GTL, motivo por el cual es necesario, tener en cuenta los diferentes escenarios, y las tendencias tecnológicas y comerciales que plantean las diferentes compañías interesadas en el tema.

- Tendencias Comerciales.** Las estrictas regulaciones de calidad de los productos convencionales, hacen que los productos GTL, presenten un gran potencial en el mercado futuro, además por la continua búsqueda de monetización de las grandes reservas de gas natural alrededor del mundo, las compañías están cada vez más interesadas en participar en este gran mercado, para lo cual necesitan grandes inversiones, y por ende fuentes reales de financiamiento. Los avances tecnológicos tienden cada vez a disminuir los costos de inversión por barril de crudo sintético producido, con la meta de alcanzar costos alrededor de los 18,000 \$US/b para los proyectos futuros, tal como se puede observar en la figura 42.

Figura 42. Tendencias en los costos de inversión en plantas de GTL



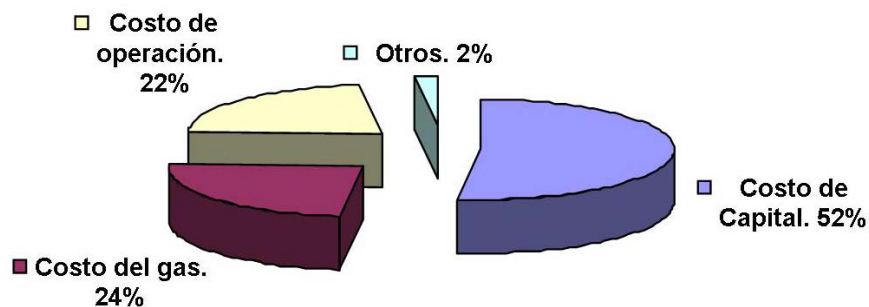
Fuente: Technip, Italia

Estos avances buscan en primera instancia reducir el gran tamaño de los equipos necesarios, pero a la vez aumentar las capacidades individuales de estos, por otro lado se busca la integración de diferentes tipos de materia prima, como carbón, gas natural, biomasa entre otros, con el fin de aprovechar al máximo los recursos existentes y optimizar los procesos

de transformación; conduciendo todos estos avances al desarrollo de proyectos a gran escala.

- **Análisis de los Costos.** La estructura general de los costos de producción para un proyecto GTL, según analistas internacionales, presenta a los costos de inversión con un 52% del costo final del producto, seguido por los gastos de operación con un 24%, por su parte los costos del gas natural representan el 22%; estos porcentajes fueron evaluados con la suposición de un costo del gas de 0.50 \$US/MMBTU; en general los costos de producción se pueden ver gráficamente en la figura 43.

Figura 43. Distribución de los costos de producción



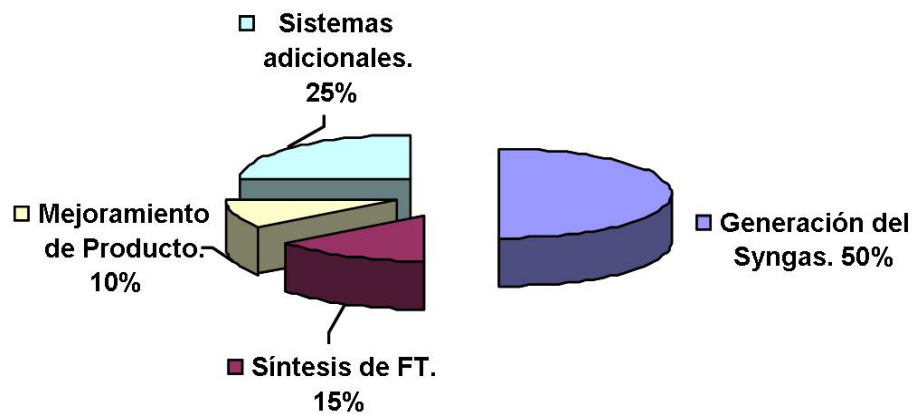
Fuente: Foster Wheller

Es importante además determinar la influencia que cada una de estas variables tienen sobre el costo final de los productos obtenidos, donde los costos de inversión (CAPEX) presentan el mayor peso, pudiendo modificar los precios de los productos entre 5 y 12 \$US/b, dependiendo del costo de inversión que se maneje; en el caso de los costos del gas

natural, se encuentran en el segundo grado de importancia, pero los cuales son mas sensibles, ya que una variación del costo del gas de 0.5 \$US/MMbtu, puede aumentar los costos de producción hasta en 10\$US/b o más.

El capital de inversión necesario para el desarrollo de un proyecto GTL, teniendo en cuenta las diferentes etapas del proceso Fischer – Tropsch, se puede observar en la figura 44, donde se muestra que la etapa que requiere la mayor inversión, es la generación del gas de síntesis, esto debido al tratamiento necesario para la separación del aire y para el tratamiento y purificación del gas natural.

Figura 44. Capital de Inversión por Etapas.



Fuente: Foster Wheller

- **Estructura del Proyecto.** Este tipo de proyectos no admite precios del gas natural elevados, motivo por el cual es necesario que la estructura del mismo enmarque desde la explotación y producción de las reservas, pasando por la producción de los productos, hasta la comercialización de estos.

Si se tiene en cuenta la compra de gas a la compañía productora, es necesario que los precios de este, no sobrepasen los límites establecidos en los capítulos anteriores. Si esto se cumple, los proyectos de estructurarían desde la producción de los productos hasta su comercialización.

- **Financiación.** El ambiente comercial y competitivo que enfrentan los proyectos GTL, requieren de costos de financiamiento más bajos posibles y una tendencia de endeudamiento a largo plazo. Debido al gran capital requerido, el proyecto debe tener asegurado un flujo de caja a largo plazo, con los mercados debidamente identificados para poder soportar la financiación, la cual es sostenida por bancos en Suiza y Japón principalmente. Por ejemplo, para el proyecto de Oryx en Qatar, el cual fue el primer proyecto financiado en el mundo, la negociación se cerró en el 2003 con 700 millones de dólares (70% del costo de inversión total), por parte del Royal Bank de Suiza, GIB, AUG Group, Mizuho Financial, entre otros. Es de destacar que la financiación de este proyecto se hizo en la base de un precio del crudo por barril de 15 \$US. Según el banco Sumitomo Mitsui, para la próxima década tienen presupuesto de 10,000 millones de dólares para financiar proyectos GTL. En forma general, los banqueros están ampliamente interesados cuando un proyecto presenta las siguientes características:
 - El propietario de las reservas debe ser el que realice el proyecto de GTL, con el fin de obtener el gas a bajo costo.
 - La inversión debe ser menor a \$US 25,000 por barril.
 - Los costos de operación deben ser consistentemente bajos.

- Debe existir un marco regulatorio que favorezca el mercado de los productos.
- Beneficio de los productos, en cuanto a impuestos.
- Plantas a gran escala.
- Los créditos pueden estar en el rango entre 1,000 y 2,000 millones de dólares.

5.1.2 Estructura del modelo comercial. Definitivamente como se expresó en secciones anteriores, el proyecto GTL Colombia debe ser abarcando en su totalidad por la empresa que desarrolle las reservas potenciales de la Costa Atlántica, esto con el fin de evitar los altos costos del gas natural.

- **Consortio.** En este contexto, las compañías que están involucradas en el contrato de exploración del bloque Tayrona, como son ECOPETROL, ExxonMobil y Petrobrás, serían las empresas que conformarían el consorcio para el desarrollo del proyecto GTL en Colombia. Según las condiciones contractuales en caso de descubrimientos de reservas de gas natural en el bloque, ExxonMobil sería la encargada de desarrollar estas reservas, mientras que si se descubren reservas de crudo, Petrobrás las desarrollaría. De esta manera la multinacional ExxonMobil presentaría las condiciones de construcción de este proyecto, entrando como asociadas las estatales petroleras de Brasil y Colombia.
- **Suposiciones para el análisis del Proyecto.** Para la realización del análisis económico de este tipo de proyectos, es necesario, realizar una

serie de suposiciones que permitan realizar las proyecciones correspondientes, y determinar las mejores opciones de planeación.

La primera suposición tiene que ver con que la composición del gas potencial de la Costa Atlántica, es la misma que la de los campos desarrollados por Chevron Texaco en la Guajira, este presenta un 97% (molar) de metano, además que las concentraciones de componentes contaminantes (0.03 % de dióxido de carbono, 0% de sulfuro de Hidrogeno y 0% de Hexanos), son menores que las requeridas para la formación del syngas. Por lo cual se disminuyen los costos de tratamiento de gas, siendo necesaria solamente la deshidratación del mismo.

La evaluación de este proyecto estará basada en las siguientes suposiciones:

- El gas entra a la planta con las características necesarias para el reformado auto-térmico, la cual se mencionó en capítulos anteriores.
- El costo del gas puesto en la planta se asume de 0.75 \$US/MMBTU con un poder calorífico de 1,000 BTU/PC
- En segunda instancia se asume que los costos de operación anuales representan el 7%, de los costos de inversión o de capital, con una corrección anual por inflación del 6.8%. Y el impuesto de renta es 38.5%.
- El tiempo de vida útil del proyecto es de 23 años desde el inicio del desembolso para la construcción de la planta. La construcción de la planta dura 3 años y los 20 siguientes son de producción.

- La depreciación es a 20 años en línea recta, con valor de salvamento cero.
- El precio de venta de los productos se supone 10 dólares por encima del precio de WTI, tomando como referencia 30\$US/b.
- Los productos obtenidos de la planta son los siguientes: 35,000 b/d de diesel; 10,000 de naftas; 5,000 b/d de ceras. Se tomará el mismo precio de venta para todos los productos.
- La tasa de oportunidad del inversionista es del 15%.

5.1.3 Cronograma propuesto para el proyecto GTL. En el cronograma mostrado en la tabla 23, se plantea que la construcción de la planta requiere un periodo de tres años, iniciándose en el año 2011, fecha a la cual se supone que se han descubierto y desarrollado las reservas de gas natural; y se han realizado los respectivos estudios de factibilidad e ingeniería de detalle. De esta forma el inicio de la producción de la planta se proyecta hacia el año 2014.

Tabla 23. Cronograma de Actividades del Proyecto GTL Colombia

Plan de Desarrollo del Proyecto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Condiciones Iniciales de Viabilidad	Descubrimiento de Reservas								
		Negociaciones							
Factibilidad y Diseño Básico de Ingeniería			Factibilidad del Proyecto						
				Diseño de Ingeniería de Detalle					
						Factibilidad de Financiación			
					Consecución Ingeniería para la construcción				
Desarrollo de las Reservas			Desarrollo de las Reservas – Perforación						
					Construcción Gasoducto (Campo - Planta GTL)				
								Produc. de Gas	
Construcción de la Planta GTL						Entrega Equipos			
						Obras Civiles			
							Trabajos Mecánicos e Instalación de Tuberías		
							Instalaciones Eléctricas		
									Inicio de produc.

5.2 DESCRIPCION DE COSTOS

En esta etapa se realizan todos los cálculos necesarios para la elaboración del flujo de caja del proyecto, teniendo en cuenta la inversión inicial realizada para la construcción de la planta, los ingresos debido a la venta de los productos y los costos de operación necesarios para el funcionamiento de la misma; antes se presentan algunos términos relacionados con este análisis, que permiten un mayor entendimiento del mismo.

Costos de Inversión (CAPEX). Recursos usados por el consorcio del proyecto para adquirir o ampliar los activos físicos tales como propiedades, construcciones industriales o equipos y maquinaria.

Costos de Operación (OPEX). Recursos usados por el consorcio del proyecto para mantener en funcionamiento las facilidades, realizar el pago de personal, seguros, y compra de catalizadores, etc.

5.2.1 Costos de inversión de la planta de GTL. Después de haber establecido la estructura del proyecto, en esta sección se procede a detallar cada uno de los costos que integran, las diferentes etapas de desarrollo del proyecto.

En la tabla 24 se aprecian los costos de inversión totales para la construcción de la planta, los cuales son aproximadamente de \$US 1,140 millones, teniendo en cuenta infraestructura de la planta, obras civiles, instalaciones eléctricas y otros; lo que representaría un costo de inversión (CAPEX) de \$US 22,800 por barril producido diariamente.

Tabla 24. Costos de Inversión totales para la construcción de la planta GTL Colombia

Planta de GTL Colombia	Costo (MM\$US)
Capacidad (50,000 b/d)	
Planta GTL, Proceso AGC-21	
Generación del Syngas	400
Unidades Separadoras de Aire	150
Síntesis Fischer Tropsch	180
Utilidades	120
Unidad de Refinación	110
Generación de Energía	100
Otros	80
Costos de Inversión – CAPEX (\$US millones)	1,140
Costos anuales de operación – OPEX (%Capex)	7%
Costos de Operación (\$US millones)	79.8

Fuente: REGAN, Tony. TriZen International

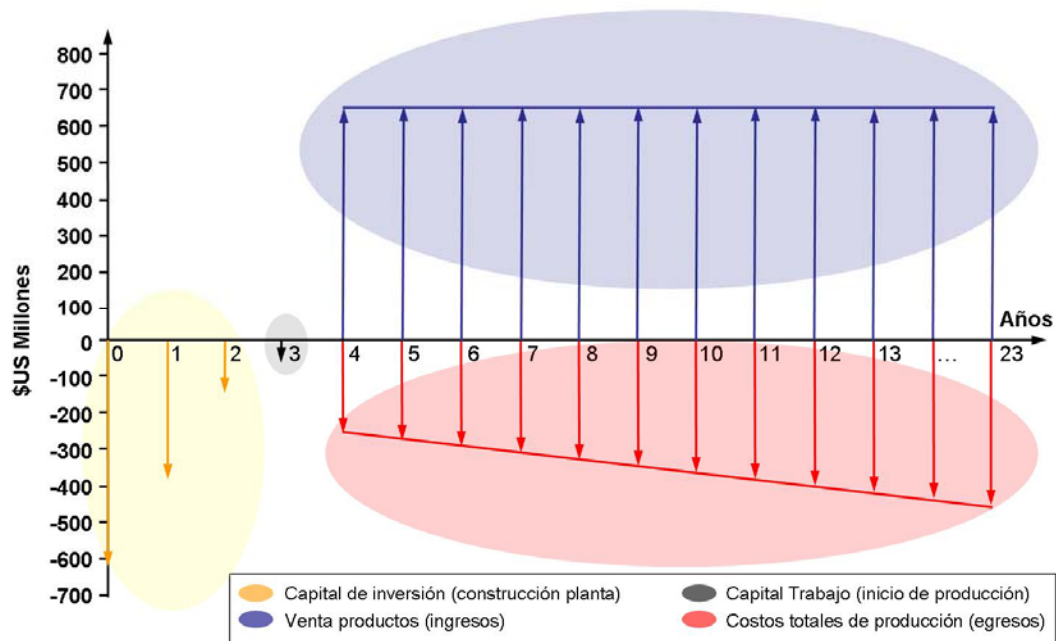
5.2.2 Flujo de Caja del Proyecto GTL Colombia. Para la realización del flujo de caja del proyecto, es necesario primero, enunciar las características y suposiciones realizadas para el caso base, las cuales se explican a continuación.

Los costos de inversión ascienden a \$US 1,140 millones, como se puede ver en la tabla 24, los cuales se desembolsan durante los primeros tres años, a razones de 50, 35 y 15% respectivamente, y representan recurso propios del inversionista (cero financiación); los costos anuales de operación, representan el 7% del CAPEX, siendo corregidos anualmente por una

inflación de 6.8% para el caso mas pesimista, ya que según estudios de proyecciones de esta, para los próximos años estará entre 5 y 6%; el costo del gas es de 0.75\$US/MMBtu; el precio de referencia para el WTI es de 30 \$US/b; el precio de venta de los productos es 10\$US por encima del WTI, o sea 40\$US/b durante toda la vida de producción; la depreciación tanto para los equipos, como para las edificaciones es a 20 años en línea recta; la planta inicia a producción máxima; y por ultimo el impuesto a la renta es del 38.5%.

Teniendo en cuenta todas las características anteriores, el flujo de caja del caso base del proyecto GTL Colombia, se presenta en la figura 45, y los cálculos realizados se remiten al anexo H.

Figura 45. Flujo de Caja del Proyecto



5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Una vez realizados los cálculos correspondientes al flujo de caja del proyecto, se presenta el análisis financiero de este, en base a parámetros económicos como el VPN y el TIR para el caso base.

5.3.1 Valor Presente Neto (VPN). Con los cálculos realizados en la sección anterior, se obtuvo que el VPN del proyecto base sería de \$US 192 millones, al ser mayor que cero implica que la tasa de rendimiento del proyecto, es mayor que la tasa de oportunidad del inversionista, por lo cual este proyecto es atractivo.

5.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). Este representa la tasa a la cual rendirá el proyecto. Para el caso base planteado se reporta un TIR del 17.3 %; el cual evidentemente es mayor que la tasa de oportunidad del inversionista que se supuso.

5.3.3 Tiempo de pago de la inversión (pay back). La inversión para el caso base se pagará 3 años y medio después de iniciada la producción (6,5 años después de realizar la primera inversión), el cual corresponde a un periodo bastante corto tratándose de proyectos de este tipo.

5.3.4 Resumen de indicadores de evaluación. Desde el punto de vista del caso base, los parámetros económicos muestran una gran viabilidad de desarrollo del proyecto, principalmente debido a que la inversión se recupera en un tiempo muy costo. En la tala 25, se presentan en general los resultados arrojados en el ejercicio anterior. Además, si se contempla la financiación del proyecto estos indicadores serian más atractivos para el inversionista.

Tabla 25. Resultados Generales

INDICADOR	VALOR
VPN	192 Millones de dólares
TIR	17.5 %
Tiempo de pago	6,5 años

5.3 SENSIBILIDAD DE LOS PARAMETROS ECONÓMICOS

Además, del análisis del caso base se realizó una sensibilidad de los parámetros económicos, para diferentes escenarios tanto del precio del barril de petróleo, como de los precios del gas natural.

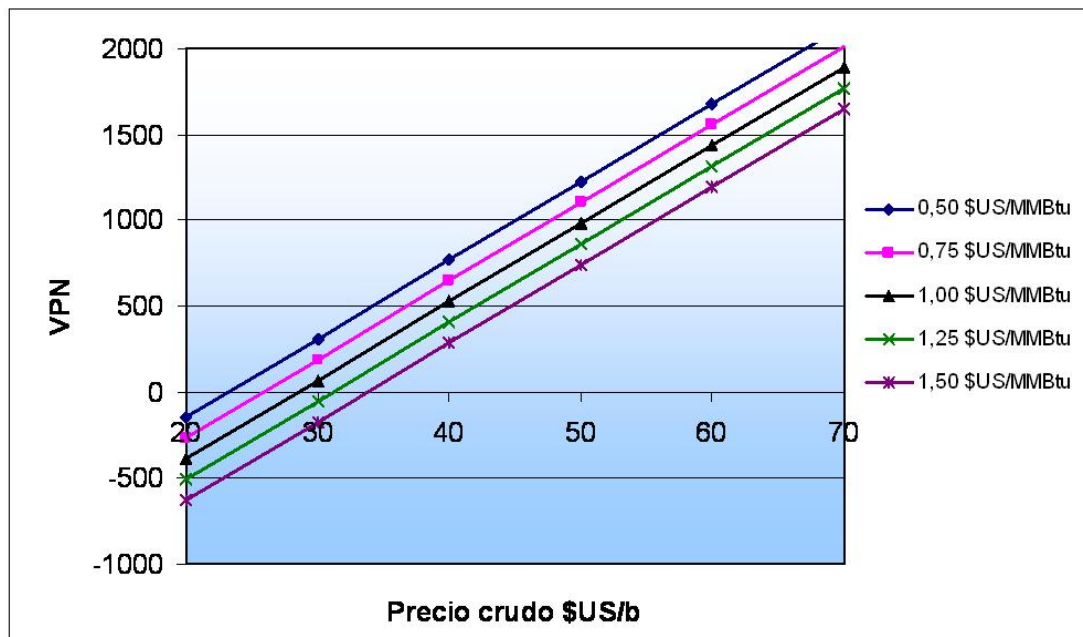
5.3.1 VPN. En la tabla 26, se evidencia que para un precio del barril de crudo de 30\$US/b, el costo del gas natural podría alcanzar un precio de 1 \$US/MMBtu, para que el proyecto rinda a una tasa mayor a la del inversionista; por otro lado, si el costo del gas natural es mayor a este valor, se necesitaría que el precio del barril de crudo este por encima de los 40 \$US/b, el cual sería un escenario bastante arriesgado debido a la alta volatilidad de los precios.

Tabla 26. Sensibilidad del VPN

Precio Crudo (\$US/b)	VPN (Millones de dólares)				
	Costo Gas (\$US/MMBtu)				
	0,5	0,75	1	1,25	1,5
20	-142,21	-263,51	-384,81	-506,10	-627,40
30	313,38	192,09	70,79	-50,50	-171,80
40	768,98	647,69	526,39	405,09	283,80
50	1224,58	1103,28	981,99	860,69	739,39
60	1680,18	1558,88	1437,59	1316,29	1194,99
70	2135,78	2014,48	1893,18	1771,89	1650,59

En la figura 46, se muestra el valor presente neto a diferentes precios del petróleo, para diferentes escenarios del costo del gas natural. Donde se observa que para cualquier precio de gas por encima de valor presente neto cero el proyecto es atractivo para la tasa de oportunidad de inversionista que se supuso. Además, siempre y cuando el precio del crudo esté por encima de 35 \$US/b cualquier precio del gas que se encuentre entre los valores analizados es atractivo para invertir.

