



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

**APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE OPCIONES REALES A LA
EVALUACIÓN FINANCIERA DE PLANTAS DE CONVERSIÓN DE
GAS A LÍQUIDOS (GTL)**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

ZEUS CORTÉS CASTILLO

TUTOR:

DR. ARTURO GUILLERMO REINKING CEJUDO
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. JUNIO 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. RODRÍGUEZ PADILLA VÍCTOR
Secretario : DR. REINKING CEJUDO ARTURO GUILLERMO
Vocal: DR. MEZA PUESTO JESÚS HUGO
1^{er}. Suplente: DR. LEÓN DE LOS SANTOS GABRIEL
2^{do}. Suplente: ING. SÁNCHEZ CIFUENTES AUGUSTO

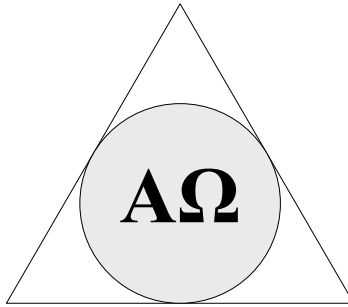
Lugar donde se realizó la tesis:

FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM.
CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D. F.

TUTOR DE TESIS:

DR. ARTURO GUILLERMO REINKING CEJUDO

FIRMA



Gracias a

DIOS

y

Gracias a

Mi Madre y a Mi Padre

AGRADECIMIENTOS

Deseo extender mi más sincero agradecimiento al Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo por haber sido el tutor de este trabajo de tesis; muchas gracias por los valiosos conocimientos que ha compartido conmigo, por todo su tiempo, su compromiso, su dedicación y su paciencia desde el principio y hasta la culminación de este trabajo.

Así mismo, le agradezco al Dr. Víctor Rodríguez Padilla, al Dr. Jesús Hugo Meza Puesto, al Dr. Gabriel León de los Santos y al Ing. Augusto Sánchez Cifuentes, el haber aceptado formar parte de mi jurado de examen y contribuir a la construcción de esta tesis; gracias a todos y cada uno de ustedes por sus apreciables comentarios y observaciones, así como por la disposición y el tiempo que dedicaron a la revisión de este documento.

Además, quiero expresarle mi gratitud a la Universidad Nacional Autónoma de México por toda la invaluable formación que he recibido en sus espacios y en especial a su Facultad de Ingeniería por mis estudios de Maestría, a su Facultad de Estudios Superiores Zaragoza por mi preparación como Ingeniero Químico y a su ENP Plantel 2 por mis estudios de bachillerato. Es todo un orgullo y un compromiso formar parte de esta institución.

Igualmente, agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por su patrocinio para con mis estudios de maestría y el desarrollo de este trabajo de tesis.

Finalmente, gracias a todos los que de alguna manera han contribuido a que llegue hasta este punto.

Contenido

Resumen	14
Abstract.....	15
Justificación.....	16
Hipótesis.....	18
Objetivos	19
Estructura de la Tesis.....	20
Capítulo 1 . Contexto de los Mercados de Gas Natural y las Alternativas para su Monetización	21
1.1. Introducción.....	21
1.2. Reservas de Gas Natural.....	21
1.2.1. Estado de las Reservas de Gas Natural	21
1.2.2. Tipos de Fuentes de Gas Natural	22
1.2.3. El Papel del Shale Gas (Gas de Lutitas)	23
1.3. Producción de Gas Natural	26
1.4. Consumo de Gas Natural	27
1.5. Comercialización del Gas Natural.....	28
1.5.1. Antecedentes	28
1.5.2. El Mercado Norteamericano	28
1.5.3. El Mercado Europeo	29
1.5.4. El Mercado Asia-Pacífico	29
1.6. Precios del Gas Natural.....	30
1.7. Caracterización de la Industria del Gas Natural.....	32
1.8. Alternativas para Monetizar el Gas Natural	33
1.8.1. Tipos de Alternativas para Monetizar el Gas Natural	33
1.8.2. Gasoductos (Gas Pipeline).....	34
1.8.3. Gas Natural Licuado (LNG)	35
1.8.4. Gas Natural Comprimido (CNG).....	35
1.8.5. Gas a Químicos (GTC).....	35
1.8.6. Gas a Líquidos (GTL).....	36
1.8.7. Otras Formas de Monetizar el Gas Natural.....	36
1.8.8. Comparación entre Alternativas para Monetizar el Gas Natural	36
1.9. Conclusiones del Capítulo 1.....	38

Capítulo 2 . Plantas de Conversión de Gas a Líquidos (GTL)/Gas to Liquids	39
2.1. Introducción	39
2.2. El Proceso de Gas to Liquids (GTL)	40
2.2.1. Conversión del Gas Natural a Gas de Síntesis	40
2.2.1.1. Reformado de Metano con Vapor de Agua (SMR).....	41
2.2.1.2. Oxidación Parcial (POx)	42
2.2.1.3. Reformado Autotérmico (ATR)	42
2.2.2. Conversión del Gas de Síntesis a Crudo Sintético.....	44
2.2.2.1. Nociones de la Química de la Conversión Fischer-Tropsch	44
2.2.2.2. Reactores Fischer-Tropsch.....	48
2.2.3. Conversión del Crudo Sintético a Productos Comerciales	51
2.3. Tecnologías y Proyectos de GTL	53
2.3.1. Antecedentes	53
2.3.2. Sasol	54
2.3.3. Shell.....	55
2.3.4. ExxonMobil.....	55
2.3.5. BP	56
2.3.6. Syntroleum	56
2.3.7. ConocoPhillips	56
2.3.8. Rentech	57
2.3.9. Otras Empresas.....	57
2.3.10. Prospectiva de Proyectos de GTL	57
2.4. Plantas Comerciales de GTL.....	60
2.4.1. El Caso de Sasol 1 (Sasolburg)	60
2.4.2. PetroSA (Mossgas)	61
2.4.3. SMDS Bintulu	62
2.4.4. Oryx GTL.....	64
2.4.5. Escravos GTL.....	66
2.4.6. Pearl GTL	67
2.5. Economía de las Plantas de GTL.....	69
2.5.1. Costos de Inversión.....	69
2.5.2. Costos de Operación y Mantenimiento	72
2.5.3. Costos de Transporte	73
2.5.4. Precio del Gas Natural.....	73
2.5.5. Precio del Petróleo Crudo	75
2.5.6. Aspectos Tecnológicos	75
2.5.7. Mercado de los Productos de GTL.....	76
2.6. Conclusiones del Capítulo 2	79

Capítulo 3 . Opciones Reales	80
3.1. Introducción	80
3.2. Opciones Financieras.....	80
3.2.1. Derivados Financieros	80
3.2.2. Conceptos y Clasificación de Opciones Financieras.....	81
3.2.3. Componentes del Valor de una Opción Financiera	84
3.2.3.1. Prima de una Opción	84
3.2.3.2. Valor Intrínseco.....	84
3.2.3.3. Valor Temporal	87
3.2.4. Factores de Importancia para el Valor de una Opción Financiera	88
3.2.5. Volatilidad Financiera	89
3.2.6. Valoración de Opciones Financieras	89
3.2.7. Modelo de Black-Scholes	90
3.3. Opciones Reales	93
3.3.1. Antecedentes	93
3.3.2. Métodos Tradicionales para la Evaluación de Proyectos.....	94
3.3.2.1. Método del Valor Presente Neto (VPN)	94
3.3.2.2. Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)	95
3.3.2.3. Consideraciones sobre los Métodos Tradicionales.....	95
3.3.3. El Enfoque de las Opciones Reales	96
3.3.4. Tipos de Opciones Reales.....	100
3.3.5. Método Binomial.....	102
3.3.6. Cálculo de la Volatilidad.....	107
3.3.7. Ejemplo de Aplicación del Análisis de Opciones Reales.....	108
3.3.7.1. Planteamiento de la Situación y de las Opciones Reales	108
3.3.7.2. Identificación y Cálculo de Parámetros.....	108
3.3.7.3. Construcción del Árbol Binomial para la Evolución del Subyacente.....	109
3.3.7.4. Construcción del Árbol Binomial para la Valoración de la Opción	111
3.3.7.5. Análisis e Interpretación de los Resultados.....	113
3.4. Conclusiones del Capítulo 3	114
Capítulo 4 . Evaluación de una Planta Genérica de Gas a Líquidos (GTL) y la Aplicación del Análisis de Opciones Reales	115
4.1. Características de una Planta Genérica de Gas a Líquidos (GTL)	115
4.2. Evaluación Financiera Tradicional de una Planta Genérica de GTL (Caso Base)	116
4.2.1. Parámetros Técnicos y Económicos para el Caso Base	116
4.2.2. Resultados de la Evaluación Tradicional del Caso Base y su Interpretación	123
4.3. Aplicación del Análisis de Opciones Reales a la Evaluación de un Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL	126

4.3.1.	Identificación de la Incertidumbre y la Flexibilidad de una Planta Genérica de GTL...	126
4.3.2.	Planteamiento de un Programa de Inversiones con Opciones Reales (Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL).....	128
4.3.3.	Identificación y Cálculo de los Parámetros Requeridos en la Valoración del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL	131
4.3.4.	Evaluación del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL como una Opción Real Compuesta Secuencial.....	136
4.3.4.1.	Evaluación del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL, Considerando Reducción de los CAPEX.....	136
4.3.4.2.	Evaluación del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL, Sin Mejora en los CAPEX	144
4.3.4.3.	Cálculo de la Flexibilidad y del Sobrecosto.....	147
4.4.	Conclusiones del Capítulo 4.....	147
Capítulo 5 . Análisis e Interpretación de los Resultados		149
5.1.	Análisis e Interpretación de los Planteamientos y Resultados	149
5.2.	Criterios y Consideraciones de Utilidad para la Ejecución del Programa	153
5.3.	Conclusiones del Capítulo 5	166
Capítulo 6 . Conclusiones y Recomendaciones		168
6.1.	Conclusiones Generales y Recomendaciones.....	168
6.2.	Conclusiones Finales relativas a las Hipótesis.....	171
Referencias.....		173
	Referencias para el Capítulo 1	173
	Referencias para el Capítulo 2	174
	Referencias para el Capítulo 3	178
	Referencias para los Capítulos 4, 5 y 6.....	180

Índice de Figuras

Figura 1.1. Reservas Probadas de Gas Natural por Región, 2000-2011.....	22
Figura 1.2. Estimaciones de la IEA para la Producción Mundial de Gas Natural, 2005-2035.	24
Figura 1.3. Producción de Gas Natural por Región, 2000-2011.	26
Figura 1.4. Consumo de Gas Natural por Región, 2000-2011.	27
Figura 1.5. Principales Intercambios Comerciales de Gas Natural en 2011.....	30
Figura 1.6. Precios del Gas Natural en Mercados Seleccionados, 2000-2011.	31
Figura 1.7. Condiciones Recomendables para las Alternativas de Monetización del Gas Natural. ...	37
Figura 2.1. Reformador de Metano con Vapor de Agua.....	41
Figura 2.2. Proceso Típico de ATR.	43
Figura 2.3. Distribución de Anderson-Flory-Schulz (AFS).....	47
Figura 2.4. Composición del Crudo Sintético obtenido de la Conversión Fischer-Tropsch en función del Parámetro α (Probabilidad de Crecimiento de la Cadena).....	47
Figura 2.5. Reactor Multitubular de Lecho Fijo, tipo ARGE.	49
Figura 2.6. Reactor de Suspensión, tipo SPD.	50
Figura 2.7. Reactor de Lecho Fluidizado Circulante, tipo SCFB.	50
Figura 2.8. Reactor de Lecho Fluidizado, tipo SAS.....	51
Figura 2.9. Esquema General de los Procesos para la Refinación del Crudo Sintético.....	52
Figura 2.10. Composición Másica Típica de los Productos FT Antes y Después del Hidrocracking...53	
Figura 2.11. Combustibles Obtenidos de Fuentes No Convencionales como una Proporción de la Producción Mundial de Combustibles, en Porcentaje.	58
Figura 2.12. Estimación de la Evolución de la Capacidad de Producción Mundial de las Plantas de GTL, 2000-2035.....	59
Figura 2.13. Estimación de la Evolución de la Demanda de Gas Natural por Sectores de Consumo, 1980-2030.	59
Figura 2.14. Sección de Producción de Syngas y de Síntesis FT de la Planta SMDS Bintulu.	63
Figura 2.15. Sección de Síntesis FT y de Refinación de la Planta SMDS Bintulu.....	63
Figura 2.16. Distribución de las Instalaciones de la Planta SMDS Bintulu.	64
Figura 2.17. Sección de Producción de Syngas, de Síntesis FT y de Recuperación de Condensados de la Planta Oryx GTL.	65
Figura 2.18. Sección de Refinación de la Planta Oryx GTL.	66
Figura 2.19. Distribución de las Instalaciones de la Planta Oryx GTL.	66
Figura 2.20. Vista de la Distribución de las Instalaciones de la Planta Pearl GTL.....	68
Figura 2.21. Distribución Típica de los Costos de Capital de una Planta Genérica de GTL.	72
Figura 2.22. Programa Típico de IPC para una Planta Genérica de GTL.	72
Figura 3.1. Funcionamiento de un Mercado Organizado de Opciones.	83
Figura 3.2. Funcionamiento de un Mercado OTC de Opciones.....	83
Figura 3.3. Resultado de una Posición Larga en una Opción Call (Comprador de una Opción Call). 85	

Figura 3.4. Resultado de una Posición Corta en un Opción Call (Vendedor de una Opción Call).85

Figura 3.5. Resultado de una Posición Larga en un Opción Put (Comprador de un Opción Put).....86

Figura 3.6. Resultado de una Posición Corta en un Opción Put (Vendedor de una Opción Put).86

Figura 3.7. Ejemplificación del Valor Temporal o Valor Tiempo de una Opción Call.87

Figura 3.8. Condiciones de Valor para el Análisis de Opciones Reales.99

Figura 3.9. Beneficio del Análisis de Opciones Reales con respecto al VPN Convencional.100

Figura 3.10. Evolución del Valor de un Subyacente (S) con respecto al Tiempo.....106

Figura 3.11. Árbol Binomial para la Evolución del Subyacente del Proyecto Charon.....110

Figura 3.12. Ejemplo de Cálculo de los Nodos S_0 , uS_0 , dS_0 , u^2S_0 , udS_0 y d^2S_0 de la Figura 3.11.....110

Figura 3.13. Árbol Binomial para la Valoración de la Opción de Abandono del Proyecto Charon..111

Figura 3.14. Ejemplo de Cálculo de los Nodos C_{uuuud} , C_{uuudd} , C_{uuddd} , C_{uuud} , C_{uudd} y C_{uud} de la Figura 3.13.112

Figura 4.1. Diagrama de Dispersión y Regresión Lineal entre el Precio del Ultra-Low Sulfur Diesel No.2 y el Precio del WTI.122

Figura 4.2. Diagrama de Dispersión y Regresión Lineal entre el Precio de las Naftas CNF Japan y el Precio del WTI.....123

Figura 4.3. Árbol Binomial para la Evolución del Subyacente del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL (Con Reducción de CAPEX).137

Figura 4.4. Árbol Binomial para la Valoración de la Expansión 2 (Con Reducción de CAPEX).138

Figura 4.5. Árbol Binomial para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).....139

Figura 4.6. Retícula de u' para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).....141

Figura 4.7. Retícula de d' para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).....141

Figura 4.8. Retícula de p' para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).....142

Figura 4.9. Retícula de $1-p'$ para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).142

Figura 4.10. Árbol Binomial para la Valoración de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).142

Figura 4.11. Árbol Binomial para la Evolución del Subyacente del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL (Sin Reducción de CAPEX).....144

Figura 4.12. Árbol Binomial para la Valoración de la Expansión 2 (Sin Reducción de CAPEX).....145