Figura 46. VPN para diferentes escenarios



5.3.2 TIR. Al igual que para el Valor Presente Neto se realizó un análisis de sensibilidad para la tasa interna de retorno, teniendo en cuenta los mismos escenarios, en la tabla 27 se muestra, que por ejemplo, para alcanzar un TIR del proyecto mayor a la tasa de oportunidad del inversionista, se necesita un valor máximo del costo del gas natural de 1 \$US/MMBtu, para un precio de

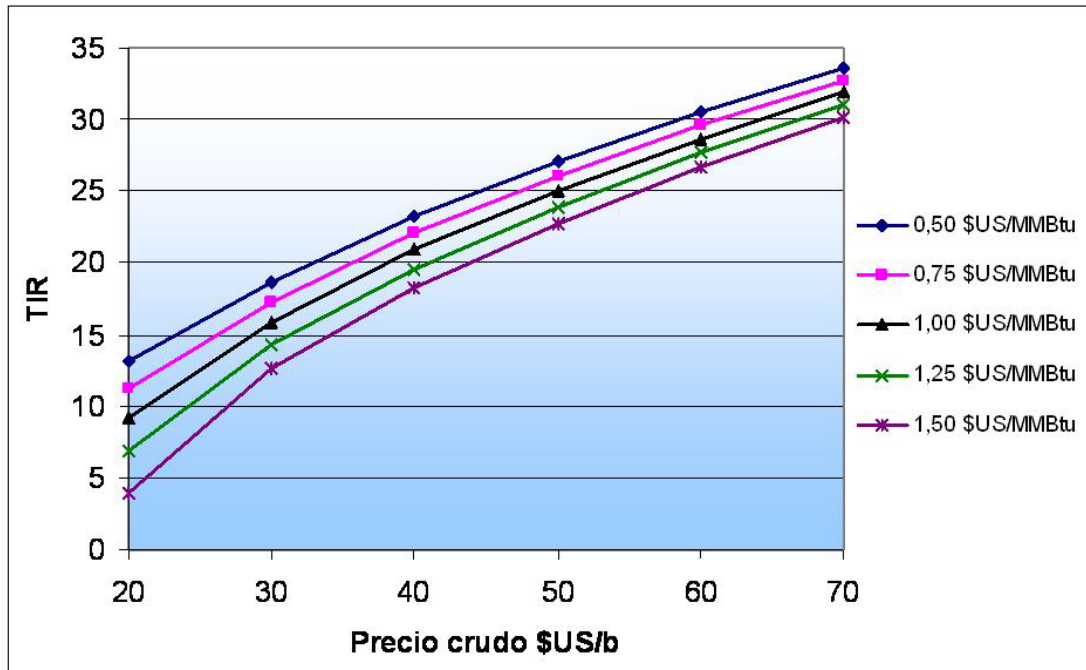
30\$US/b del WTI. Para precios del crudo mayores, sería atractivo el proyecto, pero presentaría mucha incertidumbre.

Tabla 27. Sensibilidad del TIR

Precio Crudo (\$US/b)	TIR				
	Costo Gas (\$US/MMBtu)				
	0,5	0,75	1	1,25	1,5
20	13,1	11,2	9,2	6,9	4
30	18,7	17,3	15,9	14,3	12,7
40	23,2	22,1	20,9	19,6	18,3
50	27,1	26,1	25	23,9	22,8
60	30,5	29,6	28,6	27,7	26,7
70	33,6	32,7	31,9	31	30,1

Por su parte, en la figura 47, donde se muestra el comportamiento de la tabla anterior, se puede apreciar que para precios bajos del crudo, pequeños cambios en el precio del gas generan una variación del 3% en el TIR. Mientras que para precios elevados del crudo cualquier cambio en el costo del gas no representa un cambio alto en el TIR. Además, como se dedujo en el ítem anterior por encima de un precio de crudo de 35 \$US/b, para cualquier precio del gas el proyecto es atractivo.

Figura 47. TIR para diferentes escenarios

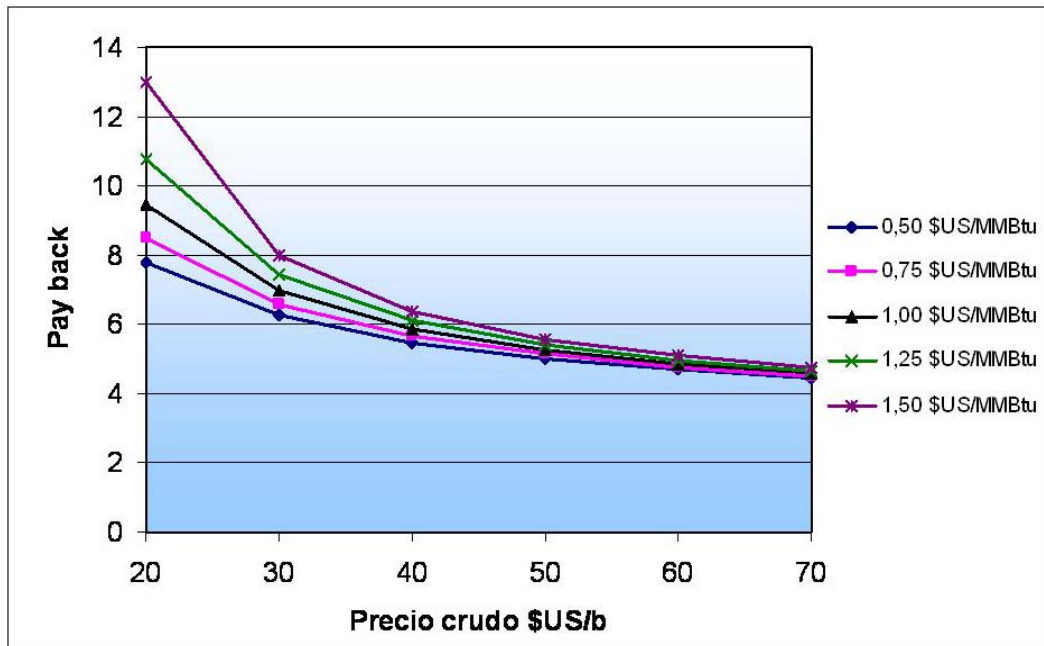


5.3.3 Tiempo de Pago (Pay back). La sensibilidad en cuanto al tiempo en el cual se paga la inversión, se puede ver en la tabla 28; en esta se nota que para precios altos del crudo, el tiempo en que se paga la inversión no es un factor de relevancia, ya que tiende a ser constante para los diferentes escenarios; sin embargo, para precios bajos de este, el tiempo en que se paga la inversión, obviamente será menor para precios bajos del gas natural, para un determinado precio del crudo. Comportamiento que también se puede apreciar en la figura 48.

Tabla 28. Sensibilidad del tiempo de pago de la inversión

Precio Crudo (\$US/b)	Pay Back				
	Costo Gas (\$US/MMBtu)				
	0,5	0,75	1	1,25	1,5
20	7,79	8,49	9,44	10,79	12,99
30	6,26	6,58	6,95	7,41	7,98
40	5,48	5,66	5,87	6,11	6,39
50	5	5,13	5,26	5,41	5,58
60	4,68	4,77	4,86	4,97	5,08
70	4,45	4,52	4,59	4,66	4,75

Figura 48. Tiempo de pago de la inversión a diferentes escenarios



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El proceso Fischer Tropsch es una tecnología probada que permite no solamente monetizar las reservas de gas natural, sino dar un valor agregado a este y obtener combustibles amigables al medioambiente.
- En comparación con otras alternativas de monetización del gas natural, como el caso de gasoductos, gas natural licuado o gas natural comprimido, la tecnología GTL presenta ventajas como: los productos son transportados a presión y temperatura también, no tienen ninguna restricción en cuanto a distancias al mercado.
- La tecnología mas importante en este proceso es a baja temperatura, con la utilización de reactores fase Slurry para obtener principalmente diesel, y el reformado auto - térmico para la obtención del syngas, con el fin de obtener una relación costo/beneficio alta.
- Los productos obtenidos por medio de esta tecnología son diesel, naftas, queroseno, ceras y parafinas; la cantidad de cada uno de ellos dependerá de las condiciones del reactor y de la refinación final del producto. Estos en comparación con los combustibles obtenidos a partir de una refinería de crudo, generan menos emisiones contaminantes, son compatibles con la estructura existente, y poseen una calidad premium.
- El mercado objetivo de los productos FT se detalla de la siguiente manera: en el mercado internacional, Estados Unidos tiene el mejor mercado para el diesel, debido a que el mercado Europeo tendrá una gran oferta por parte de los futuros proyectos de GTL en el medio Oriente,

principalmente en Qatar. Por su parte el mercado de las naftas petroquímicas se compone principalmente de los países asiáticos, como Japón y China; el mercado de las ceras y lubricantes, es bastante reducido, y la demanda futura será abastecida por los proyectos existentes.

En el mercado nacional, las grandes ciudades como Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla corresponden al mercado interno de diesel, como componente de mezcla para el diesel convencional, con el objetivo de aumentar su calidad y disminuir las emisiones contaminantes. Por lo cual el proceso que se analizó va dirigido para la producción de diesel en un 70%, seguido por las naftas y en menor proporción para las ceras.

- El estudio técnico concluye la construcción de una planta de GTL, con una capacidad de producción de 50,000 b/d de combustibles sintéticos y un alimento de 500 MMPCD, con una necesidad de reservas de 5 TPC de gas natural de la costa atlántica, debido a que esta corresponde a la zona con mayor potencial de reservas probables; la planta se localizaría en la ciudad de Cartagena, debido principalmente a sus características para albergar complejos industriales de esta envergadura, disponibilidad de un centro de refinación y puerto petrolero, y se encuentra dentro del bloque exploratorio tayrona.

El proceso a utilizar es el AGC-21 de ExxonMobil, debido a que esta empresa es la que posee mayor capacidad de reactores, un mayor rendimiento de los productos y además, es la empresa encargada de explotar las reservas de gas de esta zona, si se descubren.

- El estudio económico concluye que para que el proyecto sea viable, las mismas empresas que desarrollan el campo (ExxonMobil, Petrobrás y

Ecopetrol), deben desarrollar este proyecto, principalmente para que el costo del gas sea bajo, ya que este es un factor de gran importancia en la rentabilidad del proyecto.

- La planta GTL Colombia, tendrá un costo de inversión de \$US 1,140 millones, lo que representa un costo de \$US 22,800 por barril producido diariamente, siendo muy atractivo para su financiamiento, según la capacidad de la planta.
- Según las suposiciones realizadas para el análisis del caso base, con un costo del gas de 0,75 \$US/MMBtu y un precio del crudo de 30 \$US/b; se tiene que la tasa interna de retorno (TIR) es de 17,3% y el tiempo de pago de la inversión se realizará en 6 años y medio, aproximadamente, siendo un proyecto muy atractivo tanto para las bancas de financiamiento, como para inversionistas con una tasa de oportunidad menor a este porcentaje.
- Según la sensibilidad de los parámetros financieros que se realizó para diferentes escenarios de precios del gas y del crudo, se puede concluir: altos costos del gas natural y bajos precios del crudo, representan un alto riesgo al momento de invertir. Para el escenario actual de altos precios del crudo, el tiempo de pago de la inversión no depende del precio del gas en los intervalos analizados, obteniéndose como mínimo 5 años.
- Para finalizar, se presentan las siguientes recomendaciones: Se debe realizar un estudio mas detallado del mercado de combustibles en Colombia; realizar un estudio de impacto ambiental y de seguridad de la planta GTL Colombia; Realizar visitas a los posibles sitios de ubicación de la planta, analizando también la posibilidad de que fuese en el interior del país; analizar la alternativa de exportar gas para la planta GTL Colombia de países vecinos como Perú, Venezuela, Brasil, Ecuador.

BIBLIOGRAFIA

- AGGE, K. Economic Gas to Liquids Technologies: A new paradigm for the energy industry. President y COE Syntroleum Corp. Mayo 12 – 14, 1997.
- AHMAD, I.; ZUGHAIID. M.; EL ARAFI M. G. Gas to Liquid: New Energy Technology for the Thrid Millennium. SPE 78573. Octubre de 2002.
- ALVAREZ, Jhon. Emissions impacts of GTL diesel displacing refinery transportation fuels. Sasol Chevron. Septiembre de 2004.
- AL-SAADON. F. Economics of GTL Plants. SPE 94380. Texas, USA. Abril de 2005.
- APANEL, G. GTL update. SRI Consulting. Presentado a la conferencia de gas y petroleo. Bahrain, Bahrain. Marzo de 2005.
- BLUTKE, A.; BOHN, E.; VAVRUSKA, J. Plasma technology for syngas produce for offshore GTL plants. paper presented at Managing Associated Offshore Natural Gas. Houston, Texas. 28-30 de abril de 1999.
- CLARKE, S.; GHAEMMAGHAMI, B. Tacking GTL forward—engineering a gas—to—liquid projects. paper published in www.tcetoday.com. Julio de 2003.
- CLARKE, S.; WHEELER, F. Engineering GTL Projects. Hydrocarbon procesing. Abril de 2004.

- ConocoPhillips Gas Solutions. Disponible en Internet: <http://www.coconophillips.com/>
- Conversión de gas natural a líquidos. Schlumberger, Oilfield Review. Invierno de 2003-2004.
- DHABI, Abu. The future of gas transportation in the middle east: LNG, GTL and pipelines. JAI-Energy. Emiratos Árabes. Septiembre de 2004.
- DORIA, I.; SIALLAGAN, C. Gas-to-Liquids Technology for Bunyu Field, East Kalimantan, Indonesia. SPE 59762. Calgary, Canada. Abril 3-5 de 2000.
- DOWNEY, William. The global basestock industry – balancing different points of view. Presented at 8th ISIS-LOR world base oils conference. Londres, Inglaterra. 20-21 de Febrero de 2004.
- HOLMES, J.; AGEE, K. Syntroleum Corporation 2004 Annul Report to Shareholders. Syntroleum Corporation. 2004
- ExxonMobil Corp. Disponible en Internet: <http://www.exxonmobil.com/>
- ECOPETROL S.A. Disponible en Internet: <http://www.ecopetrol.com.co/>
- Estadísticas Minero Energéticas de la UPME. 1991-2003.
- FIERRO, L., G.; THOMAS, R.; LÓPEZ Y R. M. Producción de hidrógeno a partir del gas natural sin emitir dióxido de carbono. INSTITUTO DE CATÁLISIS Y PETROLEOQUIMICA, CSIC. España. 2004.

- Fischer Tropsch Org. Disponible en Internet: <http://www.fischer-tropsch.org/>
- Foster Wheller Internacional. Disponible en Internet: [fwc.com/](http://www.fwc.com/)
- FORSTER, W. Plant design and engineering of a plant GTL. Hydrocarbon Asia. Mayo/Junio (2003).
- Fundamentals of Gas to Liquids. Petroleum Economics. Londres, Inglaterra. 2003.
- Gas Processors Suppliers Association. Engineering data book. Oklahoma, USA. 1998.
- HANIF, A.; SUHARTANTO, T. Possible Utilisation of CO₂ on Natura's Gas Field Using Dry Reforming of Methane to Syngas (CO & H₂). presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Melbourne, Australia. 8-10 de October de 2002
- HOLMES, J. GTL: Exploring Remote Gas Discoveries. presented at Hoawrd Weil Energy Conference. Sasol International. Marzo de 2004.
- MIRANDA, Juan. Gestion de proyectos. MM editores. 4a Ed. Bogota, Colombia. 2001.
- Update of a Cycle Approach to asses the environmental inputs and outputs SMDS. Price Wather House Coopers. Mayo de 2003.
- Qatar Petroleum. Disponible en Internet: <http://www.qp.com/>

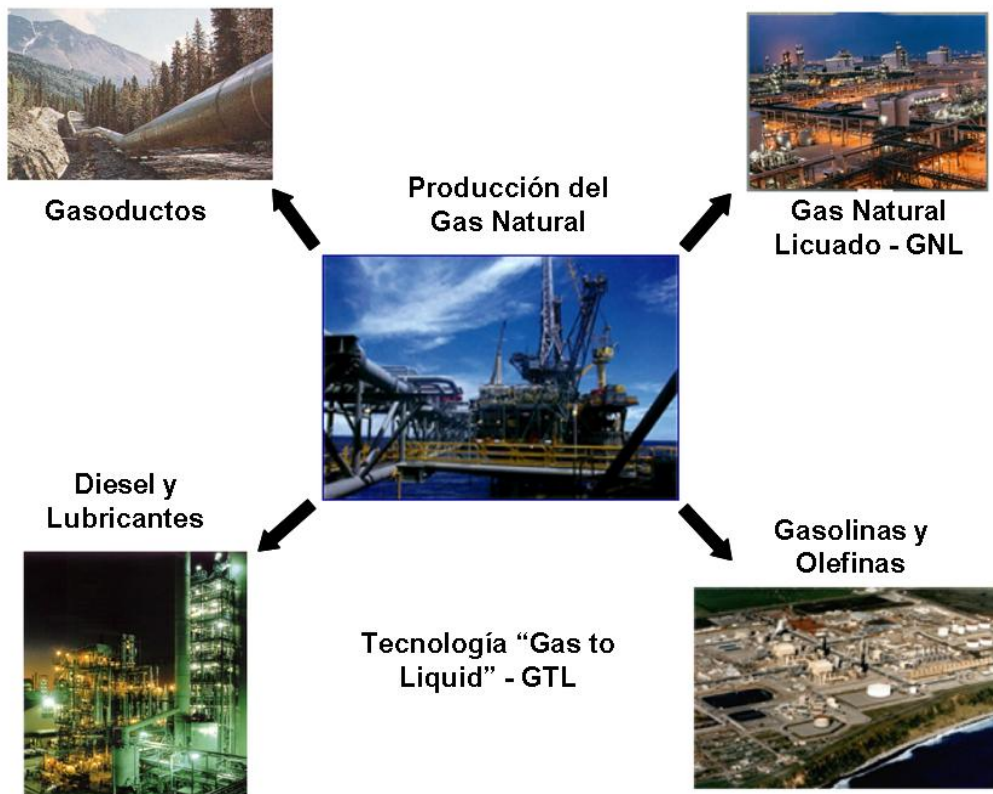
- RAMÍREZ, A. Gas to Liquids (GTL), an Overview. Ingeniería Química, Achema Especial. 2003.
- RAHMAN, Osama; MASLAMANI, Mohamed Al. GTL: Is it an attractive Route for gas monetization?. SPE 88642. Abu Dhabi, Emiratos Arabes. Octubre de 2004.
- RAHMIM, Iraj. GTL Prospects. Oil and gas Journal. Marzo de 2005.
- REGAN, Tony. The future is gas how GTL technology becomes the reality that replaces oil. TRI-ZEN International. Junio de 2005.
- Rentech Inc. Disponible en Internet: <http://www.gastoliquid.com/>
- Sasol International ltd. Disponible en Internet: <http://www.sasol.com/>
- SasolChevron ltd. Disponible en Internet: <http://www.sasolchevron.com/>
- SEDON, D. Why GTL so Expensive?. SPE 88632. Perth, Australia. Octubre de 2004.
- Shell Global Solutions. Disponible en Internet: <http://www.shellglobalsolutions.com/>
- Society Petroleum Engineering, SPE. Disponible en Internet: <http://www.spe.org/>
- Syntroleum Inc. Disponible en Internet: <http://www.syntroleum.com/>

- SIMMONS, M. Energy & Nanotechnology: Strategy for the Future. Presented at 10th Anniversary Of The Baker Institute. Houston, USA. Mayo de 2004.
- THACKERAY, F.; LECKIE G. Stranded Gas: A Vital Resource. Petroleum Economist. Mayo, 2002.
- VERGHESE, Joe T. Options for Exploiting Stranded Gas – An Overview of issues, Opportunities and Solutions. SPE 84250. Colorado, USA. Octubre de 2003.
- RIDLER, D. E.; TWIGG, M. V.; Steam Reforming. Handbook in catalisis. Second Edtion. Manson Publishing. 1996; p. 225-280.
- SARMIENTO, D.; ARENAS, O. Estudio de prefactibilidad técnico-económica para la implementación de gas natural licuado -GNL. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2004.
- Technip Italy. GTL: una noava realtà. ANIMP - Convegno Previsioni di Mercato. Roma, Italia. Junio de 2004.
- VERGHESE, Joe. Options for Exploiting Stranded Gas – An overview of Issues Opportunities and Solutions. SPE 84250. Colorado, USA. Octubre de 2003.
- WATTS, P. Building Bridges- Fulfilling the Potential for Gas in the 21st Century. Conferencia Mundial del Gas. Tokio, Japón. Junio de 2003.
- ZEEBROECK, V. Conversión de hidrocarburos gaseosos a líquidos. Ingeniería Química. Octubre de 2002.

Anexo A. Alternativas de Utilización del Gas Natural

El gas Natural es un recurso no renovable que por sus características combustibles tiene múltiples usos, que como se muestra en la figura A.1, van desde domésticos hasta aplicaciones en distintas ramas industriales. Además en relación con otras fuentes energéticas no renovables como el carbón y el petróleo es menos contaminante por contener poco azufre y mínima producción de CO₂, por otro lado, las reservas gasíferas son mayores que las del petróleo.

Figura A.1 Alternativas de Monetización del Gas Natural



Fuente: ExxonMobil Gas Marketing

El transporte del gas se hace normalmente mediante gasoductos de alta presión; sin embargo, hay ocasiones donde el gasoducto no es aplicable, bien sea porque la distancia es muy grande o porque los volúmenes son pequeños y no justifican económicamente la construcción del gasoducto, entonces se utilizan otros sistemas de transporte como son el gas natural licuado (GNL) o el gas natural comprimido (GNC).

A.1 Gas Natural Licuado (GNL)

El GNL es un gas natural que posee metano en gran proporción, el cual ha sido llevado a estado líquido. Para licuar el gas natural se requieren muy altas presiones o muy bajas temperaturas; hasta el momento se ha preferido licuar al gas con bajas temperaturas (-160°C). El proceso de transporte del gas natural licuado requiere tres etapas (Figura A.2). *Licuefacción*: que contempla filtrado, secado y enfriamiento; *Transporte*: que se hace mediante tanques criogénicos; y *Regasificación*: en donde se vuelve a convertir el líquido en gas.

Figura A.2 Cadena del gas natural licuado



Fuente: Technip

Por su alto costo comparativo con el transporte en gasoducto, su uso está prácticamente limitado al transporte marítimo en grandes barcos y para grandes distancias. Europa y Japón son los principales usuarios de este medio de transporte.

El GNL permite almacenar el gas de manera líquida para transportarlo a grandes distancias entre el centro de producción y los mercados de consumo. Esta tecnología presenta las siguientes oportunidades: Demanda de GNL de hasta 350 MMtpa en el 2020 (gran parte de las importaciones de gas en EEUU en las próximas décadas serán en forma de GNL), acceso a mercados más amplios (proyectos para construir puertos y terminales en Méjico, Costa Rica y República Dominicana), estructura de proyecto bien definida, desarrollo incipiente en nuestro continente, siendo Trinidad y Tobago el único país que lo exporta.

Por otra parte existen grandes retos que podrían llegar a afectar la ejecución de este tipo de proyectos como son: el mercado a evolucionado contratos a corto plazo y los proyectos de GTL se desarrollan a 20 años, debido a sus grandes y millonarias inversiones; minimización de los riesgos de seguridad internos y externos en estaciones de regasificación; alta competencia en el mercado de EEUU por parte de países como Argelia, Trinidad y Australia (proyectos en marcha); además los precios son muy fluctuantes y son muy dependiente de la estación, por ejemplo en verano la demanda se disminuye por lo cual los precios son muy bajos, pero se disparan en invierno.

El desarrollo de un mercado spot de GNL ha focalizado sus esfuerzos en la reducción de los costos de inversión en procesamiento y transporte a fin de mantener el negocio competitivo representando las siguientes características: Complejidad de la infraestructura (planta de licuefacción, un puerto y planta de regasificación a la llegada del producto); variabilidad en las características

de las alimentaciones de gas; Presión de reducir tiempo de pago de un proyecto de GNL (ha bajado significativamente, de 16 a 6 años); distancia de la producción de GNL a los mercados de los consumidores (Costos de envío 6% por 1000 Km.); continuo interés en proyectos en nichos de GNL (0,5 millones de toneladas por año).

Para el futuro, las siguientes áreas de desarrollo tecnológico harán a este negocio mas competitivo: los trenes de GNL se han incrementado gradualmente de 1 millón de toneladas al año a 6 millones de toneladas al año por tren; tres procesos principales con diferencias en los ciclos de enfriamiento e intercambio de calor (Proceso Prico, Cascada optimizado y C3-MR); introducción de nuevos procesos incrementando la eficiencia en un 15% en la licuefacción; reducción de las emisiones de carbón; procesamiento de GNL flotante; revisión de cada eslabón de la cadena de abastecimiento para la reducción de costos (en Trinidad y Omán, los costos de licuefacción descendieron al nivel de 0,90 \$US/MMBtu y a 0,35 \$US/MMBtu para la regasificación).

En cuanto al atractivo económico y comercial, se prevé que para el 2025 el GNL represente entre el 14 y el 17% del gas consumido en Norte América, a su vez que se necesitaran millonarias inversiones, alrededor de \$US 5,000 millones, y reservas mínimas entre 4 y 5 Tcpc para que estos proyectos sean rentables.

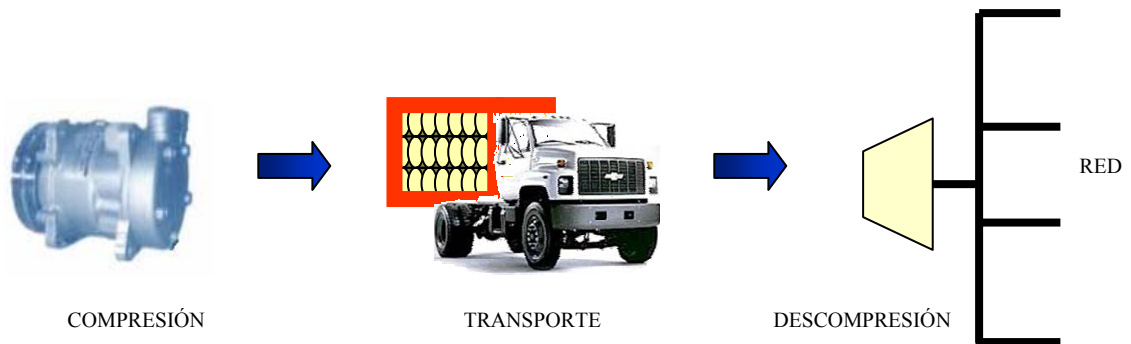
La capacidad de producción de GNL ha aumentado continuamente, sin embargo algunos analistas no creen que esto afecte a los precios de gas en por lo menos 8 años, aunque el desbalance entre oferta/demanda de gas entre las distintas regiones, se mantiene en espera, a que se desarrollen mercados mas competitivos para eliminar los contratos a largo plazo.

A.2 Gas Natural Comprimido (GNC)

Mediante este proceso el gas natural es comprimido a presiones del orden de los 3000 psia, con el fin de aumentar su capacidad de almacenamiento, al aumentar la presión del gas natural, pero manteniéndolo en su estado gaseoso, también se aumenta su densidad energética y, por tanto, se disminuyen los costos unitarios de transporte.

El proceso de GNC terrestre comprende tres etapas (Figura A.3): *Compresión*: se toma el gas del campo de producción, del gasoducto o de las redes de distribución y mediante compresores se aumenta sustancialmente la presión, *Transporte*: el gas presionado se almacena en tanques y se transporta a su destino, llevándolos sobre vehículos bien sea por tierra o por agua, *Descompresión*: utilizando válvulas para expandir el gas se reduce la presión y se entrega a las redes de distribución o a usuarios finales.

Figura A.3 Cadena del Gas Natural Comprimido



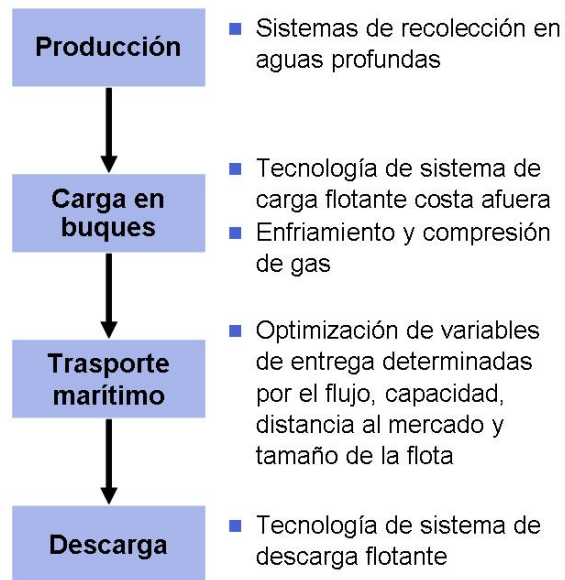
Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas

El sistema de transporte con gas natural comprimido se ha usado para evitar la construcción de gasoductos en diferentes aplicaciones: cuando se ha encontrado gas en un campo y es necesario hacer pruebas de producción

extensivas o el campo no es muy grande y, bien sea por la cantidad de gas o por el tiempo de producción, no es rentable la construcción del gasoducto.

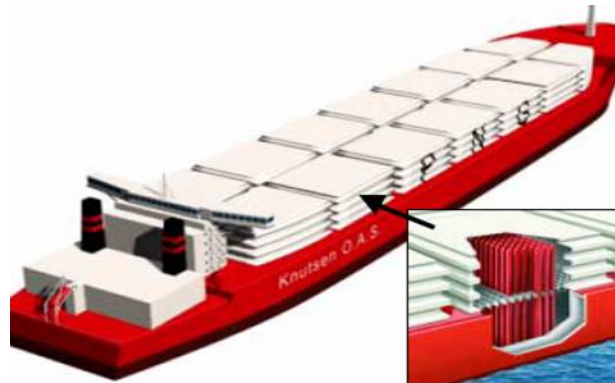
Otra forma para el transporte del gas natural comprimido es por medio de barcos en costa afuera, su proceso se explica en la figura A.4, donde se observa sus elementos claves. Donde es de destacar que se eliminan las plantas de licuefacción y regasificación del gas natural que se utilizan en un proyecto de GNL, que requieren millonarias inversiones; en este caso los barcos toman el gas directamente de las plataformas de producción off-shore.

Figura A.4 Proceso del transporte marítimo de GNC



Esta tecnología no se ha empezado a aplicar hasta el momento pero ya existen estudios de factibilidad para aplicarlo como forma de transporte del gas de los yacimientos del Mar del Norte, para llevarlos directamente al mercado. En la figura A.5, se muestra el diseño interno de este tipo de barcos.

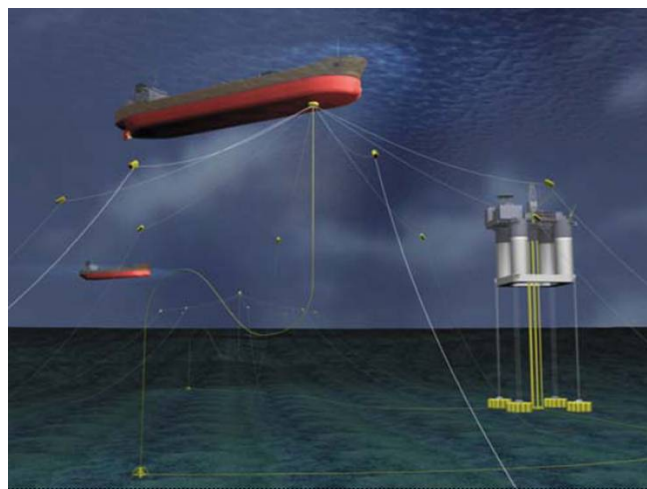
Figura A.5 Barco para el transporte de GNC



Fuente: Knutsen CNG

En la figura A.6, se muestran las conexiones de los barcos con los pozos y la plataforma. Estos barcos poseen menos capacidad, pero además un menor peso que los barcos de transporte de GNL, aproximadamente 20000 ton en comparación con uno de GNL de 60000 ton de peso, y una capacidad de hasta 330 millones de pies cúbicos estándar.

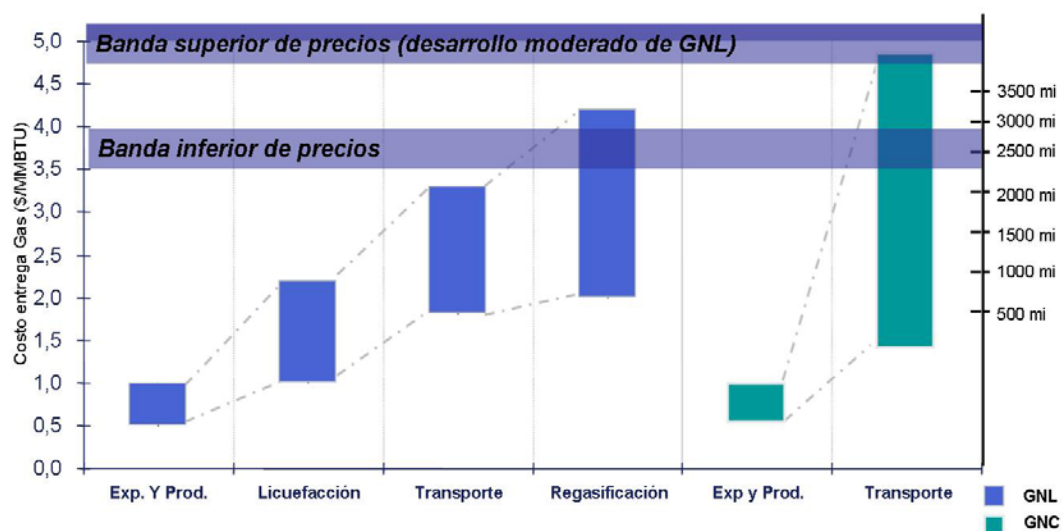
Figura A.6 Esquema de la conexión de los barcos a pozos y plataformas



Fuente: Dunlop, J. CNG transport is delivering on promises

Esta tecnología presenta las siguientes oportunidades: Desarrollo de reservas de tamaño moderado y aisladas de infraestructura existente, mercados de tamaño moderado y distribuido, manejo de gas libre y asociado, uso de la red de transporte y distribución existente después de la descarga, tiempos de ejecución cortos, modernización de las flotas. Pero todavía existen algunos retos como son: convertirse en una opción atractiva al lograr un balance entre carga y costo de entrega, no existe operación comercial de importancia, desarrollo de estándares internacionales derivados de los acuerdos de GNL, tanto para el transporte como para los terminales. Sin embargo, los avances tecnológicos han hecho que existan hoy día alternativas de diseño, con amplias posibilidades de operación comercial que están esperando su aprobación final. El atractivo económico y comercial del GNC en comparación con el GNL, es una función directa de la distancia de las reservas al mercado, por lo que esta tecnología es una solución al mercado local y regional. En la figura A.7, se muestra como el costo de entrega del GNC es mayor que el GNL después de las 2500 millas, pero representa un gran potencial para distancias relativamente cortas.

Figura A.7 Costos de entrega de entrega de GNL vs GNC



Fuente: Arthur D. Little

A.3 Gasoductos

Este ha sido el medio más convencional para la monetización de las reservas de gas natural en el mundo tanto a nivel local, regional y de exportación. Estos proyectos representan grandes desafíos, cuando se tratan de grandes distancias, aunque se están rompiendo estos paradigmas principalmente por la aplicación de alta tecnología.

Un proyecto del cual vale la pena hablar es el gasoducto panamericano que contempla la exportación de gas de Venezuela hacia los mercados de Centro América, Méjico y EE.UU. Representando la siguientes oportunidades por las cuales se podría llevar a cabo: Incremento en la demanda de gas en Norte América y precios atractivos; dificultad de desarrollo de terminales de GNL; crecimiento económico de América Central y desregulación de mercados de combustibles; acceso a la tubería del sur de Méjico. En la figura A.8, se muestran las principales rutas que podrían tener este gasoducto y su distancia.

Figura A.8 Posibles rutas del gasoducto panamericano



Fuente: Arthur D. Little

Desde el punto de vista técnico esta opción es relativamente sencilla de realizar y operar, una vez superados los obstáculos de terreno como son: Terreno nivelado o levemente montañoso en un 80%; Terreno rudo y pantanoso en un 7%; cruces costa afuera y otros cuerpos de agua en un 13% (367 ríos, un lago, cruce del Canal de Panamá a través de perforación direccional). Actualmente los diseños ya están terminados y se planean los siguientes parámetros: capacidad de 1.000 MMPCSD desde Venezuela; presión máxima de 1,400 psia; tubería de acero grado X70-X65 y 8 estaciones de compresión.

La ejecución de este proyecto dependerá de grandes retos como son: Barreras políticas; riesgos ambientales y de seguridad; amplia gama de partes interesadas; dificultad de asegurar derechos de paso; Inflexible y costoso; requiere de grandes mercados estables y contratos a largo plazo; asegurar financiamiento por el orden de US\$3,000 millones.

A.4 Energía Eléctrica

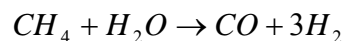
La generación de energía eléctrica por sistemas convencionales tiene rendimientos del 35-40%, con hasta un 65% de la energía primaria consumida desperdiciada como calor residual.

El gas natural se ha constituido en un combustible atractivo para la generación de electricidad con alto rendimiento en toda una serie de aplicaciones, ofrece las mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental. Estas ventajas pueden conseguirse tanto en grandes como en pequeñas centrales y unidades de cogeneración termoeléctrica. El uso de turbinas de gas para mejorar centrales existentes y en nuevas centrales de ciclo combinado permite alcanzar ahorros de energía entre el 15 y el 40%.

En general, son muchas las razones para el renovado interés en el uso del gas natural para la generación de electricidad: el desarrollo de ciclos combinados a gas con turbinas de gas (CCGT), el considerable menor impacto ambiental que aporta la generación eléctrica con gas que con otros combustibles sólidos y la disponibilidad a largo plazo de grandes y crecientes reservas de gas.

A.5 Producción de hidrógeno

El hidrógeno se considera como la fuente de energía más eficiente, no contaminante, abundante y de costo aceptable en el futuro inmediato. El hidrógeno gaseoso es un combustible extraordinariamente limpio debido a que la energía química almacenada en el enlace H-H se libera cuando se combina con el oxígeno del aire produciendo solo agua como producto de la reacción. Aunque el hidrógeno puede producirse por reformado de metano, nafta, residuos de petróleo y carbón, la mayor relación atómica H/C en el metano con respecto a otros combustibles, hacen del gas natural la materia prima por excelencia para fabricar hidrógeno. Específicamente, la metodología más extendida de producción de H₂ es el reformado con vapor de agua, conforme a la reacción:



La reacción es fuertemente endotérmica y favorecida a baja presión. El gas natural reacciona con vapor de agua en catalizadores de Ni en un reformador primario a temperaturas próximas a 1200 K y presión total de 20-30 bar. Aunque la estequiometría de la reacción solamente requiere 1 mol de H₂O, por mol de CH₄, se incorpora un exceso de H₂O (usualmente 2.5-5.0) para reducir la formación de carbón. La conversión de CH₄ a la salida del

reformador está en el orden 90-92% y la composición de la mezcla se acerca a la que predice el equilibrio termodinámico. A la salida del reformador primario se coloca un segundo reformador autotérmico en el que 8-10% del CH_4 no convertido reacciona con oxígeno en la parte superior del tubo. La composición del gas se equilibra con un catalizador de Ni colocado en la zona de combustión. Para la producción de H_2 (amoníaco, uso en refinería, petroquímica, metalurgia, pilas de combustible), el CO presente en la corriente de salida se convierte en H_2 adicional en sendos reactores de desplazamiento a elevada y baja temperatura, respectivamente.

A.6 Celdas Combustibles

Las celdas de combustibles a gas natural constituyen una alternativa prometedora a la generación de energía mecánica basada en la combustión. Estas generan energía eléctrica y calor a partir de gas natural, mediante un proceso electroquímico. Actualmente se están dedicando recursos de investigación en todo el mundo para el desarrollo de las pilas de combustible.

Las celdas de combustibles que trabajan con gas natural o con hidrógeno, aportan rendimientos mas elevados en generación de energía eléctrica y emisiones muy inferiores a las que se dan en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica. El rendimiento eléctrico de las pilas de combustibles disponibles en la actualidad es de alrededor del 40%, mientras que para las nuevas generaciones se prevén rendimientos del 55 al 65%.

Anexo B. Principales usos del gas de síntesis

Tabla B.1 Principales ventajas y desventajas de los productos obtenidos a partir de syngas

PRODUCTO	ACTUALIDAD	VENTAJAS	DESVENTAJAS
H ₂	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uso principal del syngas ▪ Obtenido por medio de reformado de vapor 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La mejor opción para la gasificación de biomasa ▪ Utilizado en vehículos a hidrógeno ▪ Combustible limpio ▪ Tecnología madura 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Precios de la planta significativamente más alto que opciones de utilización del syngas
Productos Fischer Tropsch	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Plantas existentes en Sudáfrica y Malasia ▪ Principalmente obtenidos a partir del carbón ▪ El presente de la tecnología es gas natural debido a su economía en comparación al carbón. ▪ Patentado por muchas compañías 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Productos comerciales dentro del mercado de derivados del petróleo ▪ No contienen azufres y poseen bajo contenido aromáticos ▪ Reducen las emisiones en los motores a diesel ▪ Exitosa operación de reactores fase Slurry a gran escala 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gas natural y carbón a un bajo costo ▪ Afectado por factores políticos ▪ Se requieren precios del crudo por encima de 20 \$US/b
Amoniaco (NH ₃)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consume gran cantidad de H₂ ▪ Segundo producto sintético más producido 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tecnología madura 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Altamente tóxico

PRODUCTO	ACTUALIDAD	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Metanol	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Syngas producido vía reformado de vapor ▪ Prototipos construidos para alimento de celdas de combustible 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Usado para producir formaldehído, ácido acético, DME ▪ Combinado con gasolina obteniendo mezclas M100 y M85 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dificultad para construir plantas a gran escala ▪ Altamente corrosivo ▪ En ambientes cálidos como Colombia es contaminante
DME	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Poseen muchos potenciales, pueden ser utilizado como diesel, refrigerante, base para químicos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Obtenido de la deshidratación del metanol 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mercado muy pequeño ▪ Obtenerlo directamente es muy costoso y la tecnología se encuentra en desarrollo
Etanol	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Obtenido de la fermentación directa de carbohidratos ▪ Usado en algunos países del mundo 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es un aditivo para los combustibles ▪ No es tan contaminante como la gasolina convencional 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No existen plantas comerciales a partir del syngas ▪ Se ha realizado experimentos en universidades utilizando syngas, pero los avances son descocidos
Mezclas de alcoholes	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Probado en Europa 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere bajas relaciones H_2/CO ▪ Proceso muy versátil 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mercado muy pequeño y limitado ▪ Pobre selectividad de los catalizadores usados
Productos de Isosíntesis y Oxosíntesis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aldehidos producidos de la isosíntesis son utilizados para producir alcoholes y ácidos ▪ En la Oxosíntesis los productos obtenidos son isobutanos e isobutenos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere bajas relaciones H_2/CO ▪ Proceso muy versátil ▪ Proceso comercial 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mercado muy pequeño ▪ Proyecto a escala pequeña ▪ Recuperar los catalizadores de los productos es un desafío ▪ No hay plantas comerciales

Tabla B.2 Resumen de los procesos de conversión de syngas, a productos comerciales y sus condiciones

PROCESO	CATALIZADOR	CONDICIONES PROCESO			% CONVERSIÓN	PRODUCTO
		T (°C)	P (Psia)	H ₂ /CO		
Síntesis de Fischer Tropsch	Fe	300-350	140-480	1.7/1	50-90 % con reciclo	Alfa oleofinas y gasolina
	Co	200-240	100-175	2/1		Ceras y diesel
Síntesis de metanol	ZnO/Cr ₂ O ₃	350	3626-5000	3/1	95%	Metanol
	Fe/FeO + aditiv	220-275	725-1450	2-3/1	10-35%	Amoniaco
Amoniaco	Alkali/ZnO/Cr ₂ O	430-480	1450-7250	1/1	5-20%	Alcohol primario
	Alkali/Cu/ZnO	300-425	1812-4321	2-3/1	20-30%	Alcoholes lineales
	Alkali/CuO/CoO	275-310	725-1450	0.5-4/1	5-30%	Alcoholes lineales
Oxo-síntesis	Co de carbonil	110-200	725-1450	1/1		Alcoholes C11 y C14
	Co modificado	160-200	100-350	1/1		Aldehídos
Iso-síntesis	ThO ₂	60-120	1400-4500	0.85/1	40-50%	i-C4
	ZrO ₂	300-425	5000	1/1	30%	
Reformado de vapor	Ni	850	220-430	No	99.8 conversión de metano	Hidrógeno

Anexo C. Evolución Histórica del Proceso Fischer Tropsch

Año	Suceso
1897	Losanitsch y Jovitschitsch, desarrollan proceso para convertir CO e Hidrogeno a productos líquidos usando descargas eléctricas.
1902	Sebatier y Senderens, convierten CO e Hidrogeno a Metano sobre catalizadores de níquel.
1910	Científicos alemanes desarrollan un proceso para sintetizar petróleo a partir de carbón, estableciendo el primer combustible líquido sintético.
1913	Se reporta la primera producción de hidrocarburos líquidos sobre catalizadores de cobalto con la patente concedida para BASF.
	Friedrich Bergius (1884-1949) en Rheinau-Mannheim desarrollan su invención de hidrogenación de carbón a alta presión o licuefacción. Producción de hidrocarburos sobre óxido de cobalto a 120 atm y 300-400 ° C (BASF)
1920	Se inicia la investigación del gobierno japonés, en la generación de combustible líquidos, primero con destilación de aceite de esquistos bituminosos y LTC, y posteriormente con licuefacción de carbón y síntesis Fischer-Tropsch.
1923	Franz Fischer (1877-1947) y Hans Tropsch (1889-1935) desarrollan en el Instituto del Kaiser Wilhelm (KWI) en Mülheim un proceso para la síntesis de combustibles líquidos a partir de carbón.
1925	Alemania expidió la patente sobre el proceso Fischer-Tropsch.
	Se reporta la producción de parafinas en cantidades medibles a 1 atm y 220-250 ° C sobre CoCu sin apoyo y Co (Hanz Fischer y Franz Tropsch)
	Franz Fischer y Hans Tropsch convierten syngas en hidrocarburos en un laboratorio a oxigenados e hidrocarburos líquidos. Se enfocaron en los catalizadores de cobalto y níquel a presiones atmosféricas. Surge la asunción que a presiones bajas se producen hidrocarburos y a altas presiones se producen oxigenados.
	La marina japonesa inicia un programa de licuefacción de carbón en Tokuyama.