Figura 4.13. Árbol Binomial para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).145

Figura 4.14. Retícula de u' para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).145

Figura 4.15. Retícula de d' para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).146

Figura 4.16. Retícula de p' para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).146

Figura 4.17. Retícula de $1 - p'$ para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX)...146

Figura 4.18. Árbol Binomial para la Valoración de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).....147

Figura 5.1. Árbol Binomial de la Evolución del Precio del WTI, Precios en US\$ Corrientes.....156

Figura 5.2. Árbol Binomial de la Evolución del Precio del WTI, Precios en US\$ Constantes del Año 0 (2012).157

Figura 5.3. Ejemplo de Cálculo de la Probabilidad de Ocurrencia de un Nodo del Árbol Binomial.159

Figura 5.4. Árbol de Coeficientes Binomiales.....160

Figura 5.5. Árbol con las Probabilidades de Ocurrencia para cada Nodo del Árbol Binomial de la Evolución del Precio del WTI.161

Índice de Tablas

Tabla 1.1. Estimación de Recursos Técnicamente Recuperables de Shale Gas en Cuencas Seleccionadas de 32 Países; comparadas con las Reservas, la Producción y el Consumo reportados durante 2009.	25
Tabla 1.2. Alternativas para la Monetización del Gas Natural.	33
Tabla 2.1. Licenciadores de Tecnología para la Producción de Syngas.	44
Tabla 2.2. Composición Típica del Crudo Sintético Obtenido según el Proceso FT Empleado.	45
Tabla 2.3. Producción de la Planta de PetroSA (Mossgas).....	61
Tabla 2.4. Producción de la Planta Oryx GTL.	65
Tabla 2.5. CAPEX para Plantas de GTL Reportados por Empresas hacia el Año 2000 (US\$/bbl/d)...	70
Tabla 2.6. CAPEX para Plantas GTL Comerciales (US\$/bbl/d).	70
Tabla 2.7. Especificaciones del Diesel Europeo y Características del Diesel de GTL.	76
Tabla 3.1. Efecto del Incremento de un Factor, mientras los demás permanecen constantes, Sobre el Precio de una Opción.	89
Tabla 3.2. Clasificación de Métodos desarrollados para la Valoración de Opciones.	90
Tabla 3.3. Suposiciones hechas por los Métodos Tradicionales versus Realidades.....	96
Tabla 3.4. Diferencias entre Opciones Financieras y Opciones Reales.....	98
Tabla 3.5. Ejemplo de Equivalencia entre los Factores de las Opciones Financieras y los de las Opciones Reales.....	99
Tabla 3.6. Valores de Rescate (X_i) del Proyecto Charon.	109
Tabla 3.7. Fórmulas para la Evaluación de los Nodos de cada Periodo de la Figura 3.13.	111
Tabla 3.8. Valoración de los Nodos de la Figura 3.13.	113
Tabla 4.1. Parámetros para la Evaluación Financiera Tradicional de una Planta Genérica de GTL.	116
Tabla 4.2. Datos para la Obtención de las Ecuaciones de Regresión de los Precios de los Productos de GTL.	120
Tabla 4.3. Evaluación Financiera Tradicional de una Planta Genérica de GTL (Caso Base).	124
Tabla 4.4. CAPEX Correspondiente a las Distintas Etapas del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL.....	129
Tabla 4.5. Parámetros Requeridos para la Valoración por Opciones Reales del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL.....	131
Tabla 4.6. Datos para el Cálculo de la Volatilidad Histórica de los Ingresos.....	133
Tabla 5.1. Montos de Inversión para Cada Etapa del Programa.....	152
Tabla 5.2. Calculo de los Factores de Cambio (FC) Anuales del Precio Promedio del WTI.	158
Tabla 5.3. Probabilidad por Año de que el Precio del WTI esté por encima de los US\$ 111.17 del Año 0.	162
Tabla 5.4. Probabilidad por Año de que el Precio del WTI esté por encima de los US\$ 111.17 del Año 0 bajo Diferentes Escenarios de Volatilidad.....	162
Tabla 5.5. Precios Esperados del WTI por Año bajo Diferentes Escenarios de Volatilidad, Precios en US\$ Constantes del Año 0.	163

Acrónimos

AFS	Distribución de Anderson-Flory-Schulz
AGC-21	Proceso “Advanced Gas Conversion Technology 21st Century”
ARCH	AutoRegressive Conditional Heteroskedasticity, Heterocedasticidad Condicional Autorregresiva
ASU	Air Separation Unit, Unidad de Separación de Aire
ATM	Opciones At-the-Money, Opciones en el Dinero
ATR	Autothermal Reforming, Reformado Autotérmico
bbl	Barril
bbl/d	Barriles por Día
bcm	Billion Cubic Meters, Billones de Metros Cúbicos
BTL	Biomass to Liquids, Biomasa a Líquidos
CAGN	Consumo Anual de Gas Natural
CAMP	Capital Asset Pricing Model, Modelo de Valoración de Activos de Capital
CAPEX	Capital Expenditures, Costos de Inversión
CBM	Coal Bed Methane, Gas Grisú
CBOE	Chicago Board Options Exchange
CNG	Compressed Natural Gas, Gas Natural Comprimido
CP	Capacidad de Producción de la Planta
CTL	Coal to Liquids, Carbón a Líquidos
DME	Dimetil Éter
DOA	Días de Operación Anual
E&P	Compañías de Exploración y Producción
EIA	U. S. Energy Information Administration, Administración de Información Energética de los Estados Unidos
EPA	U. S. Environmental Protection Agency, Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos
f	Inflación General
FC_i	Factor de Cambio del Precio del WTI en el Periodo i
FEAI	Flujo de Efectivo Antes de Impuestos
FEDI	Flujo de Efectivo Después de Impuestos
FEED	Fase “Front End Engineering Design” de un Proyecto
FGTL	Floating GTL, Gas a Líquidos Flotante
FLNG	Floating LNG, Gas Natural Licuado Flotante
FNE_ϵ	Flujo Neto de Efectivo del Año ϵ .
FS	Factor de Servicio de la Planta
FT	Conversión Fischer-Tropsch
FUC_i	Factor de Utilización de la Capacidad de la Planta en el Año i
GARCH	Generalized AutoRegressive Conditional Heteroskedasticity, Heterocedasticidad Generalizada Condicional Autorregresiva
Gas LP (LPG)	Liquefied Petroleum Gas, Gas Licuado de Petróleo
GTC	Gas to Chemicals, Gas a Químicos
GTC	Gas to Chemicals, Gas a Químicos

GTL	Gas to Liquids, Gas a Líquidos
GTS	Gas to Solids, Gas a Sólidos
HPC	Proceso “Heavy Paraffin Conversion”
HPS	Proceso “Heavy Paraffin Synthesis”
HTFT	Conversión Fischer-Tropsch a Alta Temperatura (High Temperature)
IEA	International Energy Agency, Agencia Internacional de la Energía
IPC	Fase de “Ingeniería, Procura y Construcción” de un Proyecto
ITM	Opciones In-the-Money, Opciones dentro de Dinero
JV	Joint Venture, Empresa Conjunta
LNG	Liquefied Natural Gas, Gas Natural Licuado
LTFT	Conversión Fischer-Tropsch a Baja Temperatura (Low Temperature)
max	Máximo
min	Mínimo
MMBtu	Millones de Btu (British Thermal Unit)
MT	Metric Ton, Tonelada Métrica
MTBE	Metil Tert-Butil Éter
NGL	Natural Gas Liquids, Líquidos del Gas Natural
OPEX	Operating Expenditures, Costos de Operación y Mantenimiento
OTC	Mercados Over-The-Counter
OTM	Opciones Out-of-the-Money, Opciones fuera de Dinero
POx	Partial Oxidation, Oxidación Parcial
ppm	Partes por Millón
PSA	Production Sharing Agreement, Acuerdo de Producción Compartida
SAS	Reactor “Sasol Advanced Synthol”
SCFB	Reactor “Synthol-Circulating Fluidized Bed”
SGP	Proceso “Shell Gasification Process”
SMDS	Proceso “Shell Middle Distillate Synthesis”
SMR	Steam Methane Reforming, Reformado de Metano con Vapor de Agua
SPD	Proceso/Reactor “Sasol Slurry Phase Distillate”
TAME	Ter-Amil Metil Éter
tcf	Trillion Cubic Feet, Trillones de Pies Cúbicos
TIR	Tasa Interna de Retorno
TOC	Total Overnight Capital, Costo Overnight del Capital Total
TPC	Total Plant Cost, Costo Total de la Planta
TREMA	Tasa de Retorno Mínima Aceptable
US\$	Dólares de los Estados Unidos
USLD	Ultra-Low Sulfur Diesel, Diesel Ultra Bajo en Azufre
VP	Valor Presente
VPN	Valor Presente Neto
VPNc	Valor Presente Neto (Convencional)
VPNx	Valor Presente Neto (Expandido)
WACC	Weighted Average Cost of Capital, Promedio Ponderado del Costo de Capital
WGS	Reacción “Water-Gas Shift “
WTI	Crudo “West Texas Intermediate”
WTL	Waste to Liquids, Desechos a Líquidos
XTL	Feed to Liquids, Alimentación a Líquidos

Resumen

Los métodos tradicionales para la evaluación de proyectos no reconocen del todo el carácter estratégico que representan las inversiones en plantas de gas a líquidos (GTL) así como la incertidumbre en la que se desenvuelven estas y la flexibilidad que además pueden presentar; situaciones que permiten el considerar a la aplicación del análisis de opciones reales como una alternativa para la valoración estos proyectos.

Por ello, en este trabajo se realizó una investigación, que por una parte versa sobre los fundamentos tecnológicos, los desarrollos, los proyectos y la economía de las plantas de GTL y por la otra, sobre los principios teóricos de las opciones reales.

También se plantea una evaluación financiera tradicional para una planta genérica de GTL y se propone adicionalmente, que los interesados en el desarrollo de un proyecto de este tipo (un propietario y un contratista) entablen un contrato de flexibilidad con opciones pero para el desarrollo de un programa de expansión para una planta genérica de GTL.

Dicho programa se valoró mediante la aplicación del análisis de opciones reales, considerándolo como una opción real compuesta secuencial, y empleando para ello una metodología basada en los árboles binomiales.

Entre otros resultados obtenidos, cabe destacar que la evaluación mediante opciones reales permitió cuantificar el valor de la FLEXIBILIDAD que el propietario del programa adquiriría en caso de que el acuerdo se entablara. Del mismo modo, se cuantificó el valor del programa propuesto y de otros parámetros de interés para que el contrato pueda establecerse, como es el caso de un SOBRECOSTO.

Así mismo, se hace una interpretación de los resultados obtenidos y se recomiendan algunos criterios o aspectos que pueden servir de guía para que el propietario tome ciertas decisiones que favorezcan la viabilidad de su programa durante la vida del mismo.

Finalmente, se resaltan algunas conclusiones y recomendaciones derivadas de la investigación y del ejercicio desarrollado en esta tesis.

NOTA: Este documento tiene un propósito exclusivamente académico y sin fines de lucro. Los nombres de empresas o de procesos enunciados en este escrito son marcas registradas propiedad de sus respectivos dueños. Los créditos de algunos diagramas o fotografías corresponden a la fuente de donde fueron tomadas.



Abstract

Traditional methods for the evaluation of projects do not recognize at all the strategic nature which represent investments in gas-to-liquids (GTL) plants as well as the uncertainty in which they operate and the flexibility that may present; situations that allow to consider the application of real options analysis as an alternative for assessing these projects.

Therefore, in this work was carried out a research, which on the one hand deals with the technological foundations, developments, projects and economics of GTL plants and for the other, on the theoretical principles of real options.

It also raises a traditional financial evaluation for a generic GTL plant and in addition, it is proposed that those interested in the development of a project of this kind (an owner and a contractor) enter into a flexibility contract with options but for the development of an expansion program for a generic GTL plant.

The program was assessed by applying real options analysis, considering it as a sequential compound real option and using a methodology based on the binomial trees.

Among other results, it should be noted that the evaluation using real options allowed to quantify the value of the FLEXIBILITY that the program's owner would acquire, in the event that the agreement will be established. In the same way, was quantified the value of the proposed program and other parameters of interest so that the contract can be established, such as an OVEREXPENDITURE.

Likewise, an interpretation of the results obtained is made and recommended some criteria or aspects that can guide the owner to take certain decisions that favor the viability of its program during its life.

Finally, some conclusions and recommendations derived from the research and the exercise developed in this thesis are highlighted.

NOTE: This document has exclusively academic and non-profit purposes. The names of companies or processes contained in this writing are trademarks of their respective owners. The credits of some diagrams or pictures correspond to the source from which they were taken.

Justificación

Los proyectos de gas a líquidos (GTL) surgen como una alternativa adicional que distintas empresas a nivel mundial han buscado impulsar para justificar el desarrollo de proyectos de explotación y aprovechamiento del gas natural. Sin embargo, frente a otras alternativas, como los gasoductos y el LNG, el GTL es una tecnología que se está tratando de abrir paso.

Ya que se espera que el gas natural adquiera un papel preponderante como energético, diversas compañías se han visto estimuladas a desarrollar inversiones estratégicas en esta industria, las cuales persiguen, entre otros objetivos, la consolidación de sus desarrollos y con ello, el ofrecer una mayor gama de posibles proyectos factibles que respondan a las necesidades energéticas del futuro.

No obstante, varias de las inversiones estratégicas al evaluarlas bajo los métodos comúnmente empleados exhiben una inviabilidad financiera; situación que aún así, es asumida por las empresas que buscan fortalecer su posición en su mercado y continuar con el desarrollo de nuevos avances que les garanticen estar a la vanguardia y ser competitivas frente a otras compañías.

Los primeros interesados en perseguir la aceptación y el futuro desarrollo de las plantas de GTL son precisamente las empresas que se encargan de desarrollar su tecnología, por lo que estas compañías han sido las que primeramente se han tenido que ver involucradas en la materialización de estas instalaciones, teniendo como propósito que otras firmas se interesen por proyectos similares; de esta manera, las inversiones en plantas de GTL han adquirido el carácter de estratégicas para estas corporaciones.

El contexto en el que puede desenvolverse una planta de GTL difícilmente se mantendrá estático siendo que este presenta variables que están sujetas a continuos cambios; de igual forma, la economía de estas instalaciones muestra una alta incertidumbre, derivada principalmente de los ingresos que estas pueden obtener como consecuencia de la variabilidad de los precios del petróleo y al cual de algún modo están relacionados; además, estas plantas exhiben cierta flexibilidad, situación que les permite la incorporación de expansiones al proyecto original motivadas por el crecimiento del mercado de sus productos, combustibles y petroquímicos de alta calidad y amigables con el medio ambiente.

Dado el carácter estratégico de las inversiones en plantas de GTL así como de la incertidumbre y la flexibilidad que estas presentan, no resulta del todo satisfactorio el evaluarlas mediante los métodos convencionales, los cuales aconsejarían no invertir en ellas y llevaría a que muchas de las empresas interesadas perdieran no solo esta, sino muchas otras oportunidades en el futuro. Así mismo, el empleo de los métodos tradicionales le resta valor al ambiente económico que podría vivir un proyecto de esta naturaleza al suponer que muchos de los factores que les afectan son definitivos y estáticos y además por considerar que el administrador de este solo debe guiarse por lo ya planeado sin poder actuar, a su favor, frente a las circunstancias, positivas o negativas, que se le presenten a lo largo de la vida de su proyecto.

Los anteriores planteamientos conducen a plantear que una mejor manera de evaluar una planta de GTL es bajo el enfoque y las metodologías desarrolladas para las llamadas Opciones Reales; el cual, es un análisis que en cierta medida permite incorporar y valorar algunas de las realidades identificadas para esta clase de proyectos.