Año	Suceso
1925-1932	El Instituto Tokuyama Research Laboratory de Japón, enfocan su objetivo en la generación de combustibles líquidos, para el programa de flota de la marina, para lo cual realizaron pruebas en carbones para analizar su contenido de alquitrán.
1926	Franz Fischer (1877-1947) y Hans Tropsch en el Kaiser Wilhelm Institute, Alemania, publicaron su primer paper sobre el proceso del gas de síntesis (síntesis FT) usando catalizadores de Torio-Cobalto. Esta publicación planteaba: El hierro, el cobalto y el níquel son los catalizadores más efectivos para la hidrogenación de monóxido de carbono para hidrocarburos; el cobalto el más activo para la producción de hidrocarburos, el níquel favorece la formación de metano; la adición de álcali favorece la selectividad; el cobre mejora la reducción de Fe a bajas temperaturas, y el syngas requiere estar libre de azufre.
1927	El Instituto de Investigación Físico y Químico, Kyoto Imperial University, empezó el primer estudio japonés de la síntesis FT.
1928	Fischer y Tropsch presentan sus nuevos descubrimientos: El K ₂ CO ₃ es el mejor promotor para el hierro y la optimización de su contenido a un nivel de 0.5-1.0 %, el álcali envenena a los catalizadores de Co, la conversión de CO sobre hierro favorece la formación de CO ₂ y sobre cobalto la formación de H ₂ O.
1930	Es comercializado el proceso FT para la producción de químicos.
1932	Fischer y Koch presentaron un catalizador precipitado (100Co: 18ThO ₂) con una actividad muy mejorada y estabilidad a 1 atm, el cual fue usado en escala comercial en varias plantas durante II Guerra Mundial para producir gasolina en Alemania.
1935	Fischer publicó datos con respecto a la selectividad del catalizador de cobalto para diferentes productos hidrocarburos, encontrando que los productos de reacción son principalmente hidrocarburos de cadena lineal con un número de cetano de 105, siendo un excelente combustible para motores diesel.
1935-6	Fischer y Pichler encontraron la presión operativa óptima para los catalizadores de cobalto en el rango de 5-20 atm; En este rango los catalizadores fueron mucho más estables que a 1 atm, y la selectividad para hidrocarburos líquidos saturados fue más alta, los catalizadores definieron una ruta para parafinas y aceite diesel.
1936	Comienza a operar la primera planta FT comercial en Alemania.

Año	Suceso
1937	Pichler encontró que a presiones los catalizadores son más estables, lo que revivió el interés en los catalizadores de hierro, especialmente porque el suministro de cobalto era escaso.
1939	Durante la Segunda Guerra Mundial Alemania opera 9 plantas FT, para la producción de 12000 Bpd.
1940	El Instituto de investigación Imperial Fuel, de Japón estudia la hidrogenación a alta presión (la licuefacción) de carbón y el alquitrán.
1942	El Congreso de los Estados Unidos asigna fondos para iniciar nuevos trabajos de investigación sobre la síntesis FT. Se desarrollaron trabajos usando seis reactores de lecho fijo, con catalizadores de hierro y de cobalto, se desarrollaron métodos de preparación y reactivación de catalizadores de hierro, se reportó que los catalizadores de hierro producen altamente productos olefinicos y una porción mayor de parafinas sólidas que los catalizadores de cobalto.
1943	Se inicia programa de abastecimiento de combustibles mediante reservas de carbón en Estados Unidos, debido a la escasez de reservas petroleras.
1944	Inicio de la Segunda Guerra Mundial, se presenta la máxima producción de las plantas FT. Alemania: 16000 Bpd, Japón: 1500 Bpd El Congreso Estadounidense aprobó \$ 87 millones de dólares para un programa de investigación en combustibles líquidos sintéticos. Acción derivada por la tensión nerviosa causada por la demanda de combustibles líquidos, debido a la II Guerra Mundial.
1945	Se inicia el uso de reactores de lecho fijo Multi-Tubulares, por parte de SASOL (Proceso Arge) y SHELL (Proceso Síntesis de Destilados Medios)
1946	Investigadores de SHELL, Bernard Greensfelder y Robert Moore, notaron que el combustible diesel convencional tenía bajo número de cetano y el combustible diesel parafínico tiene alto número de cetano, pero también tiene un alto cloud point. (Punto de niebla).
1947-1952	Producción de combustibles sintéticos en USA. La planta Alemana se traslada a Louisiana. Texaco construye una planta de 120 Bpd en Montebello, California usando Gas natural como alimento.

Año	Suceso
1950	MOSSGAS comienza operaciones.
	Sasol produce combustibles y químicos usando catalizadores FTS de hierro.
	SHELL comienza desarrollo tecnológico de plantas GTL en respuesta a la crisis petrolera.
1950-1953	Hydrocarbon Res Inc. Construye la planta Hydrocol en Brownsville con capacidad de 8000 Bpd, la cual al poco tiempo dejo de operar.
1953	Koelbel / Ackerman operan una planta a escala comercial, mediante el proceso FT usando catalizadores de Fe, en Alemania.
1954	Abundancia de petróleo a bajos precios en Medio Oriente, lleva al cierre de R&D en EE.UU. y en otras partes.
1955	SASOL opera la planta SASOL 1 en Sasolburg con capacidad de 2500 Bpd, usando catalizadores de Fe y reactores CFB.
	SASOL en Sudáfrica comienza a operar el proceso Fischer Tropsch a alta temperatura, utilizando reactores con lecho fluidizado circulantes (SYNTOL)
1955-2000	Durante este periodo fueron utilizados comercialmente por SASOL, 19 reactores de lecho fijo circulante, Syntol (CFB)
1972	El embargo petrolero y el aumento en los precios del petróleo revivieron el interés en los combustibles sintéticos, especialmente a partir de carbón
1973	SHELL inicia planta de 10,000 BPD en Bintulu, Malasia.
	El interés en el desarrollo de combustibles sintéticos en U.S. recibió un gran estímulo como resultado del embargo petrolero por el cartel árabe, este se manifestó en soporte físico del gobierno a la Investigación y desarrollo del synfuel incluyendo al proceso FT.
1975	Vannice publica sus aportes: la medida de actividades específicas para la hidrogenación de CO de soportes metálicos, incluyendo cobalto basado en la sorción química de hidrógeno.
1975-1985	Gulf-Badger construyen planta piloto en Harmarville, PA. Con capacidad de 35 Bpd, usando reactores de Co de lecho fijo.
1976-1978	Kobylinski, Kibby, y Pannell (Gulf, Chevron, and Shell) desarrollaron catalizadores Co/Al ₂ O ₃ de alta actividad, gran área superficial promovidos con Ru y óxidos básicos.

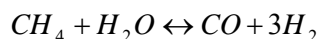
Año	Suceso
1978-2003	Bartholomew, Reuel, Fu, Johnson, Huber (BYU), Goodman (TAMU): Prepararon, caracterizaron, y desarrollaron pruebas de actividad de catalizadores de cobalto sobre diferentes soportes; proporcionaron métodos de medida del hidrogeno de chimenea, extensión, reducción y dispersión de los catalizadores de cobalto
1980	SASOL inicia operación de su segunda planta SASOL II en Secunda, SA. Con capacidad de 150000 Bpd usando catalizadores de FE y Reactores CFB. Mobil Oil inicia operación en una planta piloto.
1982	SASOL inicia operación en su planta SASOL III en Secunda
1983	SASOL desarrolla el proceso Syntol, con una planta en Sasolburg, SA. Con capacidad de 100 Bpd.
1983-1990	Minderhoud, Post, Sie, De Jong (Shell), desarrollaron catalizadores de Co/SiO ₂ comercialmente viables, promovidos con Zr y metales raros de la tierra. Concepto de craqueo de ceras.
1984	La compañía Air Products and Chemicals, inicia operación de su planta piloto con capacidad de 35 Bpd, usando reactor Slurry, catalizadores de Fe y Co, y Gas natural como alimento.
1987-1999	Goodwin, Eri, Riis, Marcelin, Oukaci, Singleton (U.Pitt., EIC, Statsoil, desarrollaron catalizadores comerciales de cobalto de actividad alta y selectividad promovida con Re, Ru, Pt, Pd; Diseño para resistencia al desgaste.
1989-1990	Exxon construye planta piloto en Baton Rouge, LA. con capacidad de 200 Bpd, usando reactor Slurry y catalizadores de Co.
	SYNTROLEUM, construye planta piloto en Tulsa, OK. Con una capacidad de 2 Bpd, usando catalizadores de Co y Gas Natural como alimento.
	SASOL, desarrolla el proceso Syntol con una planta comercial con capacidad de 3500 Bpd y una planta piloto con capacidad de 100 Bpd, usando catalizadores Slurry de Co.
1991-1992	MOSSGAS, construye una planta en Mossel Bay, SA. Con capacidad de 22500 Bpd, usando la tecnología del proceso Syntol de SASOL, catalizadores de Fe y Gas Natural como alimento.

Año	Suceso
1993	SASOL, construye reactor Slurry de Co, en Sasolburg, SA. Con capacidad de 2500 Bpd.
	Rentech inicia planta Synhytech, en Colorado.
	ROYAL DUTCH SHELL, construye planta de procesos de destilados medios en Bintulo, Malasia, con capacidad de 12500 Bpd, usando reactores de Co de lecho fijo (fue cerrada debido a un incendio en 1998), pero actualmente se encuentra en operación.
1995-2002	Holman et al. (U. Trondheim, Norway), desarrollaron estudios básicos de sitios activos sobre catalizadores de cobalto y los efectos de metales preciosos como promotores.
1995-1997	SHELL opera exitosamente su planta GTL en Malasia
1997	En diciembre se interrumpió el funcionamiento de la planta GTL de SHELL en Malasia, por una explosión en la unidad de separación de aire causada por las ruinas de los fuegos del bosque.
	Conoco inicia investigaciones sobre tecnología GTL.
1997-2000	SASOL, reemplaza todos los reactores Synthol antiguos, por reactores Synthol avanzado.
1998	SYNTROLEUM/ARCO Planta piloto en Bellingham, WA, con capacidad de 70 Bpd, usando catalizadores de Co y reactor Slurry.
1998-2000	SASOL. Fueron reemplazados 16 reactores (CFB) con capacidad de 6500 Bb/día, por 4 reactores Syntol avanzados de SASOL (SAS), de 8 m de diámetro con capacidad de 11000 Bb/día y 4 reactores SAS con capacidad de 20000 Bb/día. Con un 40% menos en los costos.
2000	En mayo se completa la reconstrucción y actualización de la planta SHELL Malasia.
2001	Conoco inicia construcción de planta piloto de 600 BPD, en Ponca City Oklahoma.
2002	En Indonesia se completa un estudio de viabilidad para una pequeña planta GTL de 16,500 b/d. El Proyecto Llamado Matindok, esta siendo desarrollado conjuntamente por Rentech y Pertamina las cuales están trabajando ahora en consolidar los problemas.

Año	Suceso
2003	BP prueba la planta GTL en Nikiski, cerca de Kenai, Alaska, EE.UU.. La planta produjo su primer combustible sintético.
	En junio se señaló fuertemente por primera vez, el interés de Rusia en F-T GTL en una presentación, en la Conferencia Mundial de Gas en Tokio.
	En Junio Marathon firmó una declaración de intento con Qatar Petroleum para proseguir un Joint Venture para una planta de 120,000 b/d.
	ConocoPhillips completa la planta GTL de demostración en Ponca City, Oklahoma diseñada para convertir 4 MMcf por día de gas natural en 400 B/D de diesel libre de azufre y nafta.
2005	Comienzo de la construcción de la planta de GTL de 34,000 b/d cerca de las instalaciones de petróleo y gas de ChevronTexaco en Escravos, Nigeria, planificada por la asociación de empresas ChevronTexaco-Sasol, está previsto para el próximo año y podrá ampliarse a 120,000 b/d. También se empezó la construcción la planta de GTL por parte de sasol en Qatar (futuro centro mundial del GTL) con una capacidad de 34,000 b/d para el próximo año. Proyectos de pre-factibilidad a nivel mundial a gran escala debido a los altos precios del crudo.

Anexo D. Procesos para la Generación del Syngas

D.1 Reformado de Vapor. La reacción que tiene lugar mediante este proceso es la siguiente:



El reformado de vapor es un proceso endotérmico realizado en presencia de un catalizador (Ni/Al) a altas temperaturas (730 - 900 °C), es usado ampliamente en la industria aunque necesita una gran cantidad de energía por lo tanto es muy costoso.

Se produce una alta fracción de H₂/CO que en algunos casos puede ser 5:1, debido a que el agua con el CO pueden producir la siguiente reacción: $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$. Las investigaciones buscan minimizar esto, ya que se generan emisiones de CO₂ y se disminuye el rendimiento.

Debido a que en la reacción FT se requiere principalmente una fracción de H₂/CO de 2:1, el exceso de H₂, puede ser retirado por medio de una membrana o por disminución rápida de la presión para luego ser utilizado en procesos que requieren alto contenido de hidrogeno (refinerías o en la producción de amoniaco). El exceso de hidrogeno suprime el crecimiento de la cadena y disminuye la selectividad de los hidrocarburos mas grandes en el momento de recombinar el syngas para dar lugar a los combustibles líquidos en la conversión Fischer-Tropsch⁴⁵.

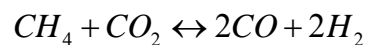
⁴⁵ DORIA, I.; SIALLAGAN, C. Gas-to-Liquids Technology for Bunyu Field, East Kalimantan, Indonesia. SPE 59762. presented at the 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta Canada. 2000

D.2 Oxidación Parcial. La reacción que tiene lugar se presenta a continuación: $CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow CO + 2H_2$

En el proceso exotérmico de oxidación parcial, el gas natural es oxidado parcialmente con oxígeno puro para producir hidrógeno y monóxido de carbono. Este proceso es relativamente costoso debido a que el consumo de oxígeno puro requiere una costosa planta de separación de aire y llevar a cabo la reacción sin catalizador requieren alta presión y alta temperatura, debido a esto, en algunos casos se usa como catalizador generalmente el aluminio. Sasol y Shell han aplicado esta reacción comercialmente a alta presión y temperatura⁴⁶. Se obtienen una fracción de H₂/CO de 2:1 y como subproductos agua y dióxido de carbono.

Esta reacción también se aplica en los procesos de gasificación, permite extender la utilización de la síntesis de Fischer-Tropsch a otras materias primas, sólidas o líquidas y, por lo tanto, introducirla en una refinería de petróleo.

D.3 Reformado de CO₂. Se lleva a cabo mediante la siguiente reacción:



El proceso de reformado de CO₂ es más endotérmico que el reformado de vapor, en este se produce una fracción H₂/CO de 1:1, esta fracción es desventajosa para la conversión Fischer-Tropsch. La principal ventaja de esta reacción es que se puede utilizar dentro de la planta, recirculando CO₂ para disminuir las emisiones de contaminación⁴⁷ (este compuesto es

⁴⁶ AHMAD, I.; ZUGHAIID. M.; EL ARAFI M. G. *Gas to Liquid: New Energy Technology for the Third Millennium*. SPE 78573. Abu Dhabi. Octubre 13-16 de 2002

⁴⁷ SEHIRO, Y.; NAKAMURA, A.; SACOMOTA, A. *New GTL process – Best candidate for reduction of CO₂ en Natural Gas Utilization*. SPE 88628. Australia. Octubre de 2004.

obtenido como subproducto de la mayoría de las reacciones a lo largo del proceso).

Como se mencionó anteriormente la oxidación parcial es medianamente exotérmica produciendo una gran cantidad de calor ya que es difícil remover el calor de esta reacción, particularmente en operaciones a gran escala el proceso es peligroso o difícil de controlar. Debido a que el reformado de CO_2 es un proceso endotérmico unido con la oxidación parcial puede controlar el comportamiento térmico de la reacción exotérmica, sin embargo la fracción de H_2/CO_2 continua siendo bajo. En otras situaciones, una combinación entre las reacciones de reformado de vapor y reformado de CO_2 es posible para moderar y controlar la fracción de H_2/CO alrededor de dos para la conversión Fischer-Tropsch. El consorcio de Japón National Oil Corporation y otras compañías empezaron a trabajar en este proceso sobre un proyecto piloto en Hokkaido y la factibilidad para comercializar a gran escala el campo Pertamina en Sumatra (Indonesia)⁴⁸.

D.4 Reformado Auto térmico.

El reformado auto térmico (ATR), une ligeramente la oxidación parcial y el reformado de vapor, por lo cual ambas reacciones se llevan a cabo en un mismo reactor. La mayoría de las empresas han optado por utilizar este proceso debido a que se produce gas de síntesis con una relación de H_2/CO aproximadamente de 2, que parece ser la óptima para la reacción Fischer-Tropsch. Aparte de esto el aire puede ser usado directamente en lugar de oxígeno puro, el resultado es un gas de síntesis disuelto con N_2 , en este proceso se requieren reactores ligeramente mas grandes que la oxidación

⁴⁸ HANIF, A.; SUHARTANTO, T. *Possible Utilisation of CO_2 on Natura's Gas Field Using Dry Reforming of Methane to Syngas*. Melbourne, Australia. Octubre 8-10 de 2002.

parcial, pero se elimina la planta de separación para obtener oxígeno puro, de esta forma se reduce el costo del capital para la construcción de la planta.

La reacción se lleva a cabo con un catalizador de níquel a altas temperaturas (900 -1000 °C) y presiones moderadas (16 - 20 bar). Este proceso con aire es aplicado comercialmente por empresas como Syntroleum, donde el nitrógeno es retirado después de realizar la conversión Fischer-Tropsch⁴⁹.

D.5 Plasma.

El sistema de plasma es un método alternativo para la producción del syngas por medio del cual, la electricidad provee la energía necesaria para llevar a cabo la reacción en procesos endotérmicos.

Se puede utilizar si los altos costos de energía son viables. Se requieren 50-70 KW por cada barril de líquido sintético producido⁵⁰ y, a altas temperaturas se obtienen los mejores resultados (sin utilizar oxígeno). La principal desventaja de este proceso es su eficiencia comparada con las otras tecnologías para la obtención del syngas, la cual se encuentra alrededor del 50%. Pero últimamente se han realizado una gran cantidad de estudios y generado patentes, principalmente por empresas como TCC socia de Rentech.

⁴⁹ HOLMES, J.; AGEE, K. *Syntroleum Corporation 2003 Annual Report to Shareholders*. Syntroleum Corporation. 2003

⁵⁰ BLUTKE, A.; BOHN, E.; VAVRUSKA, J. *Plasma technology for syngas produce for offshore GTL plants*. paper presented at Managing Associated Offshore Natural Gas in Houston, Texas, Abril 28-30 de 1999.

Anexo E. Reactores Fischer-Tropsch

E.1 Lecho Fijo

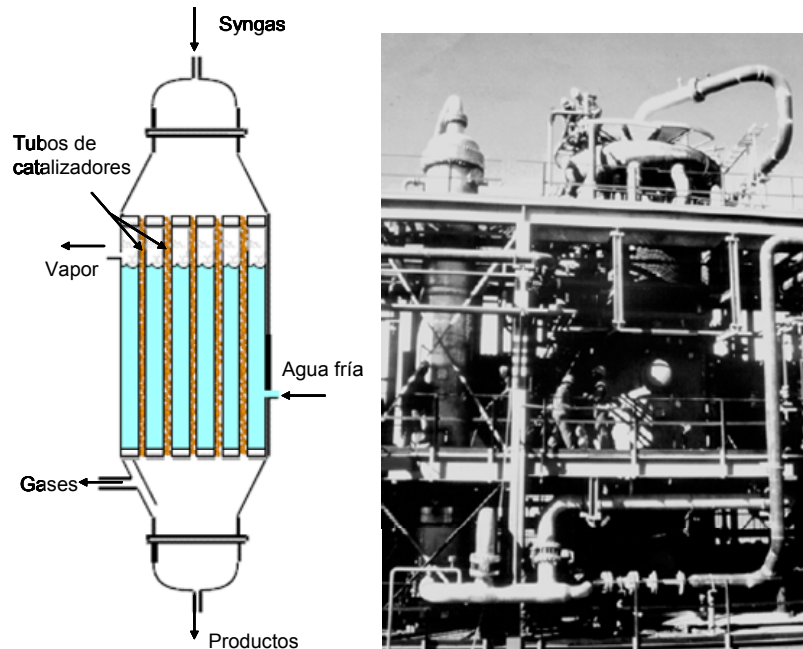
Uno de los más tempranos desarrollos en los reactores Fischer-Tropsch fue el lecho fijo tubular, después de muchos años Ruhrchemie y Lurgi refinaron este concepto a lo que hoy es conocido como el reactor ARGE de alta capacidad. Estos reactores generalmente contienen 2,000 tubos rellenos con catalizadores de hierro inmersos en agua para remover el calor. La temperatura del baño de agua es mantenida en el reactor por el control de la presión, alta velocidades de entrada del syngas y con reciclo del gas obtenido de la reacción.

El syngas es introducido por la parte superior del reactor y los productos se obtienen por la parte inferior, como se muestra en la figura E.1.

La eficiencia de la conversión se encuentra en un 70%. Los reactores operan a 20-30 bar, y 220-260 °C. El tiempo de vida de los catalizadores es de 70-100 días y su remoción es muy difícil⁵¹.

⁵¹ WENDER, I., "Reactions of synthesis gas", *Fuel Processing Technology*, Vol 48 N° 3, 1996.

Figura E.1 Reactor ARGE (Lecho fluidizado multi-tubular)



Fuente: Sasol

E.2 Reactor fase Slurry

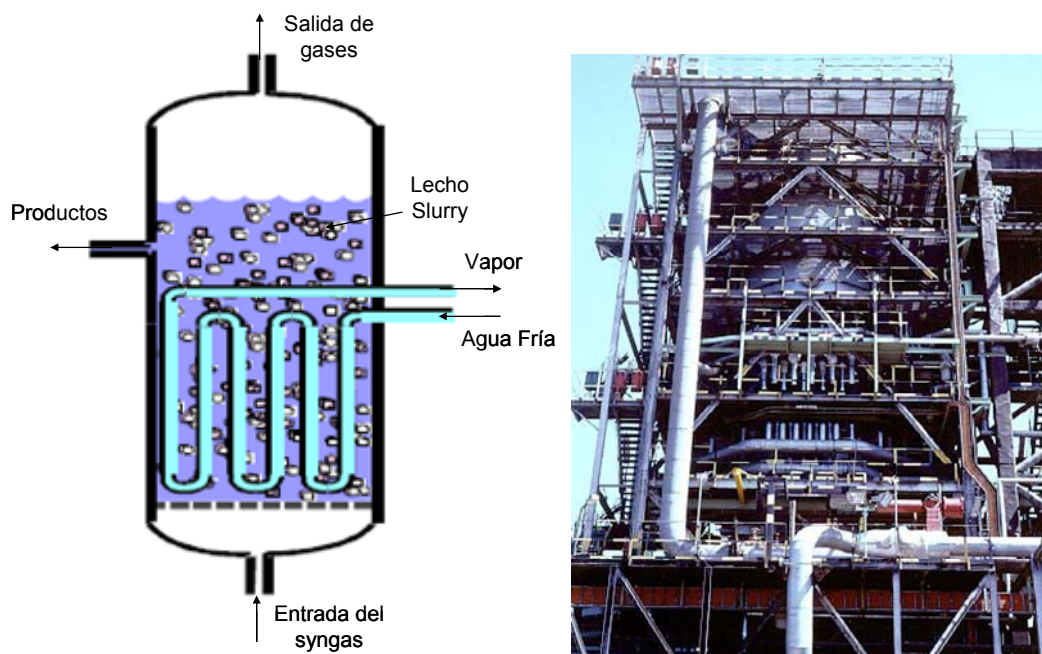
Este, es otro diseño de reactor a baja temperatura y fue considerado desde los años 50 por su pionero Kolbel⁵². El reactor Slurry opera en tres fases y consiste de un lecho de catalizadores suspendidos y dispersos en líquido (Productos FT). El gas de síntesis es burbujeado desde la parte inferior del reactor como se muestra en Figura E.2, logrando un excelente contacto con los catalizadores.

Los reactores Slurry son optimizados a baja temperatura para una producción alta de ceras y baja de metano. Comparado con el reactor ARGE, el slurry ofrece las siguientes ventajas: mayor control de la temperatura, fáciles de construir, sencillos de operar y bajo costo (75% menos), alta

⁵² DRY, M., "The Fischer-Tropsch process: 1950-2000", Vol 71 N° 3, 2002.

conversión de productos, menor carga y mayor tiempo de vida de los catalizadores. Debido a que el reactor trabaja en tres fases, en la corriente de salida de productos se obtiene una pequeña cantidad de catalizadores, los cuales son recuperados y cargados nuevamente al reactor. Existen diseños pilotos de 2,500 b/d y se están construyendo reactores de 17,000 b/d en el proyecto ORYX por Sasol.

Figura E.2 Reactor fase Slurry (Lecho Slurry Fijo)



Fuente: Sasol

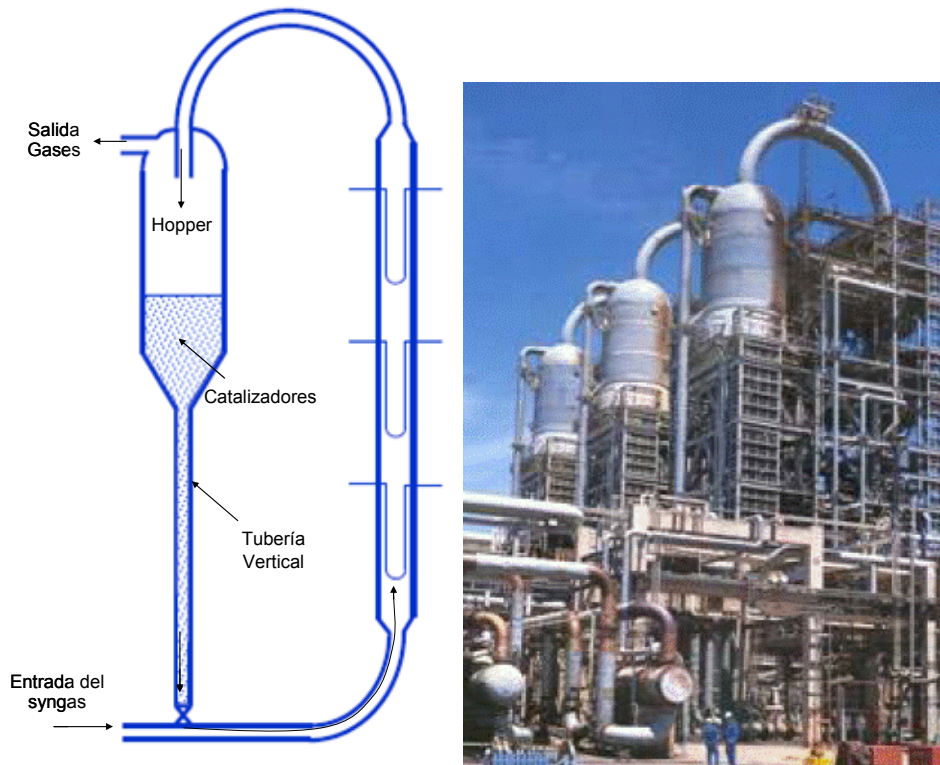
E.3 Lecho Fluidizado Circulante (Reactor SYNTHOL)

Estos reactores operan a 350°C y 25 bar. En la figura E.4, se presenta el reactor y su funcionamiento es así: la corriente combinada de syngas y gas de reciclaje entran al reactor por la parte inferior y se ponen en contacto con los catalizadores que bajan de la tubería vertical por medio de una válvula; la

alta velocidad del gas arrastra los catalizadores (ocasionando que se lleve a cabo la reacción) hasta la zona donde el calor es removido; luego son transportados hasta el hopper (una tolva de gran diámetro) donde los catalizadores se asientan y los productos gaseosos salen del reactor por medio de un ciclón, para que luego su temperatura se disminuya y se obtengan los productos líquidos.

Los reactores SYNTHOL son físicamente muy complejos e involucran circulación de una gran cantidad de catalizadores. Además, poseen capacidad limitadas de 7,500 b/d⁵³.

Figura E.4 Lecho fluidizado circulante (Reactor SYNTHOL)



Fuente: Shell Global Solutions

⁵³ LUTZ, B. "New age gas-to-liquids processing", *Hydrocarbon Engineering*, Vol 6 N° 11, 2001.

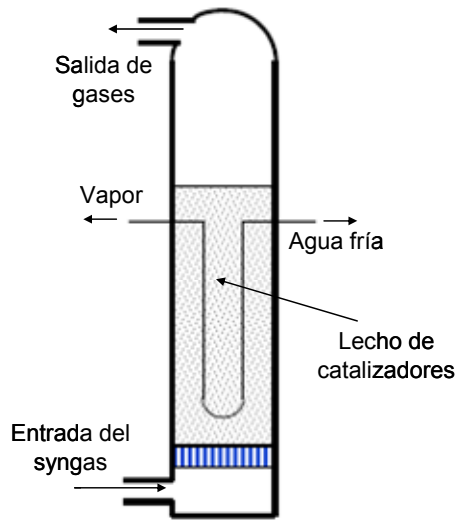
E.4 Lecho Fluidizado (Reactor SYNTHOL avanzado)

Estos reactores fueron diseñados por Sasol, y han reemplazado los reactores de lecho fluidizado circulante (SYNTHOL convencional). En la figura E.5, se representa su funcionamiento: el syngas es introducido dentro de un distribuidor y luego inyectado entre un lecho fluidizado de catalizadores los cuales se encuentran suspendidos debido a la velocidad de los gases, en el momento en que se suspenda el sistema los catalizadores caen sobre una malla; después de producida la reacción, los gases producidos salen por la parte superior, antes pasando por unos ciclones, que permiten separar, las pequeñas cantidades de catalizadores, arrastrados por los gases producidos. El calor dentro del reactor es removido por un intercambiador de calor inmerso en el lecho.

Los nuevos reactores comparados con los convencionales son casi la mitad en cuanto a costos de construcción y tamaño para la misma capacidad de producción, poseen mejor eficiencia térmica con menores gradientes de temperatura y presión a lo largo del reactor, operan a más bajo costo y con mayor flexibilidad (en cuanto a distribución de productos). Además, su escalamiento es posible hasta los 20,000 b/d²⁹.

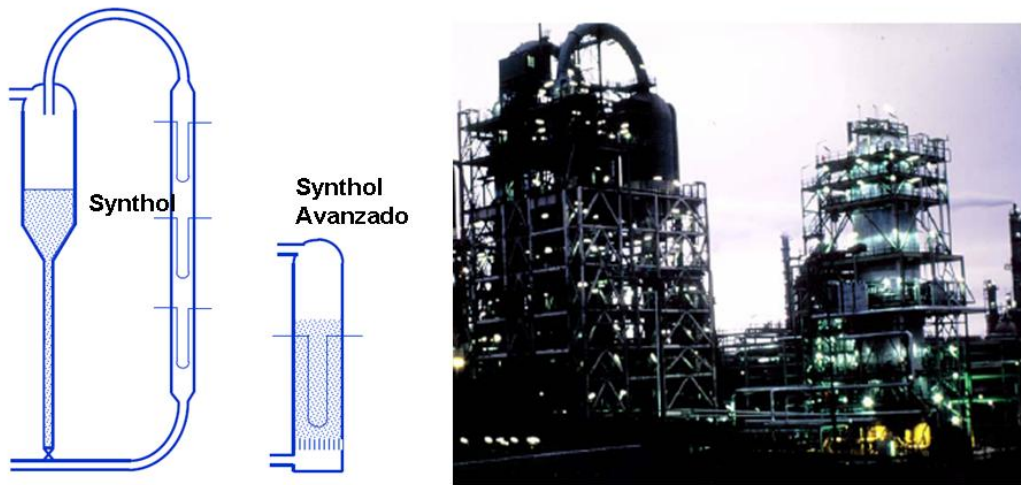
En la figura E.6, se muestra la diferencia en tamaño entre los reactores Synthol y Synthol Avanzado, mostrando de esta manera ventajas en cuanto a la optimización del espacio. Los reactores Synthol convencional fueron retirados de la planta SASOL II y III en Sudáfrica.

Figura E.5 Reactor SYNTHOL avanzado



Fuente: Sasol

Figura E.6 Reactores Synthol Vs. Synthol Avanzado



Fuente: Sasol

Anexo F. Tecnología GTL por empresa

F.1 SASOL

Fue incorporada como una compañía del estado Africano en 1950, y más tarde en 1955, instauraron el primer complejo de combustibles sintéticos en Johannesburgo, denominado SASOLBURG (SASOL I) con una capacidad de 8000 b/d, donde se producen principalmente ceras y parafinas sintéticas a partir de carbón.

SASOL es la compañía precursora y líder en la conversión de carbón (y ahora también gas natural) a combustibles líquidos sintéticos desde 1983 cuando entró en funcionamiento SASOL II y III (denominado Secunda) con una capacidad de mas de 150000 b/d, ubicada también en Johannesburgo, allí se produce una gama de hidrocarburos entre C_1 y C_{20} que sirven de alimento en refinerías para la producción de combustibles. También existen varios procesos dentro del complejo para la producción de etileno, propileno, solventes, alfa oleofinas (industria de los polímeros) y el diesel necesario para los vehículos utilizados en la minería del carbón. En este complejo la mayoría de los productos especializados (fertilizantes, polímeros, explosivos) son comercializados en más de 80 países a nivel mundial.

SASOL II se comenzó a construir en 1976 después de la crisis petrolera, y mas tarde en 1979 se comenzó la construcción de SASOL III, donde mas adelante se unieron en un solo complejo que tuvo un costo total de 7,000 millones de dólares produciendo su primer producto en marzo de 1980 y su máxima capacidad se alcanzó en 1983.

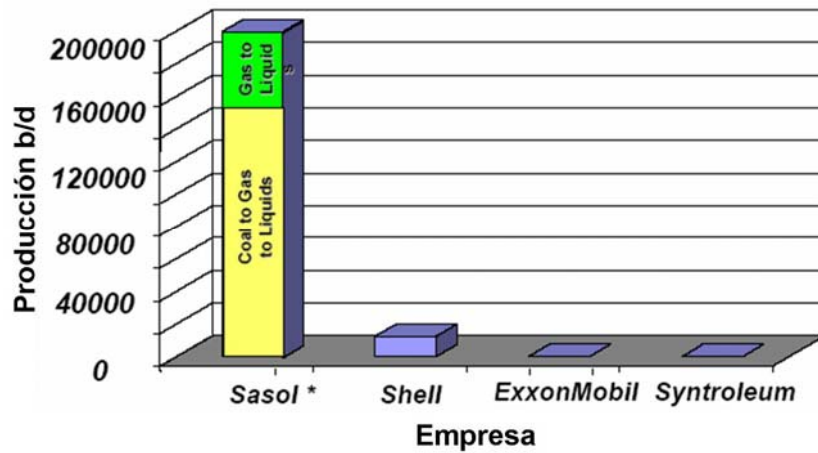
Construir las torres de enfriamiento fue todo un desafío debido a sus dimensiones, con 301 metros de alto y 23 metros de diámetro.

Sasol actualmente produce más de 50 millones de toneladas al año de carbón, de las cuales exporta 3.2 millones ton y 47 millones ton las utiliza para alimento a sus plantas en Johannesburgo, donde, para producir un barril de crudo sintético se necesita 0.85 toneladas de carbón. Debido a las mejoras en la eficiencia del proceso que ha realizado en los últimos años, actualmente exportan gas natural por medio de un gasoducto de 860 Km desde Mozambique hasta su planta Secunda.

SASOL es la compañía de combustibles sintéticos más grande del mundo ya que con su tecnología se producen mas de 180,000 b/d de combustible sintético, de los cuales 160,000 lo producen en Johannesburgo a partir de la gasificación del carbón y 23,000 a partir de gas natural en la bahía de Mossel en un complejo denominado Mossgas, y operado por la empresa Statoil y Petro S.A. En la figura F.1, se muestra la producción de Sasol en comparación con otras empresas productoras de crudo sintético, las cuales poseen plantas piloto a acepción de Shell que posee una planta de GTL en malasia de 14,700 b/d.

Sasol invierte más de 100 millones de dólares en investigación y desarrollo de su tecnología cada año y produce más del 40 % de los combustibles y petroquímicos que se consumen en Sudáfrica y representa el 50 % de las exportaciones de productos químicos especializados.

Figura F.1 Producción de crudo sintético por empresa al 2004



Fuente: DAVIES P., 2004

En la figura F.2, se muestra una de las estaciones de combustible sintético que posee sasol en Sudáfrica. En el 2000 Sasol con Texaco crearon la compañía SasolChevron a través de un Joint Venture 50/50 para difundir la aplicación de su tecnología en campos de gas de ambas empresas.

Figura F.2 Estación de combustible sintético en Sudáfrica



Fuente: SASOL

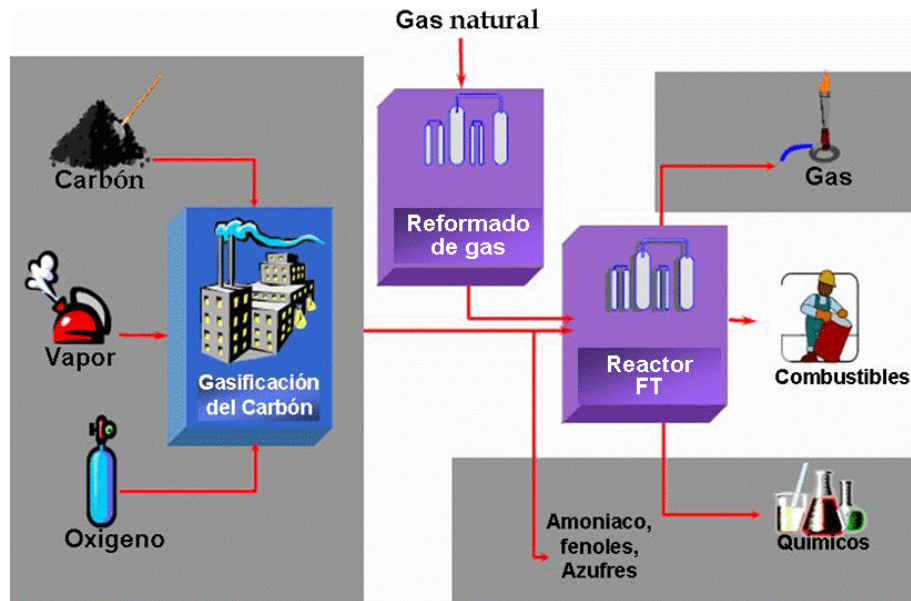
F.1.1 Proceso. Esta compañía ha desarrollado varias técnicas a lo largo de su trayectoria, dentro de las cuales poseen dos muy diferentes, como son:

Tecnología Synthol (Producción de gasolinas y oleofinas): Fue su primer proceso desde 1950, hasta 1987, en esta se utiliza un reactor con lecho fluidizado circulante. La reacción Fischer-Tropsch se lleva cabo a alta temperatura por medio de un catalizador de hierro para la producción de gasolinas, hidrocarburos livianos, parafínicos, olefínicos, y oxigenados en un rango del C₁ a C₂₀.

Luego en 1989 incursionó en el proceso synthol avanzado, que utiliza un reactor de lecho fluidizado fijo de catalizador (sin recirculación); éste permite instalar reactores más simples y pequeños (menos costos de inversión y de operación) y montar plantas de mayor capacidad pues necesita menos trenes paralelos de reacción, con esto Sasol ha incrementado la capacidad de sus reactores individualmente desde 3,500 b/d (1989) hasta 11,000 b/d (1995) y 20,000 b/d (1998).

En 1998 SASOL reemplazó 16 reactores Synthol convencional con capacidad de 6,500 b/d cada uno, por 4 reactores Synthol avanzado, de 8 m de diámetro y capacidad de 11,000 b/d y 4 reactores Synthol avanzado con capacidad de 20,000 b/d, todos esto con un 40% menos en los costos. En la Figura F.3, se muestra el esquema del proceso utilizado en Secunda con sus principales alimentos y productos.