Además, partiendo de que el GTL es una alternativa tecnológica con un potencial interesante a largo plazo y dada la forma en la que actualmente se ha desarrollado esta industria; la cual muestra por una parte, empresas desarrolladoras de tecnología GTL interesadas en introducirse en el mercado de los combustibles sintéticos, en consolidar su tecnología y en promover sus avances, y por el otro lado, a compañías contratistas buscando ganar los cuantiosos contratos para el desarrollo de las plantas de GTL y por consiguiente posicionarse como líderes en este campo, condición que les beneficiaría en futuros proyectos para otros clientes; permite suponer que ambos tipos de actores podrían interesarse en entablar un contrato de flexibilidad con opciones para un programa a definir, como una forma para que ambas partes obtengan ventajas del contexto antes descrito y con ello beneficios tanto en términos cuantitativos como cualitativos.

Las hipótesis que se propone explorar en este trabajo son:

1. Las condiciones de flexibilidad e incertidumbre bajo las que se desenvuelven los proyectos de GTL pueden sumarle un valor suficiente a estos que permita justificar su desarrollo, siendo el análisis de las opciones reales una manera apropiada de considerar y cuantificar dichos efectos sobre el valor de los mismos.
2. El contexto de la industria del GTL puede propiciar el establecimiento de acuerdos entre potenciales propietarios y contratistas, bajo ciertas condiciones, para el desarrollo de instalaciones de esta clase y cuyo principal objetivo sea el permitirles tomar una ventaja competitiva de dicha situación.

OBJETIVO GENERAL

En el presente trabajo se tiene como objetivo general el proponer un contrato de flexibilidad con opciones, que pueda entablarse entre un propietario y un contratista, para la ejecución de un Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL (o programa), que incluya el desarrollo inicial de una planta genérica de gas a líquidos (GTL) y dos etapas de expansión a futuro, con costos de inversión progresivamente menores en cada etapa; y cuya valoración se sustente en la aplicación del análisis de opciones reales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para el cumplimiento del anterior objetivo se considera pertinente la observancia de los siguientes objetivos específicos:

- Estudiar el contexto de los mercados regionales de gas natural y de las alternativas desarrolladas para su monetización.
- Estudiar los fundamentos tecnológicos de las plantas de GTL, el estado y la manera en la que se ha desarrollado esta industria, las plantas que se han concretado y los parámetros que afectan su viabilidad.
- Estudiar los fundamentos teóricos y las metodologías desarrolladas para la valoración de opciones reales.
- Especificar una planta genérica de GTL o caso de estudio base.
- Evaluar la viabilidad de una planta genérica de GTL bajo los métodos tradicionales de evaluación de proyectos.
- Identificar la incertidumbre y la flexibilidad asociada a los proyectos de GTL.
- Especificar un programa de inversiones adecuado a las condiciones prevalecientes en este sector y valorarlo mediante el análisis de opciones reales.
- Especificar y cuantificar las condiciones bajo las que podría establecerse el contrato de flexibilidad con opciones, entre un propietario y un contratista, y que permitan la implementación del programa propuesto.
- Analizar e interpretar tanto los razonamientos que conducen a las proposiciones hechas así como los resultados obtenidos del ejercicio abordado.

Estructura de la Tesis

Este trabajo se estructura en seis capítulos, en los cuales a su vez, se tratan los temas que a continuación se indican.

En el Capítulo 1, se aborda de una forma general el contexto actual de las reservas, la producción y el consumo de gas natural, así como el estado que presenta la comercialización de este recurso entre y dentro de los mercados regionales que se han identificado, además de los precios y la manera en que esto se hace. Finalmente se describen las principales alternativas para la monetización de yacimientos de gas natural, dentro de las que se encuentra al Gas a Líquidos (GTL), y se generalizan algunas condiciones básicas bajo las cuales puede considerarse como viable una alternativa frente a otra.

El Capítulo 2, se inicia describiendo los fundamentos tecnológicos del proceso con el que operan las plantas de GTL, detallando ciertas cuestiones de utilidad para cada una de las tres etapas que lo conforman. En seguida, se hace un recuento y descripción de algunas de las tecnologías y proyectos de GTL que han sido desarrollados por diferentes empresas y también se hace una revisión de la perspectiva que se tiene para este sector. De igual forma, en este capítulo se mencionan algunas características técnicas y económicas, así como algunos datos relacionados con la manera en la que se desarrollaron las cinco plantas comerciales de GTL que hasta el momento se han materializado; y por último, se estudian los principales factores que afectan la viabilidad de estos proyectos, como por el ejemplo, sus costos, el precio del petróleo y del gas, los aspectos tecnológicos y el mercado de sus productos.

En el Capítulo 3, se tratan una serie de conceptos, clasificaciones, fórmulas y métodos de valoración relativos al área de las opciones financieras, los cuales sirven de base para dar pie al estudio de las llamadas opciones reales. En relación a las opciones reales, se hace una revisión de lo que envuelve este enfoque, así como su comparación con respecto a los métodos tradicionales de evaluación de proyectos, sus tipos, la forma en la que estas se valoran y finalmente se desarrolla un ejemplo de aplicación en el que se detalla la manera de calcular el valor de una opción real para un caso de interés de la industria petrolera.

En el Capítulo 4, se caracteriza una planta genérica de GTL y se le realiza una evaluación financiera, para la que se indican los principales parámetros técnicos y económicos que se utilizaron con este propósito. Posteriormente, se identifican la incertidumbre y la flexibilidad que presentan este tipo de proyectos, con las que a su vez, se bosqueja una propuesta para un programa de expansión para una planta genérica de GTL que pueda ser evaluado bajo el análisis de las opciones reales; planteamiento que además, sirve de base para proponer que, entre un propietario y un contratista, se entable un contrato de flexibilidad con opciones que permita el desarrollo de dicho programa, tema para el que también se sugiere un esquema de análisis que de paso a que dicho acuerdo se entable.

En el Capítulo 5, se hace una discusión de los resultados obtenidos en el Capítulo 4, así como la manera en que estos pueden interpretarse; igualmente en este capítulo, se abordan algunos criterios que pueden ser tomados en cuenta para la toma de las decisiones que se indican en un capítulo anterior y la manera de cómo entender dichos razonamientos.

Y finalmente, en el Capítulo 6, se resaltan algunas conclusiones, recomendaciones y comentarios derivados del trabajo de investigación efectuado y del estudio desarrollado a lo largo de este trabajo.

Capítulo 1

Contexto de los Mercados de Gas Natural y las Alternativas para su Monetización

1.1. Introducción

El gas natural se ha proyectado como un energético que jugará un papel cada vez más importante en la economía mundial y que de acuerdo con estudios de la IEA (Agencia Internacional de Energía/International Energy Agency), la demanda mundial por este energético podría incrementarse a una tasa promedio anual entre el 0.9% y el 2% para el periodo de 2009 a 2035, esto dependiendo de las condiciones de los escenarios que se presenten (IEA, 2011b).

Algunos de los factores que han impulsado la oferta y la demanda del gas natural se caracterizan por la intención de reemplazar el uso de otros combustibles fósiles y por las recientes políticas implementadas en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Así mismo, principios como los de diversificación en el suministro de energía y de seguridad energética en algunos países, han conducido esta reciente tendencia por impulsar el gas natural. Además, este recurso se ha vuelto particularmente de interés para ciertas regiones, tales como China, India y Medio Oriente, las cuales se están urbanizando y buscan satisfacer de una forma rápida el crecimiento en su demanda de energía (IEA, 2011a).

El gas natural se presenta en abundantes reservas y está ampliamente distribuido por el mundo. Se calcula que la cantidad de recurso convencional recuperable es equivalente a más de 120 años bajo los actuales esquemas de consumo global; mientras que si se considera el total de recursos recuperables, la cifra podría ascender por encima de los 250 años (IEA, 2011a).

Cabe resaltar que en el mercado actual y futuro del gas natural, se espera que las fuentes no convencionales de éste jueguen un importante papel y es por ello que, bajo los escenarios económicos y políticos que impulsen el desarrollo del gas natural, la IEA considera imprescindible la explotación de las fuentes no convencionales (IEA, 2012).

1.2. Reservas de Gas Natural

1.2.1. Estado de las Reservas de Gas Natural

En 2011, las reservas probadas mundiales de gas natural contabilizaron 7,360.9 tcf (trillones de pies cúbicos/trillion cubic feet), siendo Rusia el país con las mayores reservas del mundo (1,575.0 tcf), seguido por Irán (1,168.6 tcf), en tercer lugar Qatar (884.5 tcf) y en la cuarta posición Turkmenistán (858.8 tcf) (BP, 2012).

Por regiones, cabe señalar que para 2011, el Medio Oriente poseía el 38.4% de las reservas mundiales de gas, seguido por Europa y Eurasia con 37.8%, después por Asia-Pacífico con 8%, a continuación África con 7%, posteriormente América del Norte con el 5.2% y finalmente la región de Sur y Centro América con 3.6% de las reservas mundiales de gas natural (BP, 2012). En la Figura 1.1 se muestra la evolución de las reservas probadas de gas natural por región en el periodo del 2000 al 2011.

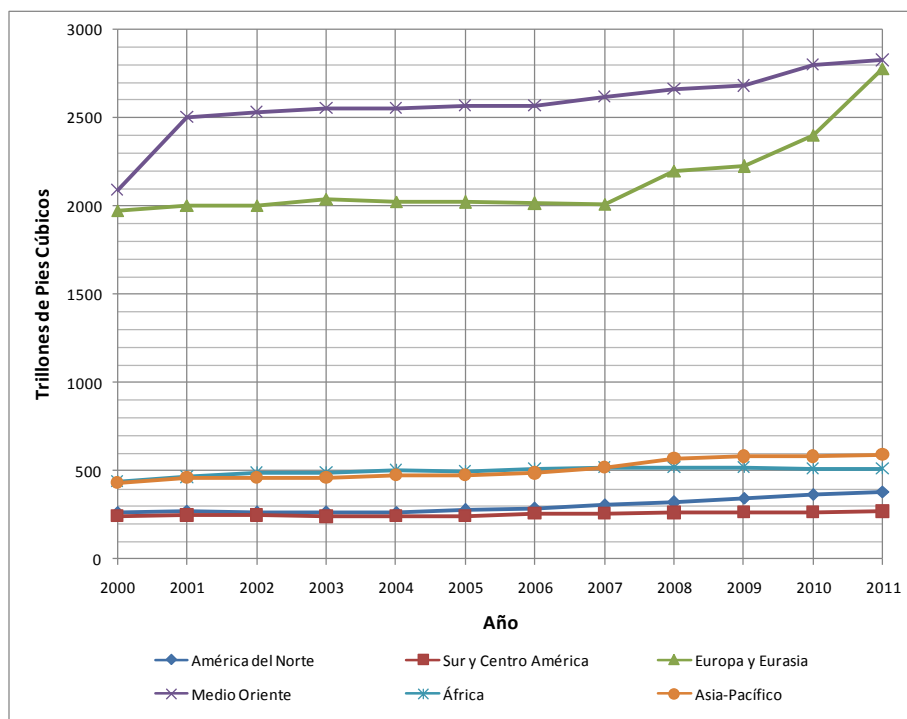


Figura 1.1. Reservas Probadas de Gas Natural por Región, 2000-2011.
Fuente: Elaboración propia con datos de BP. (2012).

1.2.2. Tipos de Fuentes de Gas Natural

El gas natural, según su fuente de origen, puede clasificarse como convencional o no convencional.

El gas natural de origen convencional domina la producción mundial de este recurso, con cerca del 85% del mercado actual. Este tipo de gas natural puede extraerse de yacimientos que solo contienen gas, al cual se le llama “gas no asociado”; así como de campos petroleros que contienen tanto aceite como gas, y que por ello, durante la extracción del petróleo también producen “gas asociado”. Las fuentes convencionales de gas se localizan en diferentes formaciones geológicas y en una amplia variedad de profundidades, temperaturas y presiones. Así mismo, es frecuente que el gas natural presente otros componentes como el dióxido de carbono, el ácido sulfhídrico, el nitrógeno y otros hidrocarburos, los cuales dificultan y encarecen su procesamiento (IEA, 2011a).

Con respecto a las fuentes de gas natural no convencional, estas incluyen los depósitos de tight gas, shale gas, coal bed methane (CBM) y los hidratos de gas natural.

El tight gas (o gas de arenas comprimidas) es gas natural disperso en formaciones que pueden ser de roca dura, arena o piedra caliza de baja permeabilidad (0.1 mD, milidarcies) y baja porosidad (menor al 10%) y que por lo tanto requieren de procedimientos no tradicionales para su producción. La IEA sugiere una definición que los considera como yacimientos de gas que no pueden desarrollarse comercialmente por perforación vertical, debido a la falta de flujo natural, y que por ello requieren de perforación horizontal o direccional así como de fractura hidráulica para producirse en cantidades comerciales (NaturalGas.org; Shell; Stevens, P., 2010).

El shale gas (o gas de lutitas) es gas natural atrapado dentro de rocas ricas en materia orgánica llamadas lutitas, las cuales son rocas sedimentarias de grano fino que se rompen en capas delgadas y paralelas. Estas formaciones se conocen desde hace muchos años, pero hasta hace poco se consideraron económicamente inviables para desarrollarse debido a la muy baja permeabilidad de su roca (0.001 mD), lo cual es causante de sus bajas tasas de producción. Sin embargo, en años recientes, los operadores han logrado aplicar exitosamente técnicas de perforación horizontal y de fractura hidráulica en multietapas con las que se han logrado producciones económicamente rentables, principalmente en Estados Unidos (IEA, 2011a; NaturalGas.org; Shell; Stevens, P., 2010).

El coal bed methane (CBM) (o gas grisú) es un gas natural contenido en los lechos de carbón, el cual está atrapado en las fracturas y en la superficie de este material. El CBM es altamente peligroso en las operaciones mineras por lo que inicialmente su extracción se hacía con fines de seguridad en estas instalaciones; pese a ello, desde la década de los ochenta su producción comercial se ha incrementado en algunos países, como por ejemplo en Estados Unidos donde 10% de la producción de su gas en 2008 provino de esta fuente, mientras que en Canadá este recurso representó el 4% y en Australia el 8% de su producción total de gas. Países como China, con grandes reservas de carbón, pretenden desarrollar ampliamente proyectos de CBM (IEA, 2011a; Stevens, P., 2010).

Los hidratos de gas son acumulaciones de gas natural atrapadas en cristales de hielo que usualmente se localizan en regiones con permafrost y en aguas profundas de los océanos. De acuerdo con estimaciones, esta fuente tiene una capacidad mundial de entre 35,315 tcf y 176,573 tcf de gas natural; aunque con las tecnologías actuales aun no es un recurso económicamente extraíble por lo que se encuentra en fase de investigación (IEA, 2011a; Stevens, P., 2010).

1.2.3. El Papel del Shale Gas (Gas de Lutitas)

En general, se considera que las fuentes de gas no convencional tendrán un papel clave en el futuro desarrollo del mercado del gas natural, en especial el shale gas, el tight gas y el CBM, véase Figura 1.2. No obstante, es de resaltar el caso del shale gas, el cual ha venido a revolucionar el mercado del gas natural en los Estados Unidos y de alguna manera ha repercutido en otras regiones.

A nivel internacional cabe indicar que para 2011, no se registraba ninguna operación comercial de producción de shale gas fuera de América del Norte, pero esta situación se espera pueda cambiar en los próximos años, dado que existen proyectos de exploración de lutitas gasíferas en América del Sur, África, Australia, Europa y Asia (Boyer, C., et al., 2011; Erismann, F., 2011).

La producción de shale gas en los Estados Unidos creció a una tasa anual promedio del 17% entre 2000 y 2006. Los primeros éxitos en la producción de este tipo de fuentes se lograron en la formación geológica de Barnett Shale en Texas, por lo que aunado con los altos precios del gas natural durante 2006 y con las mejoras tecnológicas logradas, fue posible que la industria se empezara a interesar por proyectos de este tipo. De esta manera, durante el periodo de 2006 a 2010, la implementación de técnicas de perforación horizontal y de fractura hidráulica permitieron que la producción de shale gas se volviera económicamente factible y que experimentara un crecimiento a una tasa anual promedio del 48% (EIA, 2011a).

La producción de shale gas de Estados Unidos se proyecta que continúe creciendo, en donde se espera que su producción de 5.0 tcf en 2010 (los cuáles representaron el 23% de su producción total de gas seco) se incremente hasta 13.6 tcf en 2035 (representando el 49% del total de su producción de gas seco). Por otra parte, de acuerdo con las estimaciones de la EIA (Administración de Información Energética de los Estados Unidos/ U. S. Energy Information Administration), se espera que Estados Unidos se convierta en un exportador neto de gas natural licuado (LNG, Liquefied Natural Gas) para 2016 y en un exportador neto de gas a través de gasoductos para 2025 (EIA, 2012a).

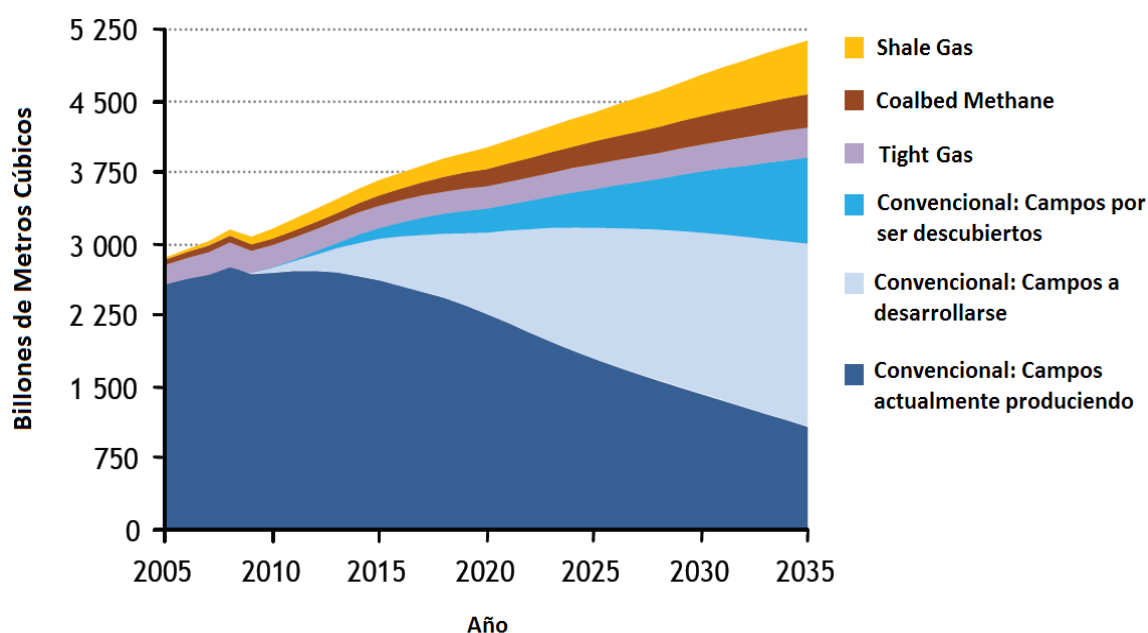


Figura 1.2. Estimaciones de la IEA para la Producción Mundial de Gas Natural, 2005-2035.

Nota: Considerando el llamado “GAS ScENARIO” de la IEA, el cual plantea la adopción de políticas que potencialicen la demanda de gas natural y supone un mayor consumo de este por parte de China, así como un bajo crecimiento de la energía nuclear y una alta producción de gas natural con precios bajos para este.

Fuente: IEA. (2011a).

En diferentes partes del mundo las compañías de E&P (Exploración y Producción) están adquiriendo datos sísmicos, perforando pozos exploratorios y evaluando formaciones en busca de sitios potenciales para la producción de shale gas. Sin embargo, a diferencia del desarrollo de las lutitas en Estados Unidos en donde los pequeños operadores han resultado fundamentales para su explotación, en otras regiones, las actividades relacionadas con estos proyectos están siendo

dominadas por las grandes compañías multinacionales de energía y por las compañías petroleras estatales (Boyer, C., et al.; 2011; Erismann, F.; 2011)

Aunado a las capacidades técnicas, existen otros factores que han retrasado el desarrollo del shale gas en diferentes zonas del mundo; entre estos, caben apuntar los de carácter ambiental, como por ejemplo el tema del uso y la contaminación de los grandes volúmenes de agua que se emplean para las operaciones de perforación y estimulación de pozos, así como los de carácter regulatorio, de uso de suelo, geopolíticos, de percepción pública, entre otros (Ridley, M., 2011; WEC, 2010).

A pesar de la diversa cantidad de factores que pueden afectar el desarrollo del shale gas, persiste un interés global por este tipo de proyectos; de ahí que en un informe de la EIA del 2011, se evaluara el potencial del shale gas en 14 regiones del mundo que comprendían 32 países (48 cuencas y 69 formaciones, véase Tabla 1.1), de este estudio se desprende que las reservas mundiales de shale gas (con riesgo) se estiman en 25,300 tcf (incluyendo las de Estados Unidos), dentro de las cuales se calcula que solo 6,622 tcf (incluyendo las de Estados Unidos) son técnicamente recuperables (EIA, 2011b).

Tabla 1.1. Estimación de Recursos Técnicamente Recuperables de Shale Gas en Cuencas Seleccionadas de 32 Países; comparadas con las Reservas, la Producción y el Consumo reportados durante 2009.

País	Mercado del Gas Natural en 2009 (trillones de pies cúbicos, base seca)			Reservas Probadas de Gas Natural (trillones de pies cúbicos)	Recursos Técnicamente Recuperables de Shale Gas (trillones de pies cúbicos)
	Producción	Consumo	Importaciones (Exportaciones)		
Europa					
Francia	0.03	1.73	98%	0.2	180
Alemania	0.51	3.27	84%	6.2	8
Holanda	2.79	1.72	(62%)	49.0	17
Noruega	3.65	0.16	(2,156%)	72.0	83
Reino Unido	2.09	3.11	33%	9.0	20
Dinamarca	0.30	0.16	(91%)	2.1	23
Suecia	-	0.04	100%	-	41
Polonia	0.21	0.58	64%	5.8	187
Turquía	0.03	1.24	98%	0.2	15
Ucrania	0.72	1.56	54%	39.0	42
Lituania	-	0.10	100%	-	4
Otros	0.48	0.95	50%	2.71	19
Norteamérica					
Estados Unidos	20.6	22.8	10%	272.5	862
Canadá	5.63	3.01	(87%)	62.0	388
México	1.77	2.15	18%	12.0	681
Asia					
China	2.93	3.08	5%	107.0	1,275
India	1.43	1.87	24%	37.9	63
Pakistán	1.36	1.36	-	29.7	51
Australia	1.67	1.09	(52%)	110.0	396
África					
Sudáfrica	0.07	0.19	63%	-	485
Libia	0.56	0.21	(165%)	54.7	290
Túnez	0.13	0.17	26%	2.3	18
Argelia	2.88	1.02	(183%)	159.0	231
Marruecos	0.00	0.02	90%	0.1	11
Sahara Occidental	-	-	-	-	7
Mauritania	-	-	-	1.0	0

Sudamérica					
Venezuela	0.65	0.71	9%	178.9	11
Colombia	0.37	0.31	(21%)	4.0	19
Argentina	1.46	1.52	4%	13.4	774
Brasil	0.36	0.66	45%	12.9	225
Chile	0.05	0.10	52%	3.5	64
Uruguay	-	0.00	100%	-	21
Paraguay	-	-	-	-	62
Bolivia	0.45	0.10	(346%)	26.5	48
Total de las áreas de arriba	53.1	22.0	(3%)	1,274	6,622
Total mundial	106.5	106.7	0	6,609	

Fuente: EIA. (2011b).

Aun cuando las anteriores cantidades son estimaciones que deberán ser verificadas en cada país, algunos de ellos probablemente intentarán reproducir el caso de Estados Unidos, en el que si bien hace 20 años se daban advertencias fatídicas sobre su suministro de gas natural y como consecuencia de ello se implementó un programa de importación de LNG desde países con aprovisionamiento accesible; hoy su situación es totalmente diferente, porque consideran que su suministro a largo plazo es más seguro gracias a la explotación de su shale gas.

1.3. Producción de Gas Natural

Para 2011, la producción mundial de gas natural fue de 3,276.2 bcm (billones de metros cúbicos/billion cubic meters), por lo que ésta creció 3.1% con respecto a la del año 2010.

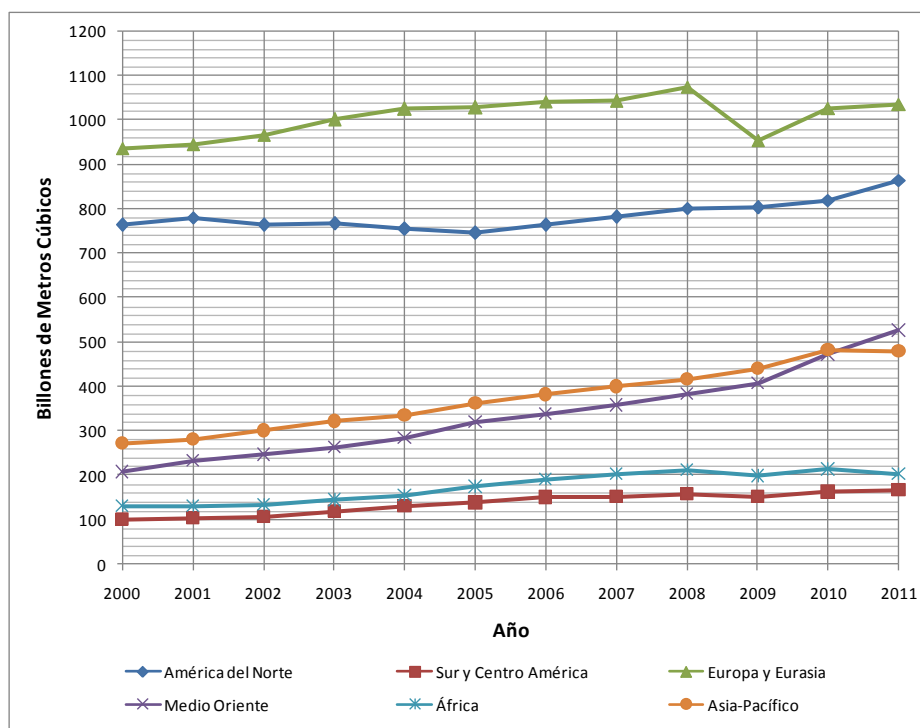


Figura 1.3. Producción de Gas Natural por Región, 2000-2011.

Fuente: Elaboración propia con datos de BP. (2012).

Hacia el 2011 y con respecto al 2010, en algunos países se observó que, si bien ya tenían altas producciones, también lograron incrementar su capacidad considerablemente; ejemplo de estos son Estados Unidos (+7.7%), Turkmenistán (+40.6%), China (+8.1%), Rusia (+3.1%), Qatar (+25.8%) y Arabia Saudita (+13.2%) (BP, 2012).

En términos de producción por país, Estados Unidos fue el principal productor mundial de gas natural con 651.3 bcm, seguido por Rusia con 607.0 bcm, en tercer lugar Canadá con 160.5 bcm, en cuarta posición Irán con 151.8 bcm y en quinto lugar Qatar con 146.8 bcm (BP, 2012).

En términos regionales, la producción de Europa y Eurasia representó el 31.6% de la producción mundial de gas natural, seguida por la de América del Norte con el 26.5%, mientras que la del Medio Oriente constituyó el 16.0%, la de Asia-Pacífico fue el 14.6%, la de África el 6.2% y la de Sur y Centro América el 5.1% (BP, 2012). En la Figura 1.3 se muestra la evolución de la producción de gas natural por región en el periodo del 2000 al 2011.

1.4. Consumo de Gas Natural

En 2011, el consumo mundial de gas natural fue de 3,222.9 bcm (billones de metros cúbicos), por lo que este creció 2.2% con respecto al año 2010.

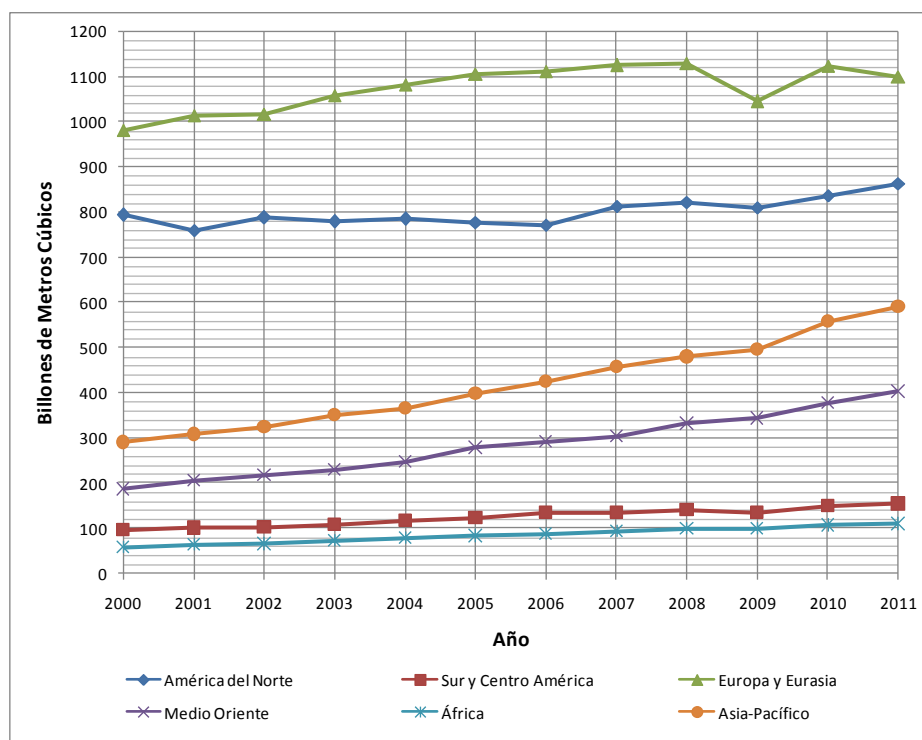


Figura 1.4. Consumo de Gas Natural por Región, 2000-2011.

Fuente: Elaboración propia con datos de BP. (2012).

Hacia el 2011 y con respecto al 2010, se observó que la región de Medio Oriente fue la que más incremento su consumo en términos porcentuales (+6.9%), seguida por la de Asia-Pacífico (+5.9%),

en tercer lugar América del Norte (+3.2%), en cuarta posición Sur y Centro América (+2.9%) y en quinto lugar África (+2.7), mientras que el consumo de la región de Europa y Eurasia declinó en un -2.1% (BP, 2012).

A nivel país, Estados Unidos fue el principal consumidor mundial de gas natural con 690.1 bcm, seguido por Rusia con 424.6 bcm, en tercer lugar Irán con 153.3 bcm, en cuarta posición China con 130.7 bcm y en quinto lugar Japón con 105.5 bcm (BP, 2012).

En términos regionales, puede decirse que Europa y Eurasia representaron el 34.1% del consumo mundial de gas natural, seguido por el de América del Norte con el 26.9%, mientras que el de Asia-Pacífico fue el 18.3%, el de Medio Oriente 12.5%, el de Sur y Centro América 4.8% y el de África el 3.4% (BP, 2012). En la Figura 1.4 se muestra la evolución del consumo de gas natural por región en el periodo del 2000 al 2011.