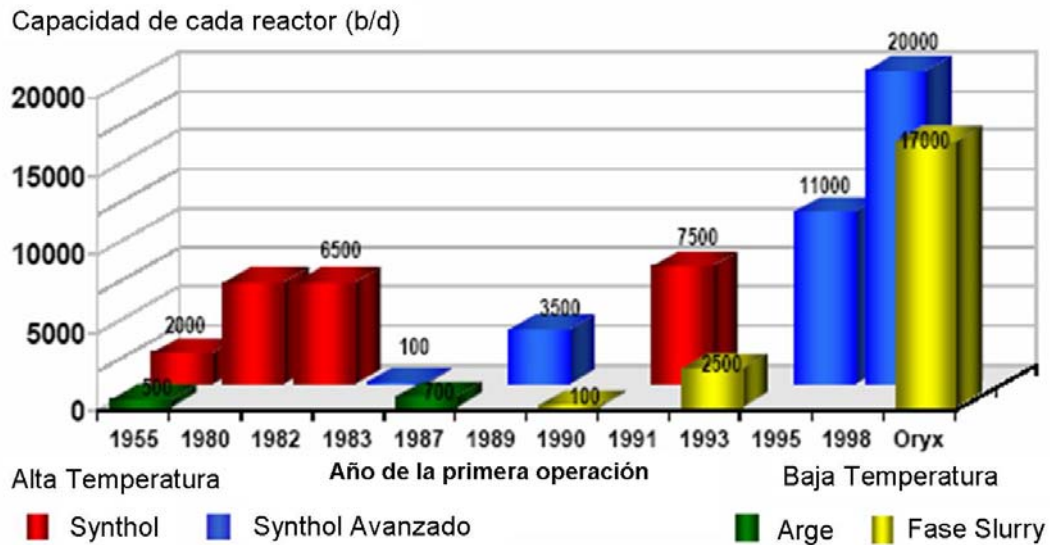
Figura F.3 Esquema del proceso Sasol en secunda



Fuente: SASOL

Tecnología fase Slurry (producción ceras y parafinas): Sasol utilizaba en principio el proceso “ARGE TUBULAR” (tipo tubular con lecho fijo) para producir compuestos parafínicos más pesados, pero a principios de los 80 desarrolló el proceso actual Sasol Slurry Phase (considerado mejor que el anterior) que se utiliza en la planta de Sasol Chemical Industries en Sasolburg (Sudáfrica) para producción de ceras y parafinas, aunque también se puede producir diesel. La evolución de la capacidad de estos reactores ha sido muy elevada, en 1993 se poseían diseños comerciales de 2,500 b/d y actualmente se están utilizando reactores de 17,000 b/d, en el proyecto ORYX en Qatar. En la figura F.4, se muestra la evolución histórica de la capacidad de los reactores de las dos tecnologías que ha puesto en operación SASOL.

Figura F.4 Evolución de la capacidad de los reactores de Sasol



Actualmente, Sasol se centra principalmente en el proceso Fase Slurry debido a que comparado con el proceso synthol avanzado, es más económico tanto en su construcción y operación, y será el proceso que aplicaran en sus futuros proyectos.

En general los tres pasos fundamentales del proceso GTL para la producción diesel, el cual se denomina *Slurry Phase Distillate Process* (SPD) de Sasol, se resumen de la siguiente forma:

1. El gas de síntesis se produce utilizando el proceso de reformado auto-térmico, en este proceso se produce syngas por medio de una reacción catalítica a partir de oxígeno y metano saturado con vapor, por lo tanto se debe utilizar una planta criogénica de separación del aire.
2. La reacción Fischer-Tropsch se lleva a cabo a baja temperatura (180-250 °C) sobre un catalizador de Cobalto en fase lodo. En esta etapa se produce

un amplio rango de hidrocarburos (desde condensados hasta ceras parafínicas).

3. Mediante un proceso de Hidrocraqueo de Chevron-Texaco se convierten las ceras parafínicas en destilados medios (nafta, queroseno y gasóleo). En este proceso las ceras y parafinas se ponen en contacto con un catalizador en presencia de H_2 para romper las moléculas y obtener otras de menor peso molecular, las moléculas olefinicas (C_nH_{2n}) se saturan con H_2 creando un rango de parafinas e iso-parafinas.

F.1.2 Productos. En este proceso todos los productos están prácticamente libres de aromáticos y de azufre. La nafta no es buena como componente de la gasolina ni como carga para el reformado catalítico, por tanto se utiliza como alimento ideal en la producción de etileno. El número de cetano del diesel es mayor al que se obtiene por los procesos tradicionales de la refinación de petróleo.

F.1.3 Costos. El proceso *Sasol Slurry Phase Distillate Process* (SPD) se construye actualmente por módulos de 15,000 b/d. Cada módulo consume 165,000 m^3/h de gas natural y cuesta alrededor de 375 millones de dólares, obteniéndose un costo de inversión de \$ 25,000 por barril producido por día. El costo real varía en función de la infraestructura existente, por ejemplo, la distribución aproximada del costo de una planta GTL de SasolChevron en Medio Oriente es: 30% en la producción del gas de síntesis, 15% para la síntesis FT, 10% en la sección de mejoramiento del producto, 10% en otras unidades del proceso, 15% servicios, y un 20% en sistemas adicionales.

F.1.4 Proyectos. Sasol espera producir dentro de 10 años cerca de 500,000 b/d de combustibles sintéticos con su tecnología SPD a baja temperatura con proyectos en Qatar, Nigeria, Irán y Australia. Con el consorcio de empresas

de Sasol y Chevron se está construyendo una planta denominada Esclavos, en Nigeria, con un costo estimado de 1,200 millones de dólares y se iniciará su producción a finales del 2006, la producción inicial será 34,000 b/d, pero la planta podrá ampliarse para producir 120,000 b/d. En la figura F.5, se observan los adelantos sobre el sitio donde se construirá la planta en Nigeria.

Figura F.5 Fotografía aérea del proyecto esclavos en Nigeria



Fuente: MARRIOTT, J., *Sasol*, 2004

También se está construyendo otra planta en la ciudad industrial de Ras Laffan, en el noreste de Qatar con la compañía de petróleo de este país, Qatar Petroleum, con un costo estimado de 1,000 millones de dólares. El consorcio espera invertir aproximadamente 5,000 millones de dólares para futuras ampliaciones con el proyecto ORYX II de 66,000 b/d y el proyecto GTL INTEGRADO de 135,000 b/d.

Sasol Synfuels internacional y Qatar Petroleum (constituidos en una joint-venture 49/51), contrataron a Foster Wheeler Energy Ltd. para que se encargara de la pre-ingeniería, previa a la ingeniería de detalle, compras y construcción de la planta de Ras Laffan, la cual tendrá dos trenes paralelos de reacción y una capacidad de producción global de 34,000 b/d de

combustibles (24,000 b/d de destilados medios principalmente diesel, 9,000 b/d de nafta y 1,000 b/d de GLP). Actualmente se ha adelantado mucho en su construcción y esta planta empezará a operar a mediados del año 2006, en la figura F.6, se muestran los trabajos adelantados en la construcción del proyecto Oryx en Qatar.

Figura F.6 Trabajos realizados en el proyecto Oryx



Fuente: SWANEPOEL, K., *Oryx GTL*, 2005

Australia posee una gran cantidad de reservas de gas natural y SasolChevron está analizando la posibilidad de construir una planta de 34,000 a 44,000 b/d, para el año 2008 con una futura ampliación a 200,000 b/d en los años siguientes.

F.2 BP

BP empezó su investigación y desarrollo de la tecnología GTL en los años 80 con el fin principal de monetizar las grandes reservas de gas natural de Alaska; en 1996 se asociaron con Davy Process Technology para acelerar su

desarrollo en esta tecnología. Actualmente BP posee una planta de demostración situada en Nikiski cerca de Kenai (Alaska) con una capacidad de 300 b/d de combustible sintético (Figura F.7).

Figura F.7 Planta piloto de GTL en Nikiski (Alaska)



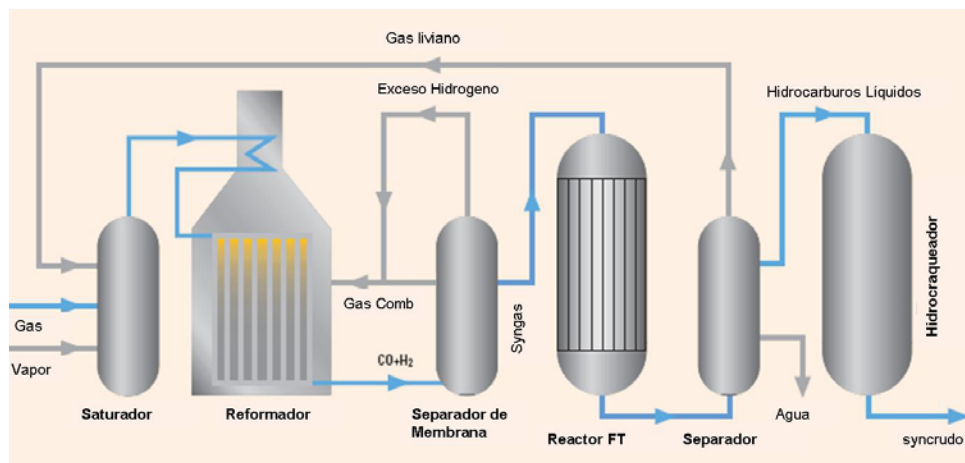
Fuente: BP, *Alchemy in Alaska*

Esta planta produjo su primer aceite sintético en el 2003 y su costo de inversión fue de 86 millones de dólares. Para mediados del 2004 ya había cumplido con el fin para el que fue construida, el cual era permitirle a la BP probar el diseño de su reactor compacto para la generación de gas de síntesis a partir de vapor de agua a escala mayor al probado primeramente en los años 90 en Ohio.

A principios del 2005 se propuso remover la planta de GTL, debido a que ya se había probado la tecnología del reformador compacto obteniendo buenos resultados, y convertirla en una planta de conversión de biomasa a combustibles sintéticos para probar su tecnología de gasificación, y se piensa utilizar los reactores Fischer-Tropsch y algunas facilidades ya existentes.

F.2.1 Proceso. En la figura F.8 se resumen las principales etapas del proceso implementado por BP, en el cual el gas natural es desulfurizado y saturado de vapor de agua en un saturador. Luego este gas pasa por un intercambio de calor con los gases de combustión del reactor del gas de síntesis (reformador) para aumentar su temperatura y entrar al mismo, en esta instancia ocurre la reacción ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$) la cual requiere una gran cantidad de energía para llevarse a cabo (+49.3 Kcal/mol), por lo cual BP utiliza catalizadores Níquel dentro de lechos fijos donde ocurre la reacción anterior a 850°C y 300 psig.

Figura F.8 Diagrama de flujo del proceso BP



Fuente: BP, *Alchemy in Alaska*

El syngas resultante es enfriado y luego acondicionado por medio de un separador de membrana para que entre al reactor Fischer-Tropsch con la relación ideal de H₂/CO de 2:1, el exceso de hidrogeno separado se utiliza como gas de combustible al reformador. La reacción exotérmica de Fischer Tropsch se lleva a cabo por medio de un reactor fase slurry de baja temperatura (180-250°C) y utilizando un catalizador de cobalto para obtener principalmente ceras.

Luego, los productos de la reacción anterior son enfriados para separar el agua y los hidrocarburos, de los cuales los más livianos se utilizan como combustibles en el reformador y los hidrocarburos líquidos pasan al hidrocrackeador para romper las moléculas más largas y obtener productos comerciales como diesel, nafta y ceras parafínicas.

F.2.2 Costos. El tamaño del nuevo reformador compacto, desarrollado conjuntamente con Kvaerner, es aproximadamente 75% menor en tamaño que los reformadores usados en otras plantas GTL convencionales, y debido a la eliminación de la necesidad de una planta criogénica para obtener el oxígeno se disminuyen los costos de inversión en la generación del gas de síntesis en más de un 50 %. Esto implica que los reactores pueden ser transportados a plataformas off-shore y campos fácilmente, sin necesidad de construirlos en un lugar fijo. Además, mejoran la eficiencia en un 90 %, a comparación de los procesos convencionales de un 70 %, pero los costos operacionales aumentan debido al tratamiento de alta calidad que se le debe realizar al agua.

Para aplicaciones a gran escala, por ejemplo para una producción mayor de 17,000 b/d, los reactores convencionales deben ser construidos en el mismo sitio, ya que pesan cerca de 12,000 toneladas y los costos de inversión pueden ser de 27,000 dólares por barril producido diariamente, requiriendo reservas de por lo menos 1.3 TPC durante 20 años. Para la nueva tecnología de la BP del reformador compacto para una producción de 17,000 b/d, los reactores pesan cerca de 4,000 toneladas. Esto reduce considerablemente los costos y según cálculos de BP, el costo de inversión es de 23,000 \$US por barril producido diariamente, por lo cual una planta de 30,000 b/d podría costar alrededor de 1,000 millones de dólares.

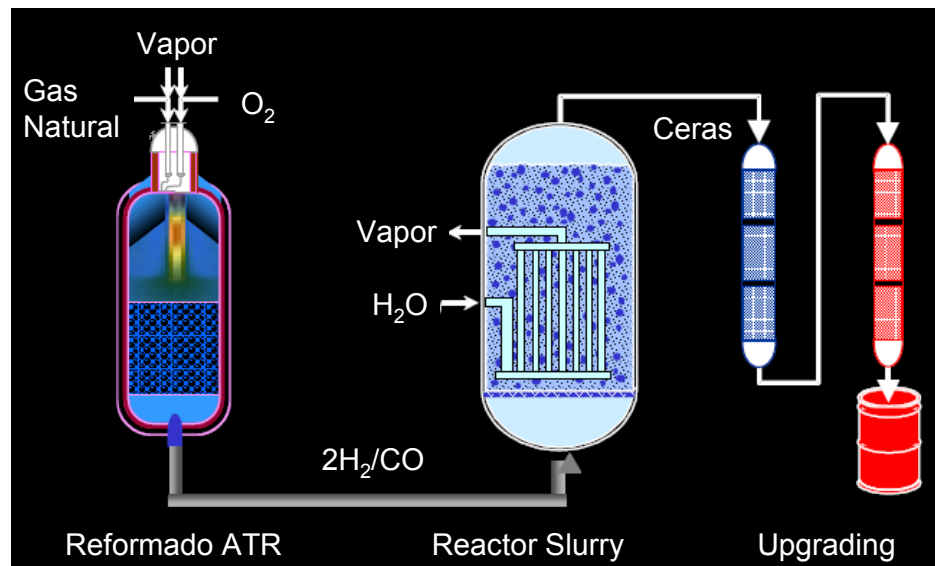
F.2.3 Proyectos. BP ya ha demostrado su tecnología a escala piloto y tiene planeado difundir su tecnología a escala mundial y construir plantas de GTL principalmente en el medio oriente y las grandes reservas de Alaska, utilizando reactores compactos para la generación del gas de síntesis, pero no se ha concretado ningún proyecto hasta el momento debido a que continúa la investigación para mejorar su proceso, principalmente con universidades de Estados Unidos.

F.3 EXXON MOBIL

A principios de los años 80`s (previo a la fusión con Mobil), Exxon recopiló información sobre el desarrollo de los avances tecnológicos para convertir gas natural a combustible sintético como alimento de alta calidad para refinerías. Esta Investigación condujo a ExxonMobil al desarrollo de una tecnología GTL denominada “Avanzada Conversión de Gas para el siglo XXI” (AGC-21). Desde sus inicios en la tecnología AGC-21, ExxonMobil ha invertido mas de 2,000 millones de dólares en investigación y desarrollo, siendo la empresa con la tecnología Fischer Tropsch con mas patentes generadas (mas de 500 al 2004).

F.3.1 Proceso. La tecnología de esta compañía integra los tres pasos típicos en un proceso GTL como son: generación de syngas por medio de reformado auto-térmico (ATR); síntesis de Fischer Tropsch utilizando reactores tipo slurry; y lechos empacados, y mejorado de los productos a través de hidro-isomerización. En la figura F.9, se muestran las principales etapas del proceso AGC-21 y se resume a continuación:

Figura F.9 Esquema del Proceso AGC-21 de ExxonMobil



Fuente: FIATO, R., ExxonMobil Reseacher and Enginerring Co.

1. Se produce el gas de síntesis por medio de oxidación parcial y reformado de vapor en un solo reactor con un lecho fijo fluidizado con catalizadores de Ni/Al, denominado reformador Auto-térmico (ATR). En este primer paso, el syngas generado es producido en una relación constante de H_2/CO de 2:1, la cual es la ideal para la siguiente etapa.

2. El gas de síntesis se enfría y se envía al reactor fase slurry donde se lleva acabo la síntesis FT y se producen parafinas normales con cadenas largas de átomos de carbono (más de 60). El catalizador utilizado es de Cobalto con un promotor de Rutenio y soportado en óxido de titanio.

Esta empresa ha probado esta tecnología alcanzando diseños de 25,000 b/d por reactor, como el que se encuentra actualmente en operación en Kawasky, Japón (Figura F.10). Estos diseños son más grandes que los desarrollados por Sasol en Sudáfrica.

Figura F.10 Reactor Fischer Tropsch de 25,000 b/d en Kawasky, Japón



Fuente: ExxonMobil, *GTL Outlook*

3. Los productos obtenidos de la etapa anterior son principalmente ceras que salen del reactor a más 650°F, las cuales se solidifican a 250°F. En la tercera etapa o también denominada etapa de “upgrading”, los hidrocarburos líquidos son mejorados a través de hidro-isomerización utilizando un catalizador bifuncional de metales nobles sobre un soporte de zeolitas, dentro de un reactor convencional de lechos empacados de propiedad Exxon. En esta etapa los productos FT se convierten en una serie de productos comerciales (queroseno, diesel, ceras parafínicas, disolventes, lubricantes, etc). Esta etapa es una de las innovaciones de ExxonMobil, ya que integra su alta experiencia en refinación a la planta de GTL.

F.3.2 Productos. El proceso AGC-21 fue desarrollado pensando en obtener máxima flexibilidad, está diseñado para ser capaz de proveer esenciales alimentos para producir: diesel y jet fuel, especialmente ceras y aceites lubricantes, y químicos para la manufactura de solventes, alcoholes y polímeros, todos de calidad Premium.

El diesel AGC-21 contiene menos de 10 ppm de azufre, un número de cetano mayor a 74, lo cual es un excelente combustible para vehículos de carga pesada y cumple con cualquier especificación ambiental a nivel mundial. Del proceso se obtienen los componentes que son la base para la fabricación de lubricantes, los cuales poseen una alta calidad, cero contenido de azufre, alto índice de viscosidad, generando una mayor durabilidad del motor, y además el lubricante obtenido es biodegradable.

La nafta producida es de excelente calidad para la futura generación de automóviles y como alimento para la producción de plásticos, partes de autos, etc.

F.3.3 Proyectos. ExxonMobil posee una planta experimental de GTL en su refinería de Baton Rouge, Luisiana (USA) con una capacidad de 200 b/d, la cual se muestra en la figura F.11.

Figura F.11 Planta piloto de GTL en Luisiana (USA)



Fuente: TAISON, S., ExxonMobil Development Company

La compañía está llevando a cabo un estudio de factibilidad para la construcción de una planta de gran escala en Qatar que podría convertir las reservas del campo North, a un caudal de 75,000 b/d. Este es el campo de gas natural más grande del mundo y ExxonMobil es otra de las tantas compañías interesadas en el desarrollo de plantas GTL para ayudar a explotarlo. Además, en los futuros años ExxonMobil espera invertir en la tecnología GTL a nivel mundial más de 20,000 millones de dólares en países como: Venezuela, Nigeria, Qatar, Rusia, países del mar caspio, Angola, entre otros.

F.3.4 Costos. Según ExxonMobil ha logrado disminuir sus costos de inversión hasta 28,000 \$US por barril producido por día de crudo sintético al 2003, ya que poseía costos en 1986 de 90,000 \$US por barril producido por día de crudo sintético. Esta empresa se centra en proyectos a gran escala en campos que poseen reservas de mas 5 Tcf, o sea que para una planta de una capacidad de 50,000 b/d su costo de inversión esta alrededor de los 1,400 millones de dólares, un poco mas costoso que Sasol, esto se debe principalmente a la integración de una refinería de mas alta conversión para la obtención de bases químicas como las utilizadas en la fabricación de ceras.

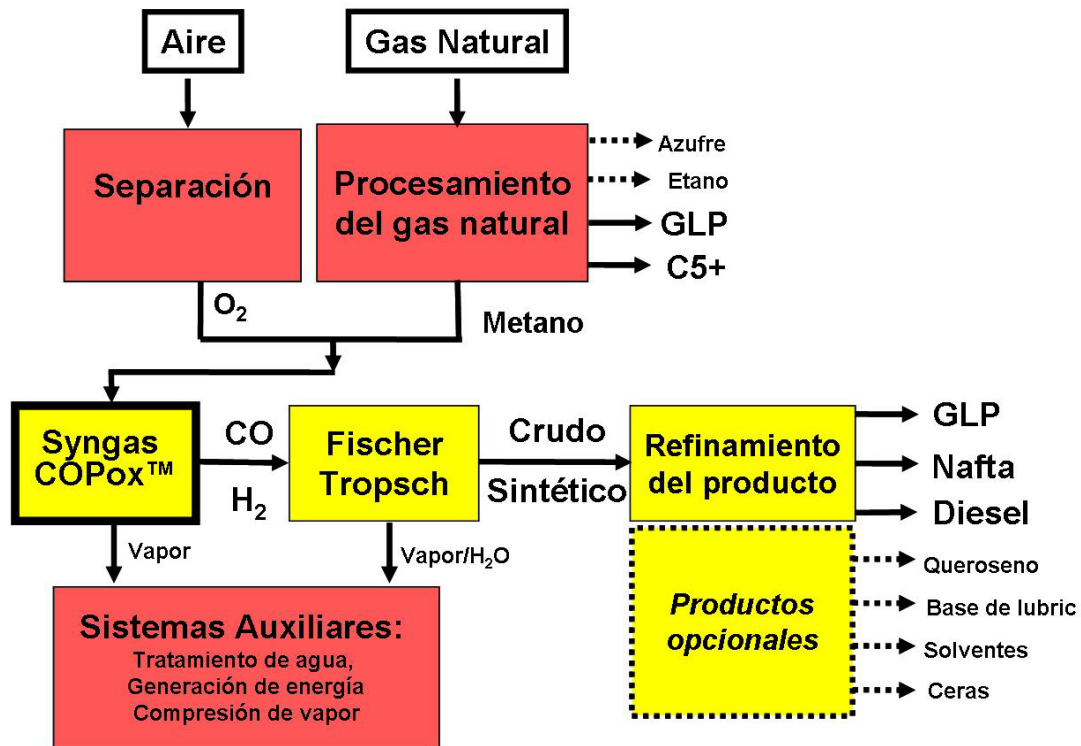
F.4 CONOCO PHILLIPS

ConocoPhillips, al igual que otras importantes empresas petroleras, es especialista en encontrar grandes oportunidades para valorizar reservas remotas de gas natural y convertirlas en fracciones ultra limpias de diesel, utilizando su propia tecnología en el proceso FT como corazón de la planta GTL y obtención del gas de síntesis.