1.5. Comercialización del Gas Natural

1.5.1. Antecedentes

Aunque el gas natural cada vez más tiende a ser un commodity global, aun no se considera la existencia de un mercado “global” del gas natural; por lo que en su lugar es preferible identificar la presencia de mercados regionales, en cuya formación intervienen factores como su localización, los tipos de contratos de suministro que se establecen, los mecanismos de fijación de precios, entre otros; y dentro de los cuales inclusive es posible encontrar una gran variedad de diferencias (IGU, 2011b).

Hacia 2010, alrededor del 30% del gas natural consumido a nivel mundial era comercializado internacionalmente y en su mayoría dentro de los mismos mercados regionales. El gas natural se comercializa principalmente a través de dos formas de transporte: por gasoductos (transportando gas de una forma fija) o por medio de buques (en forma de LNG, el cual permite una mayor flexibilidad en su destino final) (Ratner, M., 2010).

Cabe resaltar que el comercio internacional de LNG creció en un 56.7% entre 2006 y 2011; mientras que la comercialización internacional de gas a través de gasoductos se incrementó en un 29.3% en este mismo periodo, siendo además que en 2011 los intercambios comerciales de gas natural a través de gasoductos representaron el 67.7% de estos (BP, 2007; BP, 2012).

1.5.2. El Mercado Norteamericano

El mercado norteamericano se caracteriza por ser un mercado productor y consumidor. Dada la geografía de la región, la comercialización del gas dentro de ella se da principalmente a través de gasoductos, contabilizando cerca del 88% del gas que se negociaba en la zona hacia el 2011. La comercialización a través del LNG juega un papel menor, siendo Qatar, Trinidad y Tobago, Yemen, Nigeria, Perú y Egipto los principales suministradores de este para el mercado norteamericano (BP, 2012; Bhattacharyya, S. C., 2011).

El desarrollo del shale gas en Estados Unidos ha tenido un impacto importante en esta región, principalmente porque la disponibilidad del gas cerca de los centros de consumo le ha permitido reducir la dependencia por el recurso importado desde otras regiones del mundo, lo cual también se ha reflejado en una reducción de sus precios (Bhattacharyya, S. C., 2011; IGU, 2011b).

1.5.3. El Mercado Europeo

La principal forma en la que se comercializa el gas natural en esta región es a través de gasoductos, representando el 80.3% de los intercambios comerciales de este producto. Aunque la mayoría de los países europeos participan en el comercio del gas natural, para 2011 este estuvo dominado por el consumo de Alemania en primer lugar, seguido por el de Italia, Reino Unido, Francia, Turquía y Ucrania, que en conjunto consumían cerca del 60% del gas que importaba la región (BP; 2012; Bhattacharyya, S. C., 2011).

Con respecto a los países que proveen de gas a esta zona, en el 2011, el mercado estuvo dominado por los suministros a través de gasoductos desde Rusia, Noruega, los Países Bajos y Argelia, quienes entregaron cerca del 68% del gas importado por Europa en ese año; mientras que para el caso del suministro de LNG al mercado europeo, Qatar, Argelia y Nigeria son sus principales proveedores, entregando en 2011 cerca del 84% del LNG que consumía la región (BP, 2012).

1.5.4. El Mercado Asia-Pacífico

Este mercado se caracteriza por su alta dependencia hacia el LNG, cuyo principal consumidor es Japón, seguido por Corea del Sur, China, India y Taiwán. La preferencia por el LNG se debe a las largas distancias entre las fuentes del gas y sus centros de consumo, lo cual vuelve inviable muchos proyectos de gasoductos para esta zona, haciendo que la mayoría de ellos se concentren en el sudeste asiático (Bhattacharyya, S. C., 2011).

El principal proveedor de gas natural para la región de Asia-Pacífico es Qatar quién lo suministra en forma de LNG, siendo además, que este país sobresale por ser el líder mundial en las exportaciones de LNG, con un 31% de este mercado en 2011. Otros países que también tienen una importante contribución con su LNG hacia esta zona son Indonesia, Malasia, Australia y Brunei (Bhattacharyya, S. C., 2011; BP, 2012; IGU, 2011b).

Para el caso de los gasoductos de larga distancia en esta región, el principal intercambio comercial a través de esta forma se da por medio del que existe entre China y Turkmenistán; aunque se espera que en un futuro se promuevan nuevos proyectos de este tipo entre países de Asia Central y del mercado de Asia-Pacífico (BP, 2012; Hydrocarbons-technology.com).

En la Figura 1.5 se muestran algunos de los principales intercambios comerciales de gas natural entre y dentro de los mercados regionales en el 2011.

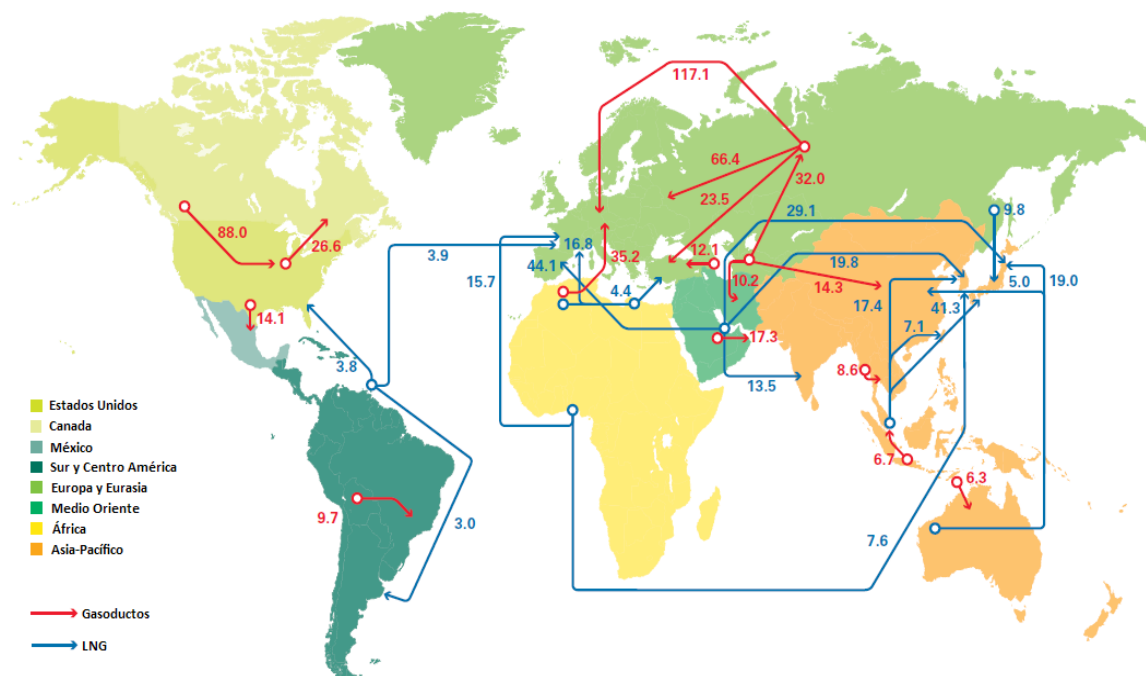


Figura 1.5. Principales Intercambios Comerciales de Gas Natural en 2011.
Cifras en billones de metros cúbicos.
Fuente: BP. (2012).

1.6. Precios del Gas Natural

Aun cuando en la actualidad existe un mayor intercambio interregional del gas natural, esto no se ha reflejado del todo en la uniformidad de criterios para la fijación de precios; sino que por el contrario, estos siguen presentando una gran gama de valores que dependen principalmente del mercado y del tipo y condiciones de suministro que se establezcan, por lo que a continuación se indicarán brevemente algunos aspectos importantes relativos al estudio de los precios del gas natural.

El precio del gas natural en los Estados Unidos, Canadá y el Reino Unido se considera fijado por el mercado, generalmente en centros o “hubs” en los que se proporcionan datos de precios tanto a compradores como a vendedores. El “hub” mejor conocido de Estados Unidos es el Henry Hub, que es un centro en el que se interconectan múltiples gasoductos intra e interestatales. En los hubs se forman precios “spot” gracias a la interacción de la oferta y la demanda, los cuales también sirven de base para la formulación de los precios de los contratos de futuros. Cabe señalar que dentro de estos mercados igualmente existen muchos precios para el gas natural dependiendo del tipo de consumidor (Ratner, M., 2010).

A diferencia de los anteriores países; en otros, gran parte del gas natural se comercializa bajo contratos a largo plazo, en los que su precio comúnmente se fija por alguna fórmula que lo vincula con el precio del crudo o de productos derivados de este, que aun cuando en muchos mercados el gas natural se ha desligado de los productos del petróleo, esta sigue siendo una práctica muy

frecuente. En estos tipos de contratos también es habitual que se incluyan cláusulas de “take-or-pay” y de “destination clauses” (Energy Charter Secretariat, 2007; Hedge, K., Fjeldstad, E., 2010; Jensen, J. T., 2011; Melling, A. J., 2010).

De lo anterior, se observa que las condiciones que imperan en un mercado dependen en gran medida de la perspectiva, la del consumidor o la del productor, que domine sobre la fijación del precio y es por ello que han surgido diversos mecanismos para el establecimiento de estos, como por ejemplo: el de gas-gas, el de escalamiento de los precios del petróleo, el de netback desde productos finales, el de regulación con fundamento social y político, entre otros (IGU, 2011a; Melling, A. J., 2010).

Existen otros factores que también pueden afectar los precios del gas natural, tales como el clima, el crecimiento económico, la competencia con otros combustibles, el almacenamiento, las exportaciones, las importaciones, la capacidad de las líneas, las tasas de producción, los fenómenos naturales, las cuestiones técnicas, entre otros (EIA, 2012b; Pirog, R., 2004).

En la Figura 1.6 se muestra la evolución histórica de los precios del gas natural en algunos mercados; en donde se aprecia que, después del 2006, los precios del gas en Estados Unidos se han reducido significativamente frente a los de otros países; periodo de tiempo en el que también se ha intensificado la explotación del shale gas en esa nación. Del mismo modo se observa que, por ejemplo, desde el 2008 los precios del gas natural en Japón y Alemania, cuya fijación está vinculada con el precio del petróleo o de sus derivados, han presentando valores muy altos en comparación con los de otras regiones; lapso en el que también los precios del crudo se han mantenido elevados.

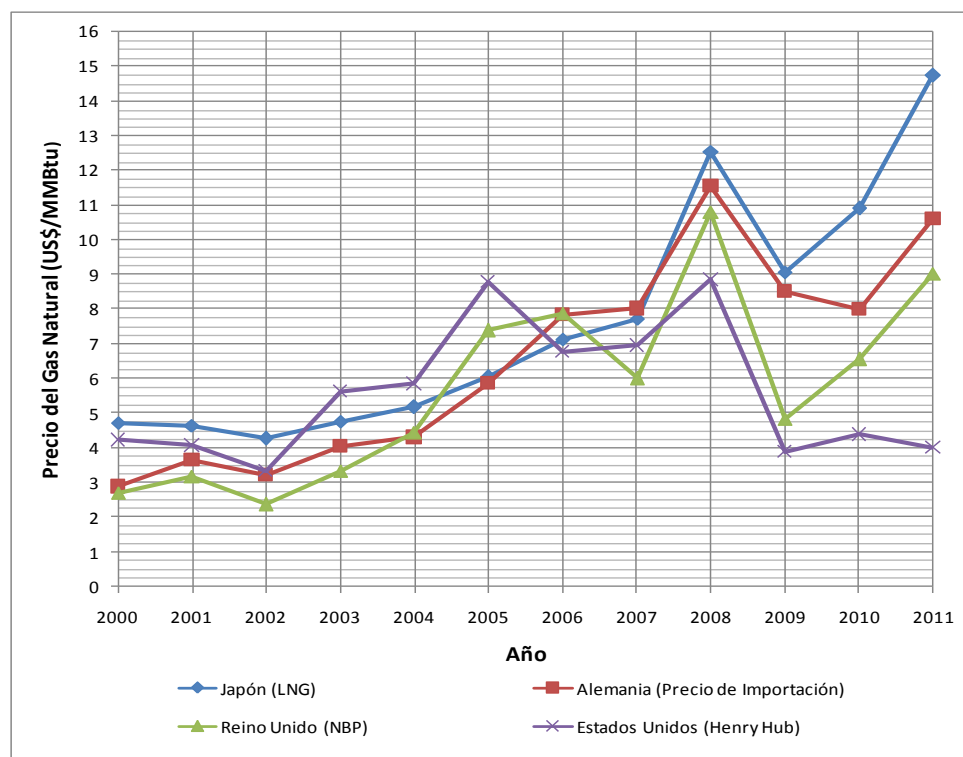


Figura 1.6. Precios del Gas Natural en Mercados Seleccionados, 2000-2011.
Fuente: IGU. (2011b).

1.7. Caracterización de la Industria del Gas Natural

La industria del gas natural tiene ciertos atributos que la caracterizan, los cuales en gran medida tienen su origen en la propia naturaleza del recurso, el cual se encuentra en estado gaseoso y hace que su transporte se vuelva difícil, costoso y propenso a accidentes; de igual modo, su baja densidad energética con respecto a otros combustibles fósiles, lo ha llevado a poner en desventaja frente a estos.

Tradicionalmente al gas natural se le ha considerado como un residuo de la producción del petróleo al que pocos usos se le han dado, y por ello, en muchas ocasiones se prefiere su quemado controlado en lugar de enviarse directamente a la atmósfera como un contaminante o en vez de que pueda afectar la seguridad de las instalaciones.

Por lo que, cuando se desea llevar el gas natural desde sus centros de producción hasta sus centros de consumo, es necesario desarrollar una infraestructura de transporte entre ambos puntos que por lo habitual es altamente intensiva en capital. Como resultado de esto, los diferentes mercados de consumo que existen por todo el mundo buscan asegurar un adecuado suministro del recurso con una infraestructura técnica y económicamente factible sujeta a ciertas restricciones; situación que en principio, ha ocasionado que la internacionalización de este energético se haya visto rezagada en comparación con la del petróleo y de otros combustibles (Bhattacharyya, S. C., 2011).

Como consecuencia de que las inversiones en las redes de transporte y distribución del gas natural son altas, la mayoría de los inversionistas de esta industria buscan compromisos de largo plazo con sus consumidores. Por ello, muchas inversiones en este sector no se llevan a cabo si no existen de antemano contratos a largo plazo; lo cual ha causado que muchos de los primeros y principales consumidores de este combustible sean usuarios de alto valor, como los del sector de generación eléctrica e industrial (Bhattacharyya, S. C., 2011).

Dado que para algunas compañías el gas natural no les resulta interesante, debido a su riesgo, a su escasez de mercados de consumo y a sus bajas ganancias en comparación con otros energéticos, actualmente se busca crear una mayor integración entre su oferta y su demanda.

Sin embargo, algunos requisitos identificados que al menos se necesitan para el desarrollo de un mercado de consumo de gas natural son (Bhattacharyya, S. C., 2011):

- *Una masa crítica de potenciales consumidores;* a menos de que haya un potencial suficiente de demanda en una cierta área la inversión podrá justificarse.
- *Una capacidad técnica factible;* para lo cual deben evaluarse las opciones técnicas que pueden ajustarse a un cierto mercado.
- *Un precio competitivo en el nivel del usuario final y condiciones que favorezcan su penetración en el mercado energético;* como por ejemplo las consideraciones ambientales.
- *Un precio competitivo en la boca del pozo;* de tal forma que aquellos pozos cuyo desarrollo sea rentable a cualquier precio del mercado serán explotados y se dejarán sin hacerlo aquellos que no cumplan con este criterio.