Según ConocoPhillips su proceso GTL es el más eficiente y uno de los menos costosos de los existentes, por tener un mayor rendimiento en los productos, menor consumo de oxígeno y menor tamaño de los reactores.

F.4.1 Proceso. El proceso GTL de ConocoPhillips compromete tres pasos principalmente y una serie de sistemas auxiliares (Procesamiento del gas natural, separación del aire, entre otros) como se muestra en la figura F.12, y se explica a continuación:

Figura F.12 Esquema de la tecnología GTL de ConocoPhillips



Fuente: CULLIGAN, M., ConocoPhillips

1. El gas natural es tratado primeramente para la obtención de metano principalmente y luego es reaccionado con oxígeno dentro de un reactor con un lecho fijo de catalizadores de Rutenio para la obtención del syngas, a este

proceso ConocoPhillips lo denomina CoPOX™ (Oxidación Parcial Catalítica). La principal ventaja de este proceso es que disminuye la temperatura de reacción por debajo de 1,000°C y se disminuye el consumo de oxígeno a comparación de la oxidación parcial convencional sin catalizador debido al aumento en la eficiencia de la reacción, generándose a su vez un menor tiempo de residencia dentro de los reactores debido a los caudales de oxígeno y metano, por lo cual se disminuye su dimensionamiento y se genera menor cantidad de CO₂. En la figura F.13, se muestra el reactor COPOX de demostración de ConocoPhillips en su planta de demostración en la ciudad Ponca, Oklahoma (USA).

Figura F.13 Reactor COPOX de prueba



Fuente: CULLIGAN, M., ConocoPhillips

2. Luego el syngas es enfriado y adecuado para llevarlo al reactor Fischer Tropsch, fase slurry con catalizadores de cobalto para sintetizar las moléculas de syngas y convertirlas en cadenas largas de hidrocarburos, la energía es recuperada de los reactores FT en forma de vapor por una serie de serpentines y se utiliza para generar electricidad dentro de la planta, el

agua producida con los productos luego de ser enfriados, se recupera para su tratamiento y adecuada disposición.

3. En la etapa final del proceso dependiendo del equipo de refinación escogido y de los procesos seleccionados, el crudo sintético obtenido de la etapa anterior puede ser convertido en diesel, nafta, cera y otros productos especiales.

F.4.2 Productos. Como productos se pueden obtener nafta, ceras y parafinas sin azufre, que pueden servir como materias primas para lubricantes y productos especiales. ConocoPhillips, como cualquier otra empresa con tecnología GTL, afirma que su crudo sintético es altamente puro y virtualmente libre de contaminantes como azufre, aromáticos y metales.

F.4.3 Proyectos. ConocoPhillips empezó la investigación y desarrollo en la tecnología GTL en 1997 cuando congregó un equipo de alto calibre conformado por 80 científicos e ingenieros de GTL de 22 ciudades para acelerar el proceso tecnológico de GTL y en el 2001 comienza la construcción de su planta de demostración en Ponca (Oklahoma) con un costo de 75 millones de dólares, finalizada en Octubre del 2002 (Figura F.14). La planta convierte 35 millones de pies cúbicos de gas natural por día a 400 b/d de diesel y nafta libres de azufre.

Figura F.14 Planta piloto de GTL en Ponca (Oklahoma)



Fuente: LOWE, J., *ConocoPhillips for the future*

Durante los últimos cinco años, la compañía afirma haber realizado pruebas con más de 5,000 reactores para producir el gas de síntesis y la síntesis FT. Esta empresa a la fecha ha invertido más de 400 millones de dólares en el desarrollo de su tecnología, la cual se centra en grandes reservas de gas natural como ExxonMobil, su principal necesidad es gas natural a un bajo costo (0.5-1.0 \$US/MBtu) y dicen que su costo de inversión en el proceso se encuentra alrededor de 20,000 \$US por barril producido por día de crudo sintético para plantas de por lo menos 100,000 b/d, por esta razón ConocoPhillips se han centrado en realizar proyecto en el medio oeste a gran escala.

F.5 SYNTROLEUM

Syntroleum Corporation con sede en Tulsa, Oklahoma, es una compañía muy joven de gran importancia, la cual inició operaciones en 1984, desde

entonces, ha desarrollado y comercializado su propio proceso “Syntroleum GTL”, mediante sus primeras patentes publicadas en 1989 y 1990, en estos años construyeron la primera planta piloto con una producción de 2 b/d, la cual constaba de reactores FT en paralelo y utilizaba el proceso de reformado de vapor para la generación del syngas. La infraestructura de esta planta piloto se fue modificando y ampliando al pasar de los años, hasta que en julio de 1999 junto con la compañía Marathon y el Departamento de Energía de los Estados Unidos pusieron en funcionamiento la planta de demostración *Catoosa*, para la producción de 70 b/d (Figura F.15), esta planta integraba los tres pasos comerciales: generación del Syngas, reacción FT y refinamiento de los productos. Esta planta contaba con catalizadores comerciales con regeneración, separación de ceras y una completa transferencia interna de calor en los reactores FT.

Figura F.15 *Planta de Demostración, Catoosa*



Fuente: *Syntroleum*

La tecnología de syntroleum, es aplicable a diversos ambientes, entre los que se destacan: plantas modulares onshore, barcasas para locaciones pantanosas y costeras, y barcos para plantas offshore.

F.5.1 Proceso. El proceso Syntroleum ha sido probado y está listo para su desarrollo, el cual consta de tres pasos químicos para la conversión del gas natural en combustibles líquidos ultra limpios: generación del syngas, proceso FT y refinamiento de los productos.

1. Para la producción del gas de síntesis (Syngas), *Syntroleum* utiliza su propio proceso denominado *Autothermal Reforming – ATR* (Reformado Auto térmico), el cual utiliza aire del medio en lugar de oxígeno, de esta manera se evitan la instalación de una planta de separación de aire, pero presentando el inconveniente del gran tamaño de la planta y el contenido de nitrógeno en el gas de síntesis.

2. El proceso FT se efectúa en reactores fase *Slurry* de un solo paso, (según *Syntroleum* no es necesario utilizar un circuito de reciclo gracias al contenido de nitrógeno en el gas de síntesis) con un catalizador mejorado de cobalto, de desarrollo propio.

3. En cuanto a la etapa de refinamiento se utilizan lechos fijos de hidroprocesamiento e hidrocraqueadores con reciclo en fondo, para el fraccionamiento de productos como: diesel, jet fuel, Naftas y LPG.

F.5.2 Productos. El diesel GTL *Syntroleum*, puede ser vendido en el mercado actual, es un combustible compatible con la infraestructura existente, tanto en la red de transporte, como en la parte automotriz; además de que su calidad excede las regulaciones actuales y futuras, con cero contenido de aromáticos y sulfuros, es biodegradable y no tóxico, tiene un índice de cetano mayor a 70, lo que le permite tener un mejor desempeño que el diesel convencional. Todas estas características hacen que el diesel GTL *syntroleum* se quema mas limpio que el diesel convencional.

F.5.3 Proyectos. Syntroleum se ha involucrado en la realización y promoción de diversos proyectos en varios continentes, tales como Australia, África occidental, América Latina, en conjunto con los gobiernos locales y con otras empresas interesadas en el tema.

Entre sus proyectos de mayor importancia, se encuentra Syntroleum GTL Barge, el cual se puede apreciar en la figura F.16, las cuales son barcazas portátiles que son construidas en el continente asiático y transportadas a los lugares de operación, en aguas tranquilas y de esta forma monetizar las reservas de gas convirtiéndolas en combustibles ultra limpios (diesel, nafta y GLP), a una escala de 20,000 b/d. El objetivo de este tipo de proyectos lo constituyen campos de gas ubicados en lugares remotos, con reservas en el rango de 1 – 3 Tpc.

Figura F.16 Syntroleum GTL Barge



Fuente: Syntroleum

Debido al constante apoyo del gobierno de los EEUU, a través de una colaboración de la ICRC (Integrated Concepts & Research) a un consorcio de compañías que incluyen a Syntroleum y Marathon Oil se propuso un proyecto de una planta de producción y demostración, la cual fue completada en el

tercer cuarto del 2003 y comenzó a funcionar a partir de principios del 2004, partiendo de módulos de la planta de demostración de la refinería de Cherry Point, en Washington, que se trasladó a Tulsa. Los productos servirán para ensayos en vehículos en el Departamento de Defensa de los EEUU en el parque Nacional Denali en Alaska. Con una producción de 70 b/d de combustible sintético, la planta costó 59 millones de dólares (el DOE de EEUU aportó 11.5 millones).²³

Por otra parte, en el yacimiento de Talara en el noroeste del Perú, Syntroleum está desarrollando un proyecto integrado de GNL, para lo cual ha firmado un contrato de exploración y producción con el gobierno peruano. En la segunda fase del proyecto construirá una planta GTL, con una capacidad prevista inicialmente de 5,000 b/d y esperando ampliarlo en el futuro, el proyecto está en fase de actividades de pre-ingeniería

En Noviembre del 2002, Syntroleum se asoció con Repsol-YPF para conducir los estudios de prefactibilidad, para desarrollar dos proyectos GTL en Bolivia utilizando el proceso Syntroleum; estos estudios terminaron en Junio del 2003, con la conclusión de viabilidad de construcción de una planta de 13.500 b/d en el Centro de Bolivia para producir combustibles para uso local, y otra mas con capacidad de 90.000 b/d localizada cerca la región de Tarija, ésta planta producirá combustibles ultra-limpios para exportarlos; sin embargo, recientemente estos proyectos se fueron a pique debido a las políticas tributarias del gobierno Boliviano.

En Marzo del 2003, se anunció un contrato con Yakutgazprom, Evenkija, y OAO Gazprom/VNIIGAZ, organizaciones de la Federación Rusa para llevar a cabo estudios de viabilidad para la construcción de plantas GTL, que se localizarían en los lugares más remotos de Rusia. Otro proyecto que utiliza

tecnología GTL se anunció en el invierno 2003-2004 por el Departamento de Energía de los Estados Unidos para explotar las reservas no desarrolladas del Talud norte de Alaska EUA. Se planea que los productos obtenidos provenientes del Talud Norte de Alaska, podría ser transportado a través del desaprovechado sistema del Oleoducto Trans-Alaska.

F.5.3 Costos. Según Syntroleum los costos de producción de un barril de combustibles sintéticos, están alrededor de 12.5 US\$/Bl, un valor menor que los costos de producción de un barril de combustibles mediante refinación convencional, los cuales se estiman en 16.5 US\$/Bl.

En cuanto a los costos de capital para la adquisición de una planta Barge GTL, plantean que se encuentra por el orden de los 400 millones de dólares, para una planta con capacidad para tratar 177 MMscf/d, para producir 20,000 B/d de combustibles sintéticos.

F.6 RENTECH

Se constituyó en Denver, Colorado, en el año de 1981; hasta el momento se ha concentrado en el desarrollo de su propia tecnología GTL-FT, para lo cual ha desarrollado sus propias patentes, catalizadores de hierro, columnas de burbujeo Slurry, además de haber construido y operado cinco plantas piloto y una planta de demostración desde 1993, con capacidad de producir 253 b/d en Pueblo (Colorado), mostrada en la figura F.17.

Figura F.17 Planta de Demostración, Pueblo Colorado



Fuente: *Rentech, Inc*

F.6.1 Proceso. El proceso GTL desarrollado por Rentech consta de tres etapas: generación del gas de síntesis, reacción FT y sección de mejoramiento o refinamiento de los productos. La conversión de carbono alcanza del 85 al 92%, con alimentaciones que pueden ser de gas natural, gas residual industrial, carbón y residuos de petróleo.

1. Para la generación del gas de síntesis, Rentech utiliza el proceso de reformado de vapor, el cual utiliza vapor de agua, junto con el gas natural para producir el syngas; mediante este proceso se produce exceso de hidrogeno, el cual es eliminado mediante membranas.

2. El proceso FT patentado por Rentech, utiliza reactores de lecho fluidizado y reactores fase Slurry, incluyendo un sistema de reciclaje de CO₂ residual al gas de síntesis. Los reactores que se utilizan presentan capacidades menores a 5,000 b/d, los cuales tienen dimensiones de 6 pies de diámetro y 55 pies de alto, lo que evidencia su limitada capacidad.

3. El proceso de refinación de las ceras, se realiza mediante separación catalítica, en dos pasos, primero con una separación menor al 1% de las

ceras, y posteriormente menor a 5 ppm; luego mediante hidrocrqueo se convierten las ceras en diesel y naftas, y por último mediante hidrotratamiento se procede a la estabilización de estos combustibles.

Los catalizadores utilizados en el proceso, son precipitados a base de hierro, suspendidos en los reactores en forma de columna de burbujeo, con diseños internos propios.

F.6.2 Productos. El diesel obtenido tiene un índice de cetano de 75, aproximadamente cero contenido de azufre y aromáticos, compatible con la infraestructura actual, presenta reducción en emisiones contaminantes, comparado con el diesel convencional.

Rentech recomienda como aplicación el uso potencial del producto GTL FT como alimentación en pilas de combustible, por su bajo poder contaminante y su alto contenido de hidrógeno.

F.6.3 Proyectos. Entre sus principales proyectos está su vinculación en 1998 con Texaco, para la adquisición de la licencia del proceso, para el desarrollo de un proyecto de cuatro años, consistente en el acoplamiento del proceso de gasificación de Texaco, con el proceso FT de Rentech, cuyo costo estuvo alrededor de los 15 millones de dólares y que ha recibido el apoyo del departamento de Energía de EEUU.

La compañía se ha concentrado en el desarrollo de tecnología destinada a proyectos de pequeña escala, entre 5,000 y 16,000 b/d. Al mismo tiempo ha anunciado la realización de estudios para dos de estas plantas, una en Bolivia con una capacidad de 10,000 b/d y otra con Pertamina en Indonesia con una capacidad de 16,500 b/d. También ha hecho público su interés en aplicar su tecnología de conversión de gas a líquidos a sistemas de

producción flotantes, pero aún no se ha construido ningún sistema de ese tipo, sin embargo se planean a una escala comercial entre 5,000 y 10,000 b/d, un esquema de este tipo de proyectos se presenta en la figura F.18.

Figura F.18 Plantas Flotantes



Fuente: *Rentech, Inc*

Por otra parte están estudiando, con una empresa química importante no revelada, la aplicación de su proceso GTL-FT para convertir gases residuales en hidrocarburos sin azufre y sin aromáticos.

F.7 SHELL

Desde principios de los 70, Shell ha orientado su tecnología hacia la conversión de gas natural en hidrocarburos líquidos fácilmente transportables. El programa de Desarrollo y Tecnología (R&D) de Shell, ganó importancia en 1983 tras abrir una planta piloto en su laboratorio en Ámsterdam, utilizando el proceso SMDS (*Shell Middle Distillate Síntesis*). Esta incluía una unidad flexible para la producción del Syngas que producía una relación $H_2:CO$ bastante grande. Posteriormente desarrollaron un reactor multitubular que se adicionó a la planta en el 2002, el cual aun se

encuentra en funcionamiento después de 20 años. Posteriormente en 1993, Shell pone en funcionamiento su primera planta GTL a escala comercial, con una capacidad de 12,500 b/d, localizada en Bintulu, Malasia (Figura F.19), ésta planta se constituyó en la primera planta industrial que utiliza gas natural como materia prima en un proceso moderno de síntesis a baja temperatura, la experiencia en esta planta ha permitido mejorar el proceso y hacerlo más competitivo y rentable

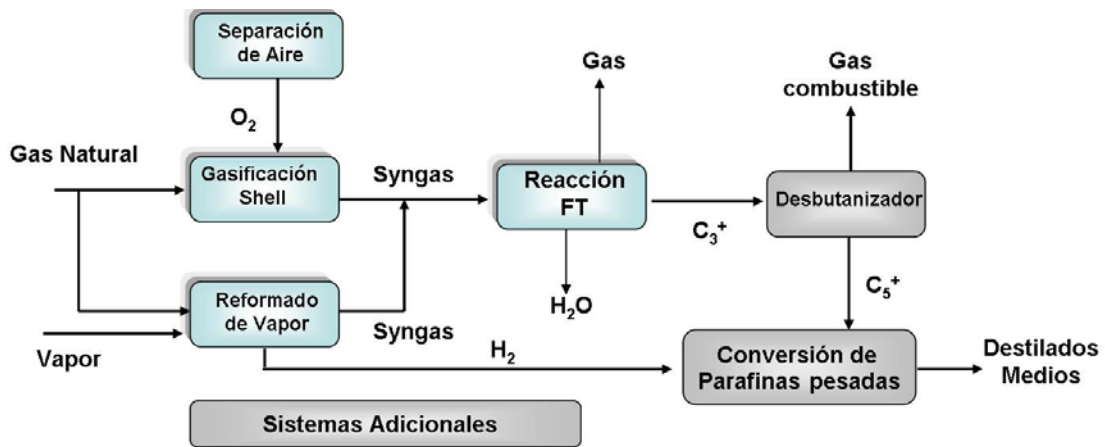
Figura F.19 *Planta GTL Comercial, Bintulu Malasia*



Fuente: *Shell Gas & Power*

F.7.1 Proceso. La tecnología GTL - FT de Shell, es una versión única, la cual se da a baja temperatura. El proceso SMDS, presenta una eficiencia global del 81% y una eficiencia térmica del 63%, y se muestra esquemáticamente en la, este proceso consta de tres pasos completamente integrados: Proceso de Gasificación (SGP); Síntesis de Parafinas Pesadas (HPS); Y Conversión de Parafinas Pesadas (HPC). Al igual que el proceso GTL de Sasol y otros, el SMDS se realiza en tres etapas básicas:

Figura F.20 Representación Esquemática del Proceso SMDS



Fuente: Shell Gas and Power

1. Producción del syngas por medio del proceso de oxidación parcial del gas natural, usando oxígeno de una planta de separación de aire, mediante el proceso SGP de Shell (Shell Gasification Process) adaptado para gas. Es un proceso térmico, es decir que no utiliza catalizador, que tiene una eficiencia de conversión de más del 95% de carbono en CO.

2. Se realiza la síntesis catalítica FT de hidrocarburos parafínicos, la reacción que ocurre es fuertemente exotérmica y origina agua como subproducto, que puede ser utilizada para producir energía o para otros usos. La reacción tiene lugar a baja temperatura, aproximadamente entre 180 y 250 °C y a una presión entre 10 y 45 atmósferas, esto con la finalidad de maximizar la producción de destilados medios, para lo que se han desarrollado catalizadores específicos a base de Cobalto. Los recientes avances en el desempeño de reactores a baja temperatura, tienen marcadamente mejores índices de productividad y además permiten producir con un solo reactor de lecho fijo multitubular 9,000 b/d, comparado con el reactor anterior que solo producía 3,000 b/d.

3. Sobre un catalizador propio de Shell las parafinas pesadas sufren un hidrocracking, las más largas se rompen y se iso-merizan, y al mismo tiempo se eliminan los compuestos oxigenados.

F.7.2 Productos. El rendimiento global de destilados (nafta, queroseno y diesel) es mayor al 85% y se puede obtener entre un 60 y un 79% de gasóleo diesel. El producto obtenido es claro e incoloro y altamente parafínico. La nafta (pura) es óptima para crackeo de etileno. Otros productos también son de alta calidad como el queroseno y el diesel, el cual presenta un alto índice de cetano, baja densidad y ausencia de aromáticos y de azufre. Las propiedades en frío (CFPP) son ajustadas a las especificaciones en la etapa de hidrocracking y en el ajuste del fraccionamiento.

Las parafinas normales GTL, son excelentes para la manufactura de detergentes surfactantes, y además constituyen una ruta más simple para la producción de diesel, reduciendo de esta forma los costos de inversión y operación.

Por otra parte los lubricantes obtenidos presentan excelente desempeño, con beneficios para la economía de los combustibles, eficiencia y durabilidad de los motores y reducción de emisiones contaminantes.

Un inconveniente es que el diesel no se puede usar al 100% en los motores diesel actuales, sin que estos sufran modificaciones; cuando este se utiliza en una proporción del 20-30%, en una mezcla con el gasóleo obtenido a partir de refinerías convencionales, no es necesario realizar modificaciones en el motor.

F.7.3 Proyectos. Entre los proyectos más importantes desarrollados por Shell hasta el momento, se encuentra la planta en Bintulu en Malasia, la cual produce 12,500 b/d con gas producido de los campos petroleros del área marina de Sarawak, utilizando el proceso patentado SMDS. En el verano de 2003, Volkswagen lanzó una prueba de cinco meses de combustible GTL de Shell, en Berlín (Alemania). Están previstas otras pruebas en el estado de California, EUA; en Londres, Inglaterra; y en Tokio, Japón.

Por otro lado, Shell está considerando diversas localizaciones, entre las que se destacan Argentina, Australia, Egipto, Indonesia, Irán, Malasia, Qatar y Trinidad, para la construcción de su primera planta a escala comercial, utilizando la tecnología SMDS. El plan actual contempla construir para el 2007 una planta con capacidad de producción de 75,000 b/d. El objetivo de Shell es acometer unos cuatro proyectos para finales de esta década, cada planta podría costar 1,500 millones de dólares.

Por otra parte, en Irán, la compañía Petroquímica Nacional (PNC) y Shell realizaron un completo estudio en el 2001 para analizar la viabilidad de una planta, con el proceso SMDS y una capacidad 25,000 b/d en Assaluyeh; hasta el momento Shell y NPC están desarrollando la estructura comercial para implementar dicho proyecto.

En general en la figura F.21, se pueden apreciar los prospectos de proyectos GTL de Shell, entre los que se destacan países como Trinidad, Egipto, Argentina, Irán, Indonesia, Malasia y Australia.