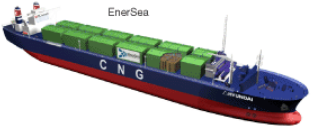
1.8. Alternativas para Monetizar el Gas Natural

1.8.1. Tipos de Alternativas para Monetizar el Gas Natural

Basado en lo descrito anteriormente, puede identificarse que para el gas natural se han desarrollado mercados de consumo, que de forma general, pueden clasificarse en dos grandes grupos: en aquellos que lo utilizan de forma directa (como en el sector de generación de potencia eléctrica o en sectores como el industrial, el comercial, el residencial y el del transporte; en los que básicamente se aprovecha la energía liberada por su combustión¹) y en aquellos que utilizan los productos derivados del gas natural (como en el sector del transporte y de la industria química, en donde se utilizan los combustibles y otros productos químicos obtenidos a partir del gas natural).

Con el fin de satisfacer estos mercados, se han implementado algunas alternativas técnicas cuyo propósito puede ser el transportar o el transformar el gas natural para llevarlo hasta ellos, y a las cuáles se les ha dado el nombre genérico de alternativas para la monetización del gas natural; de tal manera, que para los mercados que lo utilizan de forma directa se emplean principalmente alternativas de transporte, como los gasoductos, el gas natural licuado (LNG) y el gas natural comprimido (CNG, Compressed Natural Gas); mientras que para los mercados que utilizan los derivados del gas natural se emplean alternativas de transformación, como las de Gas a Químicos (GTC, Gas to Chemicals) y la de Gas a Líquidos (GTL, Gas to Liquids) (Foster Wheeler; Total S. A., 2007). Lo anterior se resume en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Alternativas para la Monetización del Gas Natural.

Alternativa para Monetizar el Gas Natural	Modalidad	Producto Principal	Principales Mercados de Consumo que Satisface
Gasoductos (Gas Pipeline) 	Transporte	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> - Generación de Electricidad - Sector Industrial - Sector Comercial - Sector Residencial - Autotransporte
Gas Natural Licuado (LNG) 	Transporte		
Gas Natural Comprimido (CNG) 	Transporte		

¹ Dentro de este mercado también puede ubicarse a la industria de la Recuperación Mejorada de Petróleo, en la cual se inyecta gas natural comprimido en los pozos petroleros con el propósito de recuperar el aceite que no pudo producirse por medios convencionales.

<p>Gas a Químicos (GTC)</p> 	<p>Transformación</p>	<p>Químicos</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Industria Química
<p>Gas a Líquidos (GTL)</p> 	<p>Transformación</p>	<p>Combustibles</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Transporte - Industria Petroquímica

Fuente: Elaboración propia.

Con el propósito de precisar la noción de monetización del gas natural, cabe señalar que este concepto es manejado con frecuencia por los licenciadores y desarrolladores de proyectos de transporte y transformación del gas natural (por ejemplo Shell, Total, Exxon, Technip, Foster Wheeler, etc.), y por lo tanto debe entenderse desde su punto de vista como la comercialización (tal como es o transformado) del gas natural extraído de ciertas acumulaciones, por medio de la gama de tecnologías o proyectos de infraestructura que ellos ofrecen (ya sea de transporte o de transformación); con lo que, por consiguiente, se justifica el desarrollo y explotación de ciertas reservas de gas natural.

Es por ello que, bajo este enfoque, no se considerarán como formas de monetizar el gas natural proyectos tales como los de generación eléctrica a partir de gas, los cuáles, aunque le dan un valor económico a este, son acciones desarrolladas por parte de actores dentro de los mercados de consumo que anteriormente se indicaron. Siendo así, que el concepto de monetización se asocia más con las formas en las que el gas (con o sin transformación) es llevado desde su punto de producción hasta su mercado de consumo.

A continuación se describirán algunos detalles de estas alternativas de monetización.

1.8.2. Gasoductos (Gas Pipeline)

Los gasoductos son un método conveniente para el transporte de gas natural, sobre todo los de tipo terrestre, sin embargo se caracterizan por su poca flexibilidad, lo cual se ejemplifica con el hecho de que una vez que el diámetro de un gasoducto se establece las cantidades de gas que este puede entregar son determinadas básicamente por los rangos de presión bajo los cuáles puede trabajar la instalación; de igual modo, en el caso de que un gasoducto deba parar, en la mayoría de los casos, tanto el centro productor como el receptor del gas también deben hacerlo debido a que este recurso presenta dificultades para su almacenamiento en grandes volúmenes (Thomas, S., Dawe, R. A., 2003).

Los gasoductos habitualmente operan con presiones de entre 700-1,100 psig (aunque algunos incluso lo hacen hasta 4,000 psig), dependiendo de su material de construcción y tiempo de vida. Los costos de instalar un gasoducto dependen principalmente de su longitud, del tipo de terreno que atraviesa y del número de estaciones de compresión que requiera. Por otra parte, también es

importante decir que este tipo de instalaciones han demostrado ser vulnerables a ataques, a condiciones geopolíticas, a dificultades técnicas y ambientales, entre otros factores que pueden volverlas inviables bajo algunas circunstancias (Thomas, S., Dawe, R. A., 2003).

1.8.3. Gas Natural Licuado (LNG)

El gas natural licuado es la forma líquida del gas natural, el cual se obtiene a condiciones de entre 1 a 4 bar y -162°C , con las que se logra reducir el volumen del gas hasta en $1/600$ del que tenía en estado gaseoso, permitiendo con ello su transporte en embarcaciones especializadas (la densidad del LNG va de $400\text{-}500\text{ kg/m}^3$ dependiendo de las condiciones). La cadena de valor del LNG involucra instalaciones de suministro de gas natural, de licuefacción y almacenamiento, instalaciones de carga, descarga y transporte a través de embarcaciones llamadas metaneros, así como instalaciones de almacenamiento, regasificación y entrega de gas a la red de gasoductos (Alawode, A. J., Omisakin O. A., 2011; Wang, X., Economides, M., 2009).

Todas estas instalaciones se caracterizan por ser tecnológicamente complejas, aunque sus costos se han reducido en los pasados 35 años, principalmente por las mejoras en la eficiencia termodinámica del proceso, las innovaciones tecnológicas y las economías de escala, lo cual ha permitido que el mercado del LNG experimente una expansión; no obstante, aún es común que este tipo de proyectos sean desarrollados bajo negociaciones y contratos legales de largo plazo, siendo característico en ellos un periodo de 20 años (Bhattacharyya, S. C., 2011; Thomas, S., Dawe, R. A., 2003).

1.8.4. Gas Natural Comprimido (CNG)

El CNG es gas natural comprimido a presiones de entre 1,450 a 3,600 psig y que en ocasiones es enfriado (pero no licuado) a temperaturas de entre -40 a 30°C , con lo que se alcanzan densidades de entre $150\text{-}250\text{ kg/m}^3$ dependiendo de las condiciones. Esta es una tecnología que ha sido probada principalmente en diversos tipos de transporte, como barcos, camiones, taxis, vehículos privados y en autobuses de diversos países del mundo (Wang, X., Economides, M., 2009).

Considerándola como una alternativa para el transporte de gas natural, el CNG se almacena en recipientes a presión largos de 110 cm de diámetro y de 36 metros de longitud, los cuáles son transportados por vía marítima hasta una terminal de almacenamiento. La transportación marítima del CNG requiere de embarcaciones especiales, de las cuales hacia el 2009 existían seis conceptos comerciales que estaban en fase de materialización; por lo que ésta es una alternativa en la que algunas firmas de investigación y desarrollo han estado invirtiendo, desarrollando prototipos y evaluando las posibles condiciones técnicas y económicas bajo las cuales podría haber un potencial mercado para esta tecnología (Total S. A., 2007; Wang, X., Economides, M., 2009).

1.8.5. Gas a Químicos (GTC)

Esta alternativa de monetización consiste en la transformación del gas natural, a través de procesos químicos, en otros productos o químicos; tales como el amoniaco, el metanol, el dimetil éter (DME), el etileno, el propileno, los compuestos oxigenados (como el Metil Tert-Butil Éter

(MTBE) o el Ter-Amil Metil Éter (TAME)), otras olefinas, etc. Cada producto tiene características propias, por lo que un estudio más detallado de cada caso requiere de un amplio análisis de los procesos por los que pueden obtenerse y de un estudio particular de sus condiciones de mercado y viabilidad (Foster Wheeler; Lurgi GmbH; Total S. A., 2007).

1.8.6. Gas a Líquidos (GTL)

Gas to Liquids o GTL, es una alternativa que permite monetizar el gas natural a través de su conversión por medio de procesos químicos, en productos líquidos, principalmente hidrocarburos; cuyas características los hacen compatibles con los combustibles y otros compuestos obtenidos de las refinerías de petróleo convencional (Wang, X., Economides, M., 2009).

Esta alternativa de monetización se estudiará con más detalle en el Capítulo 2.

1.8.7. Otras Formas de Monetizar el Gas Natural

Otras posibles alternativas de monetización que aún están en fase de investigación, desarrollo y evaluación, son:

- Gas a Sólidos (GTS, Gas to Solids): consiste en el transporte del gas natural como un sólido (hidrato de gas). Este hidrato resulta de poner en contacto el gas natural con agua líquida a 10°C y 20 bars, para después reducir la temperatura hasta -10°C, con lo cual se logra atrapar las moléculas de gas en una estructura metaestable de hielo de apariencia sólida, que puede ser transportado en condiciones menos extremas. El GTS requiere de tres etapas: producción, transporte y regasificación (Alawode, A. J., Omisakin O. A., 2011; Marcano, J., Cheung, R., 2007).
- Gas Natural Licuado Flotante (FLNG, Floating LNG): es similar al LNG tradicional, solo que busca incorporar una instalación de producción de gas, de licuefacción y de transferencia a metaneros en una misma embarcación (IGU, 2011b; Marcano, J., Cheung, R., 2007; Shell).
- Gas a Líquidos Flotante (FGTL, Floating GTL): es similar al GTL tradicional, solo que busca incorporar una instalación de producción de gas, de GTL, de almacenamiento y transferencia de productos en una misma embarcación (Basse, M. E., 2007; Marcano, J., Cheung, R., 2007).

1.8.8. Comparación entre Alternativas para Monetizar el Gas Natural

Como se ha indicado anteriormente, cada alternativa de monetización debe ser evaluada bajo las condiciones propias de cada proyecto, esto con el propósito de determinar la elección más apropiada de acuerdo con los objetivos que se persigan en cada caso.

Sin embargo, puede señalarse que existen ciertas condiciones o características que, en general, consiguen darle una mayor factibilidad técnica y económica a una cierta alternativa frente a otra; por ejemplo, en la Figura 1.7, se muestran ciertas condiciones recomendables para la viabilidad de las diferentes alternativas de monetización, en términos de la producción de gas natural que requieren y de su distancia a los mercados que satisfacen.

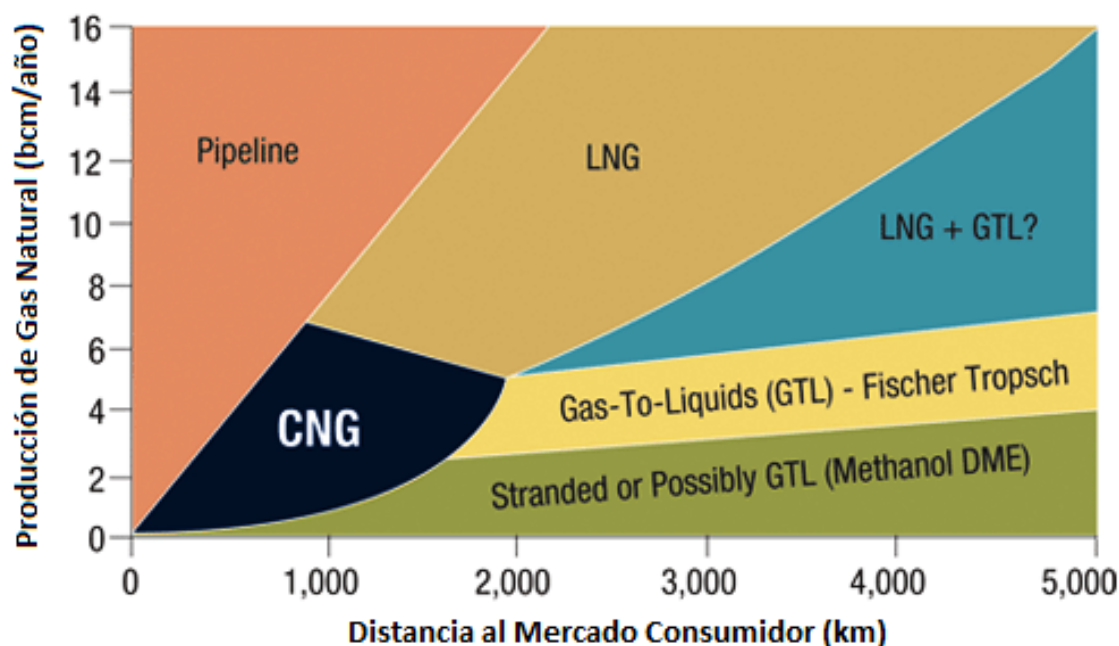


Figura 1.7. Condiciones Recomendables para las Alternativas de Monetización del Gas Natural.
Fuente: Matteo, M. P., et al. (2008).

De la Figura 1.7 se desprende que, de forma cualitativa, bajo condiciones de mercados cercanos y con rangos de producciones altas resulte viable la implementación de gasoductos; mientras que bajo un contexto de mercados cercanos pero con producciones bajas, resultaría preferible el implementar proyectos de CNG. En el caso de que se presentara un escenario de mercados lejanos y yacimientos con altas producciones sería aconsejable el desarrollo de proyectos de LNG; mientras que si los mercados son lejanos pero las producciones son medianas, podría aconsejarse una combinación de proyectos de LNG con GTL.

Bajo condiciones de mercados lejanos y de yacimientos con producciones bajas, la Figura 1.7 nos indica la posibilidad de desarrollar proyectos de GTL, mientras que para situaciones de mercados lejanos y muy bajas producciones se aconseja el desarrollo de proyectos de GTL o en su caso GTC o incluso algunas de estas reservas posiblemente no convenga desarrollarlas y por ello seguirlas considerando como “Stranded Gas”.

Comúnmente a las regiones de la Figura 1.7 que no corresponden a gasoductos y LNG se les conoce como “Stranded Gas”, lo cual corresponde a yacimientos de gas natural que han sido descubiertos pero que no conviene desarrollarlos porque almacenan un volumen de recurso, que en primera instancia, no satisfacen la alta demanda de un proyecto de gasoducto o LNG y porque incluso se encuentran muy alejados de algún mercado de consumo, haciéndoles falta una solución adecuada para llevar su gas hasta ellos; de tal manera, que para este tipo de yacimientos se han propuesto las alternativas como la del CNG, el GTL o el GTC que permitirían justificar su desarrollo y la comercialización de su gas natural (Marcano, J., Cheung, R., 2007; Neptune Gas Technologies, 2012).

1.9. Conclusiones del Capítulo 1

Como se retoma de este capítulo, el gas natural jugará un papel importante dentro de la matriz energética del futuro, por lo que se espera que dicha industria a nivel mundial se expanda; no obstante, a pesar de las diferencias existentes entre los mercados regionales de gas natural que se han identificado, la comercialización de dicho recurso entre y dentro de estos será de creciente importancia, lo cual necesariamente conducirá al incremento en el desarrollo de proyectos de infraestructura asociados con el transporte o la transformación del gas natural.

Lo anterior significa que las diferentes alternativas tecnológicas que se han desarrollado para la monetización del gas natural deberán ser consideradas por los diferentes actores interesados en satisfacer algún tipo de mercado de consumo de su interés, por lo que es conveniente explorar las distintas alternativas existentes y determinar las condiciones bajo las cuales conviene desarrollar una frente a la otra.

Capítulo 2

Plantas de Conversión de Gas a Líquidos (GTL)/Gas to Liquids

2.1. Introducción

Como se indicó en el capítulo anterior, los proyectos de Gas a Líquidos (o Gas to Liquids²-GTL), son una alternativa que se ha desarrollado con el fin de monetizar algunas reservas de gas natural.

En los procesos GTL se utiliza como materia prima al gas natural, el cual es inicialmente transformado en “syngas”, para después convertir este en una mezcla de hidrocarburos líquidos o “crudo sintético” a través de la llamada conversión Fischer-Tropsch; por lo que una vez que esta mezcla es acondicionada y separada, se logran obtener productos cuyas características son similares a las que tienen algunas fracciones del petróleo obtenidas en una refinería convencional.

Cabe señalar que la conversión Fischer-Tropsch no solo se emplea en los procesos GTL, sino que también es un paso clave en otros, tales como: el Coal to Liquids (CTL-Carbón a Líquidos), el Biomass to Liquids (BTL-Biomasa a Líquidos) y el Waste to Liquids (WTL-Desechos a Líquidos) a los cuáles en general se les nombra procesos de conversión Feed to Liquids (XTL). Todos estos procesos se caracterizan por seguir etapas similares a las descritas para el GTL y lográndose obtener en todos ellos productos similares a los derivados del petróleo. Sin embargo, al menos los procesos antes indicados se distinguen del GTL, por utilizar una materia prima en estado sólido y por lo tanto la obtención del “syngas” se realiza a través de una etapa de gasificación (De Klerk, A., 2011).

El GTL permite tener una fuente alternativa de combustibles y no solo depender de aquellos obtenidos de la refinación del petróleo. Por ello, algunos países originalmente se propusieron emplear esta tecnología en la búsqueda de su seguridad energética ante la dificultad que tenían para acceder al petróleo. Así mismo, se busca que el desarrollo de proyectos de GTL se implemente cuando otras alternativas para monetizar yacimientos de gas natural, tales como los gasoductos y el LNG, no resulten viables; esto dado que los combustibles líquidos son más fáciles

² Aunque en algunos casos se considera de forma general, que los procesos GTL son aquellos a partir de los cuáles se puede obtener cualquier tipo de compuesto líquido partiendo del gas natural, cabe indicar que con el propósito de seguir la terminología que comúnmente emplean los desarrolladores de este tipo de proyectos, se considerará que los procesos GTL son aquellos capaces de producir principalmente hidrocarburos líquidos similares a los derivados del petróleo y que se obtienen a través de la conversión Fischer-Tropsch. Esto dado que algunos autores llegan a englobar ciertos procesos de producción de determinados químicos dentro de los proyectos GTL, por lo que bajo los criterios aquí señalados, estos deberán incorporarse dentro de la categoría de Gas to Chemicals (GTC).

de transportar, aun a lugares remotos, a través de barcos, trenes o en camiones-tanque (Wang, X., Economides, M., 2009).

Entre los beneficios que se obtienen con el desarrollo de proyectos de GTL, se encuentran (Wang, X., Economides, M., 2009):

- *Monetización de reservas aisladas de gas natural (stranded gas reserves):* en ocasiones existen acumulaciones de gas cuyas características hacen inviable su desarrollo y en las que la ausencia de un método eficiente de transporte hacen del GTL la única alternativa técnica y económicamente viable para su monetización o de lo contrario estas quedarían sin explotarse.
- *Aprovechamiento del gas asociado:* históricamente el gas asociado obtenido de los campos petroleros ha sido desaprovechado y por ello generalmente se quemaba o se reinyectaba a los pozos. Actualmente el desperdicio del gas natural es inaceptable desde el punto de vista económico y ambiental y con ello, el GTL se ha vuelto una forma de producir un “crudo sintético” en estos campos que después puede transportarse por oleoductos u otro medio de transporte.
- *Síntesis de combustibles de alta calidad y amigables con el medio ambiente:* el principal producto del GTL son los combustibles, tales como el diesel, los cuales se caracterizan por su buen funcionamiento en motores y por una combustión baja en contaminantes. Por ejemplo, el diesel de GTL tiene un alto número de cetano (superior a 70 en comparación con el de 45-50 del diesel convencional) y al mismo tiempo, su combustión genera menos contaminantes (el diesel de GTL produce alrededor de 1 ppm de azufre en comparación con las más de 50 ppm del diesel convencional; en cuestión de aromáticos el diesel de GTL produce 0.45% en volumen en comparación con el 1.4% del diesel convencional).
- *Aprovechamiento o integración con otra infraestructura ya existente:* por ejemplo, un oleoducto empieza a perder valor cuando un campo petrolero comienza a declinar, de tal manera, que si es posible transportar los productos del GTL por oleoductos desaprovechados, la vida útil de estos podría extenderse.

2.2. El Proceso de Gas to Liquids (GTL)

El proceso de GTL se compone básicamente de 3 etapas:

- Conversión del gas natural a gas de síntesis (syngas).
- Conversión del gas de síntesis (syngas) a crudo sintético (syncrude).
- Conversión del crudo sintético (syncrude) a productos comerciales.

A continuación se describirá cada una de estas etapas con un poco de más de detalle.

2.2.1. Conversión del Gas Natural a Gas de Síntesis

Esta etapa consiste en la transformación del gas natural en gas de síntesis (syngas), el cual es una mezcla en diferentes proporciones de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂).

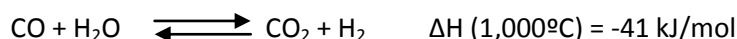
La mayor parte de la inversión en una planta de GTL se relaciona con la etapa de producción del syngas, para lo cual se han desarrollado las siguientes tecnologías que actualmente están disponibles de forma comercial:

2.2.1.1. Reformado de Metano con Vapor de Agua (SMR)

El Reformado de Metano con Vapor de Agua (Steam Methane Reforming, SMR) es un proceso que se utiliza para la producción de un syngas rico en hidrógeno; en el cual, el gas natural³ se hace reaccionar con vapor de agua sobre un catalizador a base de níquel, bajo condiciones de 820-880°C y 20-25 bar (Fahim, M. A., Al-Sahhaf, T. A., Elkilani A.S., 2010). La principal reacción que se lleva a cabo en este proceso es la de reformado del metano (Wang, X., Economides, M., 2009):



Otra reacción que también puede darse durante este proceso es la de “Water-Gas Shift” (WGS), con la que se obtiene hidrogeno adicional (Wang, X., Economides, M., 2009):



Dado que la reacción de reformado es reversible y altamente endotérmica, solo las altas temperaturas logran sostenerla, de tal manera que la reacción se lleva a cabo en el interior de tubos empacados con el catalizador, véase Figura 2.1, los cuales se localizan dentro del hogar de un calentador de fuego directo en el que son calentados (Al-Shalchi, W., 2006).

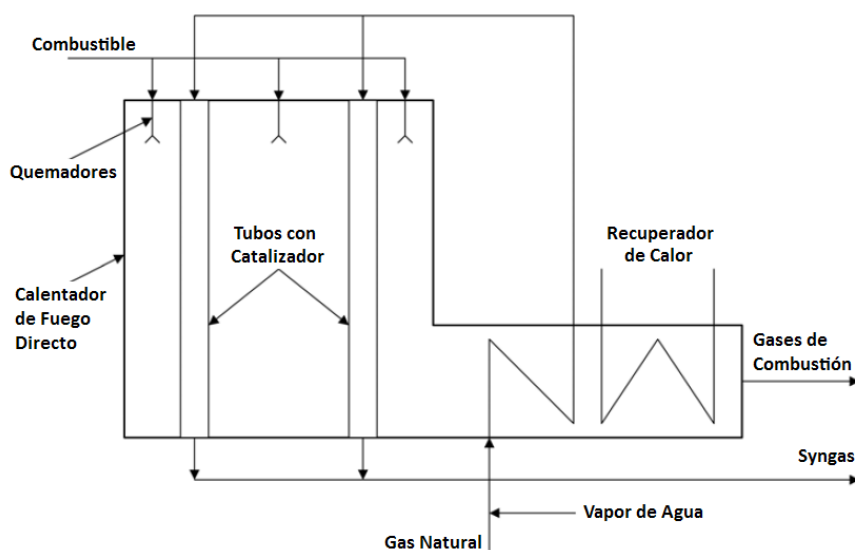


Figura 2.1. Reformador de Metano con Vapor de Agua.

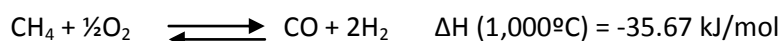
Fuente: Albrecht, B. A. (2004).

³ Se considera que las plantas de GTL reciben un suministro de gas natural dulce y seco, al que se le ha eliminado casi en su totalidad los gases ácidos, el agua y los NGL.

En este proceso se requiere de un exceso de vapor de agua con el fin de evitar la formación de coque sobre el catalizador como consecuencia de la reacción de craqueo del metano. La razón típica de H₂/CO obtenida con este proceso es de 2.5:1 hasta 5:1. Es importante indicar que para el reformado del gas natural es necesario eliminarle el azufre que este pueda contener, esto con el fin de evitar el envenenamiento del catalizador (Fahim, M. A., Al-Sahhaf, T. A., Elkilani A.S., 2010).

2.2.1.2. Oxidación Parcial (POx)

En el proceso de Oxidación Parcial (Partial Oxidation, POx) el gas natural reacciona con oxígeno puro a llama abierta, a temperaturas de 1,000-1,500°C y presiones de 25-40 bar. La principal reacción que se presenta es la siguiente (Al-Shalchi, W., 2006; Wang, X., Economides, M., 2009):

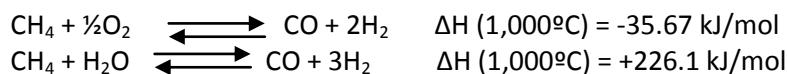


Este proceso puede llevarse a cabo sin utilizar un catalizador, con lo que se le denomina en específico Oxidación Parcial No Catalítica; pero se ha encontrado que el uso de catalizadores a base de Níquel y Cobalto pueden llegar a mejorarlo, proceso al que se le nombra Oxidación Parcial Catalítica (SPE, 2006). Este proceso puede producir un syngas con una relación H₂/CO cercana al 2:1, aunque dada la posibilidad de la reacción WGS esta tiende a reducirse a 1.6:1 – 1.9:1 (Wang, X., Economides, M., 2009; De Klerk, A., 2011).

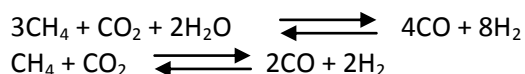
El proceso POx es exotérmico y se lleva a cabo en un reactor con revestimiento refractario en el que se alimenta gas natural y oxígeno precalentados, los cuales son mezclados en un quemador y se hacen reaccionar en forma de una flama de difusión turbulenta (Albrecht, B. A., 2004).

2.2.1.3. Reformado Autotérmico (ATR)

El Reformado Autotérmico (Autothermal Reforming, ATR) consiste en la combinación de los dos procesos antes mencionados operando a condiciones de 950-1,065°C y de 25-29 bar, permitiendo obtener relaciones H₂/CO por encima y cercanas al 2:1, las cuales son ideales para la conversión Fischer-Tropsch. Las reacciones que se llevan a cabo en este proceso son (Al-Shalchi, W., 2006; Wang, X., Economides, M., 2009):



En este proceso también existe la posibilidad de la reacción WGS, pero el CO₂ generado por esta se puede emplear para obtener syngas a partir de las siguientes reacciones conocidas como de “Reformado del CO₂” (Al-Shalchi, W., 2006; Wang, X., Economides, M., 2009):



Un proceso típico de ATR se compone de las siguientes etapas: desulfurización, prereformado adiabático, reformado autotérmico, recuperación de calor y la etapa de acondicionamiento del syngas, véase Figura 2.2 (Aasber-Petersen K., et al., 2002).

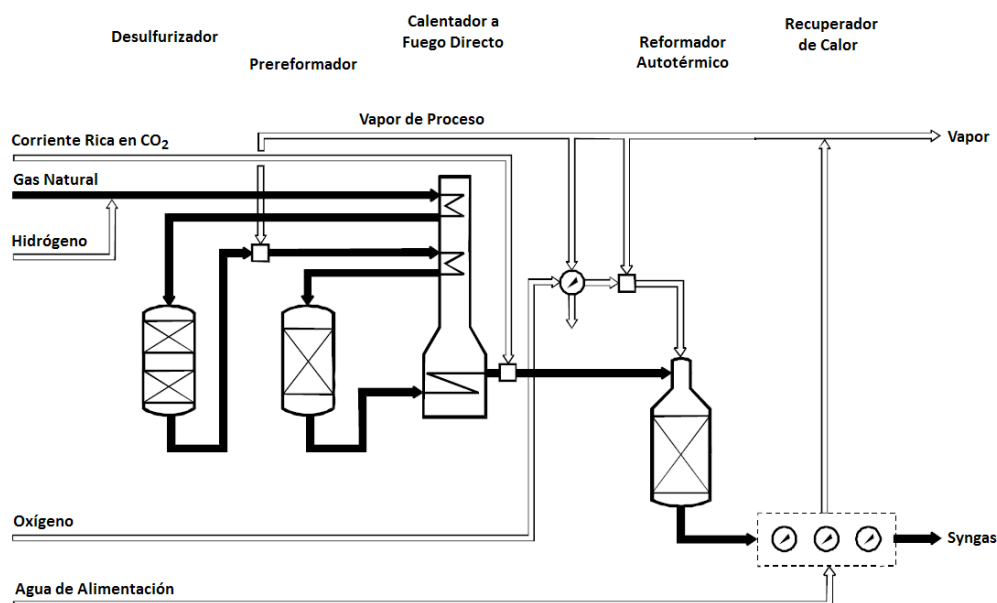
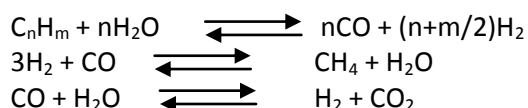


Figura 2.2. Proceso Típico de ATR.
Fuente: Aasber-Petersen K., et al. (2002).

La desulfurización tiene como propósito eliminar los compuestos de azufre (y en ocasiones los halogenados) que pueda contener el gas natural, los cuales envenenan los catalizadores utilizados durante el reformado y los que se emplean en la conversión Fischer-Tropsch. Para esto se emplea un proceso en dos etapas; en la primera, el gas natural es hidrogenado con el fin de remover los compuestos insaturados y convertir los compuestos de azufre en ácido sulfhídrico (H_2S) y los halogenados en su correspondiente ácido (HX), esto se hace mezclando una pequeña corriente de hidrógeno con gas natural, precalentándola a $350-400^{\circ}C$ y haciéndola reaccionar sobre un catalizador como $NiMo/Al_2O_3$ o $CoMo/Al_2O_3$. La segunda etapa consiste en eliminar el H_2S y los HX haciendo pasar la corriente a través de una torre de adsorción de óxido de zinc (ZnO), en la que se reduce la concentración de estos compuestos a niveles muy bajos (De Klerk, A., 2011).

El prereformado se justifica porque en ocasiones el gas natural puede contener ciertas trazas de hidrocarburos pesados (C_2+) que deben transformarse en metano, hidrógeno y óxidos de carbono. Este proceso se lleva a cabo en un reactor adiabático de lecho empacado que emplea un catalizador a base de níquel y óxido de aluminio y en el que la alimentación se introduce a $300^{\circ}C$ y los productos salen a $550^{\circ}C$ (Wang, X., Economides, M., 2009). Las reacciones de prereformado son (Aasber-Petersen K., et al., 2002):



El reformado autotérmico se lleva a cabo en un reactor con revestimiento refractario que se compone de un quemador, de una cámara de combustión y de un lecho fijo de catalizador a base de níquel. En este reactor, se alimenta una mezcla de gas natural con vapor de agua y una

corriente de oxígeno, las cuales son mezcladas en el quemador y se convierten en una flama de difusión turbulenta que continua su camino hacia la zona de combustión en donde se lleva a cabo la reacción de oxidación parcial y cuyos productos después pasan al lecho de catalizador en donde se lleva a cabo la reacción de reformado del metano e incluso las de reformado del CO₂ (Rice, S. F., Mann, D. P., 2007; Aasber-Petersen K., et al., 2002).