Figura F.21 Prospectos GTL Shell



Fuente: Shell

F.7.4 Costos. Según Shell los costos de inversión en una planta para producir 75,000 b/d, son del orden de 1.5 mil millones de dólares, esto sin incluir costos propios del propietario de la planta. Shell considera la rentabilidad de plantas a gran escala, con un alto consumo de gas, por lo tanto, las reservas deben ser suficientes. En cuanto la competitividad de los productos de Shell en el mercado, el precio del barril debe estar cercano a los 14 dólares por barril.

F.8 STATOIL

Esta empresa noruega empezó su investigación en la tecnología GTL por medio del proceso fischer Tropsch desde los años 90, cuando en asociación con Petro S.A construyeron la planta comercial de GTL mas grande en su momento, en la Bahía de Mossel, en Sudáfrica, con una capacidad de 27,000

b/d, dentro del complejo de refinación denominado Moss gas. El costo de inversión original de esta planta fue de 60.000 \$US por barril producido por día de crudo sintético, o sea aproximadamente 1,300 millones de dólares; su objetivo es llegar a costos menores de 20,000 \$US por barril producido por día de crudo sintético.

Actualmente Statoil se encuentra centrado en la construcción de módulos de GTL para ser instalados en barcos para la monetización de las reservas de gas natural off-shore en el Mar del Norte. Statoil construyó en el 2003 una planta de demostración de GTL en la bahía de Mossel, en Sudáfrica de 4,545 b/d y se encuentra asociado con empresas como: Sasol, Foster Wheeler, Haldor Topsoe, Raytheon Engineering, Air liquide, Aker Engineering y Navion.

En su proceso como Sasol, utilizan el reformado auto-térmico licenciado por la empresa danesa Haldor Topsoe, reactores tipo fase slurry y refinación convencional para la adecuación de los productos para su venta en el mercado.

Los módulos GTL off-shore en su parte inferior poseerán una conexión con los pozos en el fondo del mar para producir el gas natural en el barco y convertirlo inmediatamente en crudo sintético. En la figura F.22, se presenta uno de los diseños preliminares de esta tecnología el cual poseerá una capacidad de 17,000 b/d, y tendrá un costo aproximado de 500 millones de dólares.

Figura F.22 *Diseño preliminar de los módulos de GTL off-shore*



Fuente: OLSVIK, O., *Offshore Gas to Liquids*, 2005

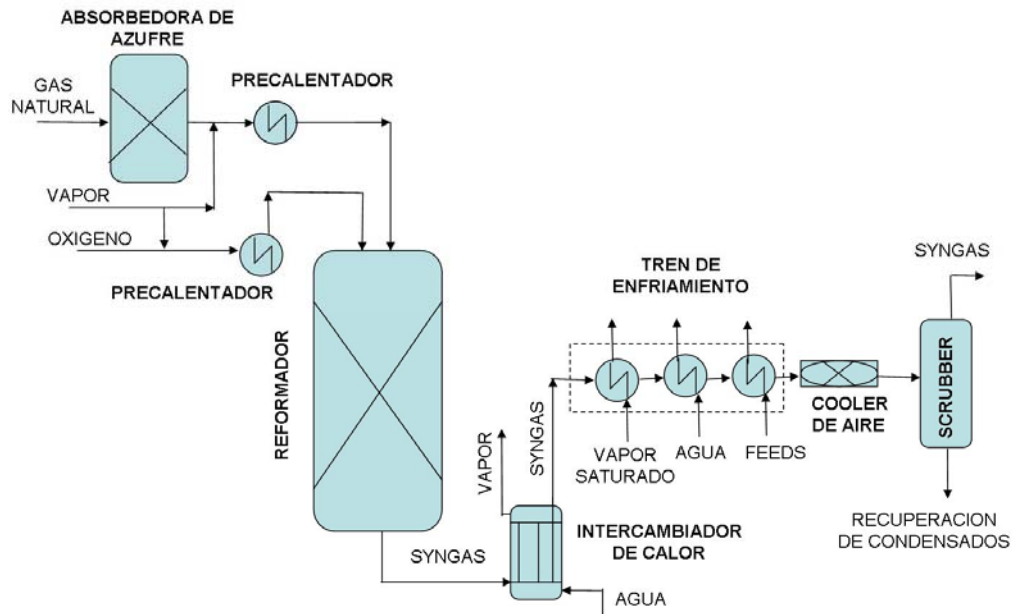
Anexo G. Descripción del proceso AGC-21

ExxonMobil posee gran experiencia en lechos fluidizados para el craqueo catalítico en las operaciones de refinación, y ha usado su experiencia en este tema para desarrollar la tecnología AGC-21. Esta empresa posee una planta piloto de 200 b/d y ha realizado millonarias inversiones para el desarrollo de su tecnología, y poseen diseños para plantas a gran escala que se empezaran a construir en los próximos años en Qatar. A continuación se realizará una descripción de las principales etapas la tecnología AGC-21.

G.1 Generación del gas de síntesis

El Gas natural es desulfurizado en una torre de absorción y luego precalentado para entrar al reformador donde este reacciona con el vapor de agua y oxígeno a una presión de 300 psia y 1600 °F aproximadamente. Después la corriente de salida es enfriada hasta 120 °F por un intercambiador de alta capacidad y un tren de enfriamiento con agua, y al final con un cooler de aire, para que luego el syngas entre a un scrubber y eliminar los condensados. Este proceso se presenta esquemáticamente en la Figura G.1, donde, el gas natural es mezclado con vapor (1.5 – 2.5 mol de vapor por cada mol de gas natural), luego se precalienta hasta 200°C en un rehervidor y es llevada al reactor. El oxígeno entra al reactor en una proporción de 0.4 – 0.6 moles de oxígeno por cada mol de gas natural.

Figura G.1 Esquema de la generación del syngas

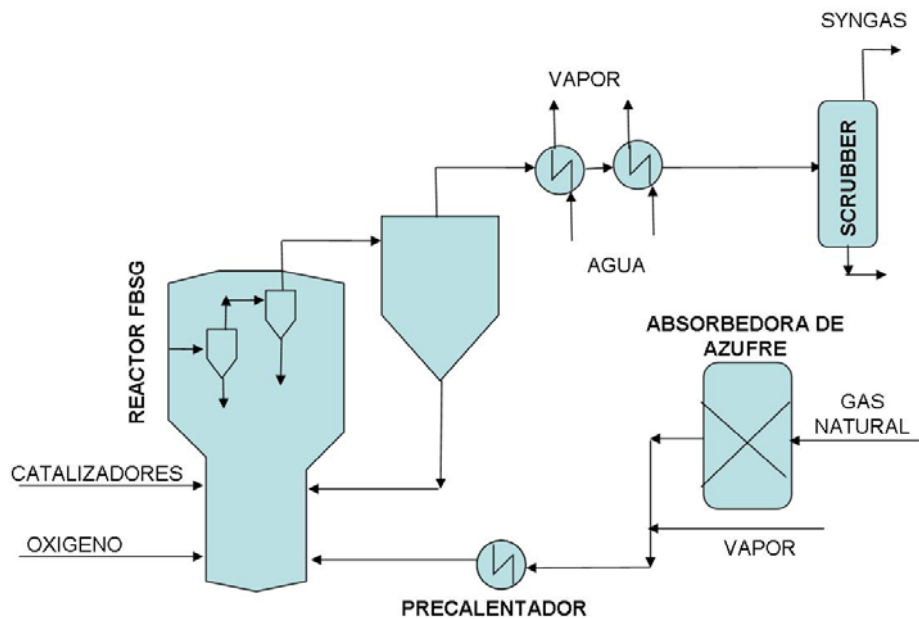


Fuente: ExxonMobil

ExxonMobil también ha desarrollado otra tecnología para la generación del gas de síntesis y se ha demostrado a escala piloto, denominada FBSG (“Fluidized Bed Síntesis Gas”). Esta utiliza un reactor de lecho fluidizado con catalizadores de Níquel de 30 a 150 micras de diámetro. El esquema de este proceso se muestra en figura G.2, y se explica a continuación. Dentro del reactor se lleva a cabo el reformado auto-térmico del gas natural, pero a una temperatura entre 950-1050°C a 300 psig, por cual el enfriamiento del syngas es más simple que el proceso explicado anteriormente. El gas producido del reactor tiene una composición de: 64.94 % de hidrogeno, 27.60 % de monóxido de carbono, 4.29 % de dióxido de carbono y 3.17 % de metano. Este gas arrastra un pequeña cantidad de catalizadores, por lo cual se utiliza un ciclón para recuperarlos y recircularlos nuevamente al reactor. El syngas es enfriado de la temperatura de reacción (980°C) hasta 320°C para prevenir la depositación de carbón en los equipos e eliminar los condesados para su reciclo e eliminar los contaminantes.

Este proceso presenta la gran ventaja a comparación del reformado auto-térmico (ATR) convencional, de que la reacción se lleva a una temperatura mucho mas baja, pero presenta las siguientes desventajas: el porcentaje de conversión de metano es de 90-95% a comparación del 98% del ATR convencional, y es altamente sensible al envenenamiento de los catalizadores, por lo cual la calidad de gas natural debe ser muy alta (virtualmente 100% metano).

Figura G.2 Esquema del Proceso FBSG



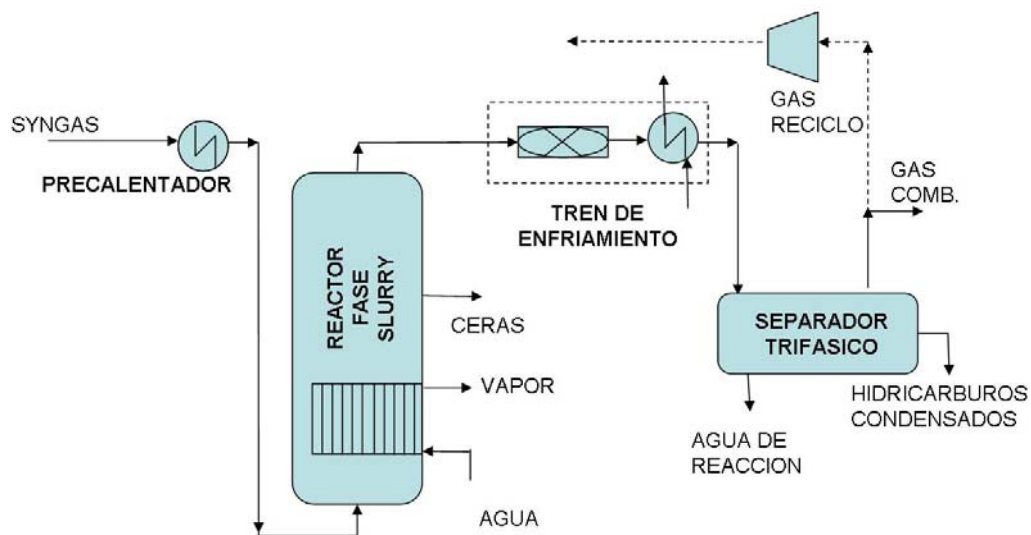
Fuente: Nexant

G.2 Síntesis de Fischer Tropsch

ExxonMobil usa reactores fase slurry con catalizadores de cobalto. Este es el corazón del proceso, y donde esta empresa ha centrado sus esfuerzos llegando a una capacidad de 25,000 b/d por reactor. En esta etapa de la tecnología AGC-21 (Figura G.3) el syngas obtenido de la etapa anterior es

precalentado para que entre al reactor a 300 psig y 400 °F, el cual posee un sistema de enfriamiento con agua. Por la parte superior del reactor salen productos gaseosos y luego son enfriados a 100 °F, para que después los hidrocarburos líquidos, el agua e hidrocarburos gaseosos sean recuperados en un separador trifásico; el agua se envía a las unidades de tratamiento; los hidrocarburos al proceso de refinación de productos; y el gas obtenido se envía al reformador y otra parte al sistema de generación de hidrogeno. Del reactor salen los productos líquidos de la reacción FT, principalmente ceras para ser enviadas a la etapa de refinación, pero antes se deben remover los catalizadores arrastrados, por medio de ciclones.

Figura G.3 Esquema de la síntesis de Fischer-Tropsch



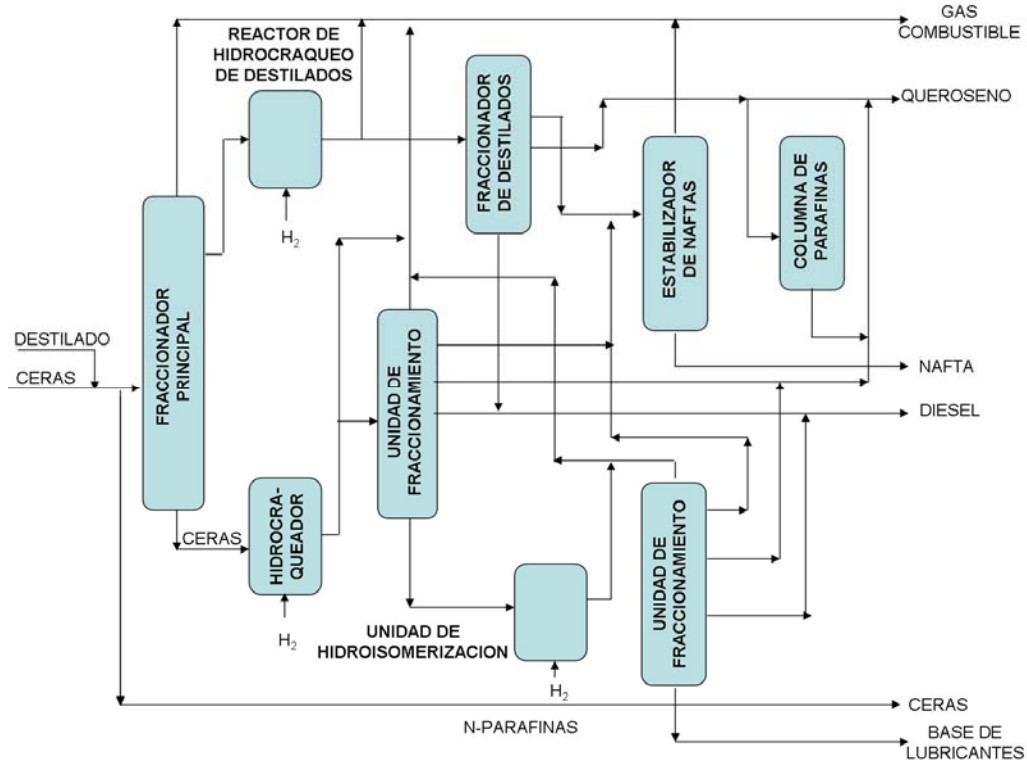
Fuente: ExxonMobil

G.3 Unidad de Refinación

Los hidrocarburos líquidos principalmente ceras y condensados de la corriente gaseosa obtenidos de la sección anterior, deben ser refinados para maximizar la producción de diesel. La sección de refinación para este fin se

muestra en la figura G.4, el cual es lo suficientemente flexible en caso de que cambien las condiciones del mercado. Los productos obtenidos de la síntesis de FT son principalmente parafínicos, pero los productos mas livianos contienen algunas oleofinas y oxigenados que necesitan ser removidos para estabilizar los productos. Los destilados medios y los componentes más livianos son separados de las ceras en el fraccionador principal. El hidrotatador de destilados es requerido para romper las cadenas largas y eliminar las oleofinas de los componentes mas pesados. El hidrocraqueador convierte las ceras en naftas, queroseno y diesel. La unidad de de hidroisomerizacion produce principalmente lubricantes y pequeñas cantidades de nafta y diesel, y la columna de Parafinas recupera estos productos del queroseno.

Figura G.4 Unidad de refinación



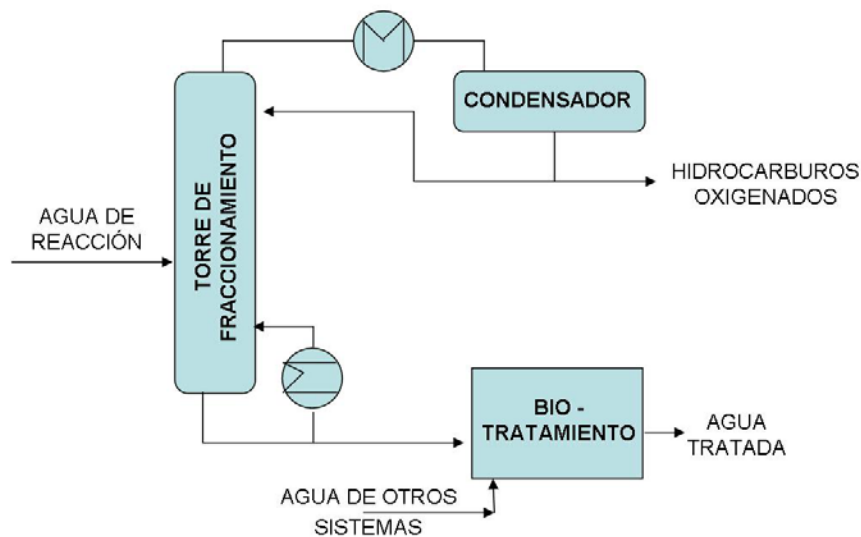
Fuente: Raytheon, Inc

G.4 Tratamiento del Agua de Reacción

El agua producida como un subproducto de la síntesis FT contiene una mezcla de hidrocarburos oxigenados, incluyendo ácidos, alcoholes, acetonas y aldehídos. Típicamente, un sistema de destilación simple como el mostrado en la figura G.5, remueve los químicos por la parte superior, excepto los ácidos, los cuales permanecen en la corriente de fondo.

La corriente superior es quemada en calentadores de fuego y la corriente de fondo junto con el resto de efluentes de la planta, alimenta a una unidad de tratamiento biológico del agua.

Figura G.5 Esquema de la Unidad de Tratamiento del Agua de reacción



Fuente: Raytheon, Inc

Anexo H. Flujo caja para el caso base

Tabla H.1 Presupuesto de inversión

	Millones de Dólares			
	Periodo			
Inversiones	0	1	2	3
1. Inversiones Fijas				
1.1 No Depreciables				
1.1.1 Terrenos	20			
Subtotal Inversiones Fijas	20	0	0	0
2 Depreciables				
2.1 Construc y Obras Civiles	60			
2,2 Maquinaria y Equipo	530	371	159	
Subtotal Depreciables	590	371	159	0
2. Capital de Trabajo				
2,1 Inv. Materia Prima				33,75
Total Activo Circulante	610	371	159	33,75
Bases del cálculo capital de trabajo				
2,1 Inv. Materia Prima	90 días del costo de materia prima			
Consumo de Gas (MMPCD)	500			
Precio del Gas (US/MMbtu)	0,75			

Tabla H.2 Base de calculo presupuesto de producción

Precio del Petróleo (\$US/b)	30		
	Cantidad (b/d)	Precio de venta (\$US/b)	Ingresos (\$US MM/año)
Pronóstico de Ventas	50000	40	720

Tabla H.3 Base de calculo costos de operación

Inflación	6.8 %
1.1.1 Materia Prima	
Consumo de Gas (MMPC/año)	180000
Precio del Gas (\$US/MMbtu)	0,8
Total Materia Prima (\$US/año)	135
1.2.1 Depreciación (año)	
1.2.1.1 Equipo y maquinaria de fabricación	53
1.2.1.2 Obra civil	4
Total	57
Vida útil de los Activos Fijos (años)	
Equipos y maquinaria de fabricación	20
Obra Civil	20

Tabla H.4 Costos de operación

Millones de dólares																				
Periodo																				
Costos	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Costos de Fabricación																				
1.1 Costo Directo																				
1.1.1 Materia Prima	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
1.1.2 Otros Costos de Operación	79,8	85,23	91,02	97,21	103,8	110,9	118,4	126,5	135,1	144,3	154,1	164,5	175,7	187,7	200,4	214,1	228,6	244,2	260,8	278,5
Subtotal Costo Directo	214,8	220,2	226	232,2	238,8	245,9	253,4	261,5	270,1	279,3	289,1	299,5	310,7	322,7	335,4	349,1	363,6	379,2	395,8	413,5
1.2 Otros Gastos Indirectos																				
1.2.1 Depreciación	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Total Costos de Operación	271,8	277,2	283	289,2	295,8	302,9	310,4	318,5	327,1	336,3	346,1	356,5	367,7	379,7	392,4	406,1	420,6	436,2	452,8	470,5

Tabla H.5 Presupuesto de producción

	Millones de dólares																			
	Periodo																			
Total Ingresos	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Ingresos por Ventas	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720
2. Costo Total	271,8	277,2	283	289,2	295,8	302,9	310,4	318,5	327,1	336,3	346,1	356,5	367,7	379,7	392,4	406,1	420,6	436,2	452,8	470,5
3. Util. Bruta Ant. Desp. Imp.	448,2	442,8	437	430,8	424,2	417,1	409,6	401,5	392,9	383,7	373,9	363,5	352,3	340,3	327,6	313,9	299,4	283,8	267,2	249,5
4. impuesto (38,5%)	172,6	170,5	168,2	165,9	163,3	160,6	157,7	154,6	151,3	147,7	144	139,9	135,6	131	126,1	120,9	115,3	109,3	102,9	96,05
5.Útil. Desp. de Impuestos	275,6	272,3	268,7	264,9	260,9	256,5	251,9	246,9	241,6	236	230	223,5	216,6	209,3	201,4	193,1	184,1	174,5	164,3	153,4
6.Gastos no desembolsables	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
7. Flujo de Producción	332,6	329,3	325,7	321,9	317,9	313,5	308,9	303,9	298,6	293	287	280,5	273,6	266,3	258,4	250,1	241,1	231,5	221,3	210,4

Tabla H.6 Flujo de caja neto

	Millones de dólares																							
	Periodo																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Flujo de Inversión	-610	-371	-159	-33,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Flujo de Producción					333	329	326	322	318	314	309	304	299	293	287	281	274	266	258	250	241	232	221	210
3. Flujo Neto de Caja	-610	-371	-159	-33,8	333	329	326	322	318	314	309	304	299	293	287	281	274	266	258	250	241	232	221	210
Pay Back	-610	-981	-1140	-1174	-841	-512	-186	136	454	767	1076	1380	1679	1972										
Tasa de oportunidad	15%																							
VPN	192,1																							
TIR	17,3%																							