El acondicionamiento del syngas tiene como propósito el ajustar su composición a una relación H₂/CO de 2, este proceso principalmente se realiza a través de la combinación o recirculación de ciertas corrientes del proceso (Aasber-Petersen K., et al., 2002).

Para llevar a cabo el proceso ATR (e incluso el POx) se requiere de una Unidad de Separación de Aire (ASU, Air Separation Unit), con la cual se obtiene, a partir del aire, el oxígeno puro requerido por el proceso (Aasber-Petersen K., et al., 2002).

Con respecto a los diferentes desarrolladores y licenciadores de los anteriores procesos de obtención de syngas, algunos de ellos se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Licenciadores de Tecnología para la Producción de Syngas.

Tecnología para Producir Syngas	Licenciador de la Tecnología
Reformado de Metano con Vapor (SMR)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lurgi GmbH ▪ Haldor Topsoe ▪ Foster Wheeler ▪ Kinetics Technology International ▪ Uhde GmbH
Oxidación Parcial (POx)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lurgi GmbH ▪ Haldor Topsoe ▪ Foster Wheeler ▪ Royal Dutch Shell
Reformado Autotérmico (ATR)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lurgi GmbH ▪ Haldor Topsoe

Fuente: Adaptado de Samuel, P. (2003).

2.2.2. Conversión del Gas de Síntesis a Crudo Sintético

Esta etapa consiste en la conversión del gas de síntesis (syngas) en crudo sintético (syncrude) a través de la conversión Fischer-Tropsch (FT).

2.2.2.1. Nociones de la Química de la Conversión Fischer-Tropsch

La conversión Fischer-Tropsch (FT) toma su nombre de los científicos alemanes Franz Fischer y Hans Tropsch quienes patentaron en 1925 la conversión catalítica del monóxido de carbono e hidrógeno en hidrocarburos y compuestos oxigenados.

De forma general, algunas de las reacciones que se presentan durante esta conversión son (De Klerk, A., 2011; Van der Laan, G.P., 1999; Wender, I., 1996):

▪ Alcanos	$n\text{CO} + (2n+1)\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n\text{H}_2\text{O}$
▪ Alquenos	$n\text{CO} + 2n\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n} + n\text{H}_2\text{O}$
▪ Alcoholes y otros Oxigenados	$n\text{CO} + 2n\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2}\text{O} + (n-1)\text{H}_2\text{O}$
▪ Ácidos Carboxílicos	$n\text{CO} + (2n-2)\text{H}_2 \rightarrow (\text{CH}_2)_n\text{O}_2 + (n-2)\text{H}_2\text{O}, n>1$
▪ WGS	$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$
▪ Reacción de Boudouard	$2\text{CO} \leftrightarrow \text{C} + \text{CO}_2$
▪ Formación de Coque	$\text{H}_2 + \text{CO} \rightarrow \text{C} + \text{H}_2\text{O}$

Por lo que el crudo sintético obtenido de la conversión FT es una mezcla de productos, cuya composición depende principalmente del catalizador, de la relación H₂/CO empleada, del tipo de reactor y de las condiciones del proceso (Wang, X., Economides, M., 2009).

Actualmente existen dos modalidades de conversión FT, la de alta temperatura (HT, High Temperature), que se da en rangos de 330-350°C y empleando catalizadores a base de hierro (Fe) con lo que se obtienen altas producciones de olefinas en la fracción de Naftas y gas LP; y la modalidad de baja temperatura (LT, Low Temperature), que se da a temperaturas de 180-250°C y utilizando catalizadores a base de hierro (Fe) o de cobalto (Co), con lo que se obtienen altas producciones de alcanos (parafinas) en las fracciones de destilados medios y ceras (Dry, M. E., 2002; De Klerk, A., Furimsky, E., 2010); lo anterior se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Composición Típica del Crudo Sintético Obtenido según el Proceso FT Empleado.

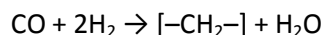
Fracción de Productos	Rango de Átomos de Carbono	Clase de Compuesto	Composición del Crudo Sintético (% Masa)		
			Fe-HTFT	Fe-LTFT	Co-LTFT
Gas Residual	C ₁	Alcanos	12.7	4.3	5.6
	C ₂	Alquenos	5.6	1.0	0.1
		Alcanos	4.5	1.0	1.0
Gas LP (LPG)	C ₃ -C ₄	Alquenos	21.2	6.0	3.4
		Alcanos	3.0	1.8	1.8
Naftas	C ₅ -C ₁₀	Alquenos	25.8	7.7	7.8
		Alcanos	4.3	3.3	12.0
		Aromáticos	1.7	0	0
		Oxigenados	1.6	1.3	0.2
Destilados Medios	C ₁₁ -C ₂₂	Alquenos	4.8	5.7	1.1
		Alcanos	0.9	13.5	20.8
		Aromáticos	0.8	0	0
		Oxigenados	0.5	0.3	0
Ceras	C ₂₂ +	Alquenos	1.6	0.7	0
		Alcanos	0.4	49.2	44.6
		Aromáticos	0.7	0	0
		Oxigenados	0.2	0	0
Productos Acuosa	C ₁ -C ₅	Alcoholes	4.5	3.9	1.4
		Carbonilos	3.9	0	0
		Ácidos Carboxílicos	1.3	0.3	0.2

Nota: No se incluyen gases ni productos resultantes de WGS. Cero indica una baja concentración de los compuestos y no necesariamente la ausencia total de ellos.

Fuente: De Klerk, A. (2011).

Dado que las reacciones FT son altamente exotérmicas es importante retirar rápidamente el calor de la reacción del catalizador, esto con el fin de evitar su sobrecalentamiento y su desactivación.

Los mecanismos de las reacciones de Fischer-Tropsch son bastante complejos, por lo que a continuación solo se esbozará un mecanismo muy simplificado que permitirá entender la razón por la que se obtienen ciertos productos con esta conversión⁴. Partiendo de esto, puede decirse que en general, la conversión FT comienza con un bloque de $-CH_2-$ que se obtiene a través de la siguiente reacción (Wang, X., Economides, M., 2009):



Posteriormente este bloque $-CH_2-$ comienza a polimerizarse hasta formar los productos finales, cuya composición final depende de la termodinámica y cinética de las correspondientes reacciones.

De esta manera, la conversión puede dividirse en tres etapas (Wang, X., Economides, M., 2009):

- *Inicio de la cadena*: consiste en el mecanismo de reacción que conduce a la formación del bloque $-CH_2-$ adsorbido sobre el catalizador y la liberación de agua.
- *Crecimiento de la cadena*: consiste en la polimerización del bloque que da lugar a cadenas de $-HC-(CH_2)_{n-2}-CH_3$ adsorbidas sobre el catalizador.
- *Terminación de la cadena*: consiste en la terminación de las cadenas y la liberación, desde el catalizador, del producto formado (alcanos y alquenos).

Es importante recordar que hay otras reacciones que también pueden darse durante la conversión FT y que por lo tanto dan origen a otros compuestos; no obstante, para estas también puede considerarse que siguen un mecanismo de tres etapas como el descrito, por lo que de esta forma se hace evidente que de la conversión FT se obtiene una mezcla final de productos o crudo sintético (Wang, X., Economides, M., 2009).

La distribución de los productos obtenidos de la conversión FT como una función del número de átomos de carbono (n) en la cadena de un producto puede aproximarse en términos de un solo parámetro llamado “probabilidad de crecimiento de la cadena” (α), que se define como (Wang, X., Economides, M., 2009):

$$\alpha = \frac{r_G}{r_G + r_T}$$

Donde r_G y r_T son las velocidades de reacción de la etapa de crecimiento de la cadena y de la etapa de terminación de la cadena respectivamente. Con base en lo anterior, se ha encontrado que la distribución de los productos obtenidos durante la conversión FT sigue una distribución de Anderson-Flory-Schulz (AFS) de la siguiente forma (Wang, X., Economides, M., 2009):

$$W_n = n(1 - \alpha)^2 \alpha^{n-1}$$

⁴ Una descripción más amplia y detallada de este aspecto puede encontrarse en Dry, M. E. (2002) y Van der Laan, G.P. (1999).

En donde W_n es la fracción másica de un producto, con n átomos de carbono en su cadena, presente en el crudo sintético. La representación de la distribución AFS se muestra en la Figura 2.3.

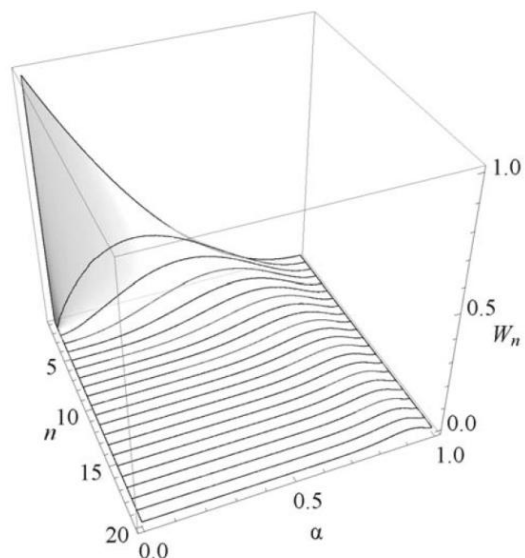


Figura 2.3. Distribución de Anderson-Flory-Schulz (AFS).
Fuente: Wang, X., Economides, M. (2009).

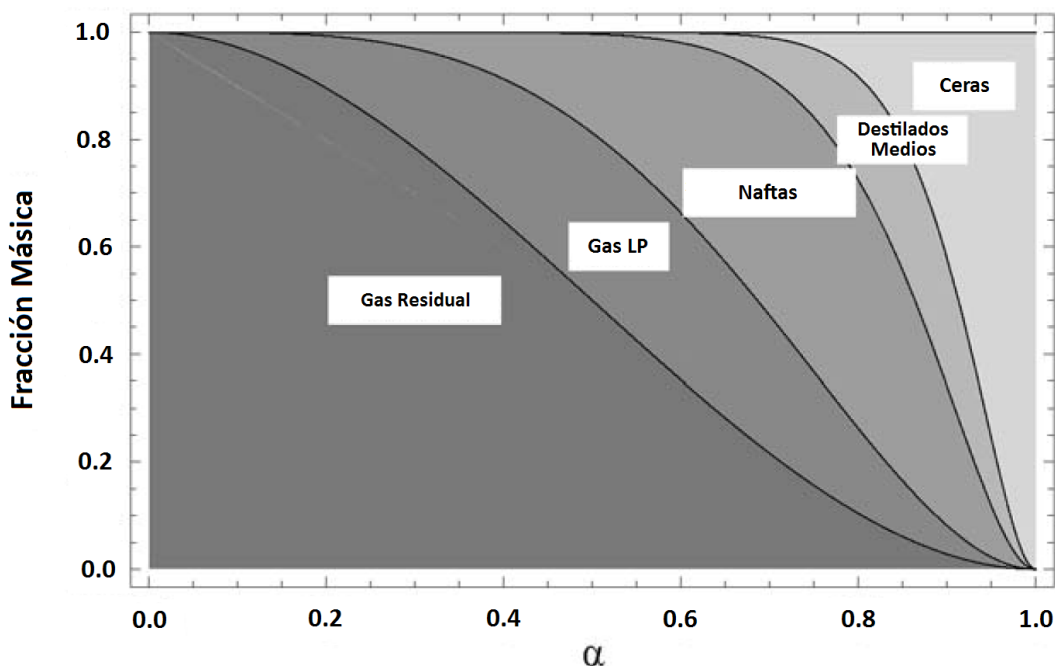


Figura 2.4. Composición del Crudo Sintético obtenido de la Conversión Fischer-Tropsch en función del Parámetro α (Probabilidad de Crecimiento de la Cadena).
Fuente: Adaptado de Wang, X., Economides, M. (2009).

Es claro que aunque no se puede obtener un crudo sintético con cualquier composición, la distribución de los productos obtenidos puede ajustarse hacia algún criterio haciendo una adecuada selección del valor de α , lo cual puede observarse en la Figura 2.4, en donde se muestran las diferentes composiciones de productos que pueden lograrse dependiendo del α manejada. Cabe señalar que para la Figura 2.4, el gas residual corresponde a compuestos con C_1 y C_2 , el gas LP a compuestos con C_3 y C_4 , las naftas a compuestos con C_5 a C_{11} , los destilados medios a compuestos con C_{12} a C_{18} y las ceras a compuestos con C_{18+} . El ajuste de α puede lograrse modificando el catalizador utilizado y las condiciones de operación (temperatura, presión, relación H_2/CO y tiempo de residencia dentro del reactor) (Wang, X., Economides, M., 2009).

En el caso de las plantas de GTL es deseable un valor de $\alpha > 0.95$, ya que con ello se logra casi una completa conversión a líquidos (Wang, X., Economides, M., 2009).

2.2.2.2. Reactores Fischer-Tropsch

La conversión Fischer-Tropsch se lleva a cabo en reactores cuyo diseño debe tomar en cuenta las diversas condiciones bajo las cuales se dan las reacciones de esta síntesis. Estos reactores han tenido un considerable desarrollo y han logrado su aplicación comercial.

Inicialmente los reactores de lecho fijo y actualmente los reactores multitubulares de lecho fijo son los que se emplean en operaciones LTFT (Fischer Tropsch a Baja Temperatura). La forma multitubular de estos reactores ha sido comercializada por empresas como Sasol y Shell. Su operación típicamente se da entre 180°C a 250°C y a presiones de 10-45 bar. Bajo estas condiciones el reactor opera con tres fases (gas-líquido-sólido), por lo que en ocasiones se le denomina reactor de lecho escurrido. Un desarrollo reciente en este campo, es el reactor de suspensión o columna de suspensión con burbujeo, el cual está siendo desarrollado por varias compañías pero que actualmente solo es comercializado por Sasol (Jager, B., 2003).

Para el caso de la conversión HTFT (Fischer Tropsch a Alta Temperatura), el cual es un proceso desarrollado por Sasol desde 1955 y llamado Synthol, se utilizaba un reactor de lecho fluidizado circulante que operaba a una presión de 20-30 bar y a una temperatura de 300-350°C, condiciones bajo las cuales se encuentran presentes dos fases sólido-gas; sin embargo, este tipo de reactor ha sido sustituido por uno llamado Sasol Advanced Synthol (SAS), que utiliza la fluidización convencional sólido-gas (Jager, B., 2003).

- **Reactores para LTFT**
 - **Reactores Multitubulares de Lecho Fijo**

Este tipo de reactores son utilizados por Sasol en su proceso ARGE y por Shell en su proceso SMDS (Shell Middle Distillate Synthesis). En el caso de ARGE se emplea un catalizador a base de hierro y en el SMDS se emplea uno a base de cobalto. Estos reactores tiene en su interior tubos empacados con el catalizador los cuales están inmersos en agua con la que se remueve el calor de la conversión FT a través de la generación de vapor (Jager, B., 2003).

Los reactores ARGE (que fueron diseñados por Lurgi y Ruhrchemie), Figura 2.5, tienen 2,050 tubos de 5 cm de diámetro interior y 12 metros de longitud, operan a 2.7 MPa y 230°C y son capaces de producir 21,000 toneladas de producto por año. Los reactores multitubulares de Shell tienen alrededor de 10,000 tubos y logran producciones de hasta 125,000 toneladas por año (Dry, M. E., 2002).

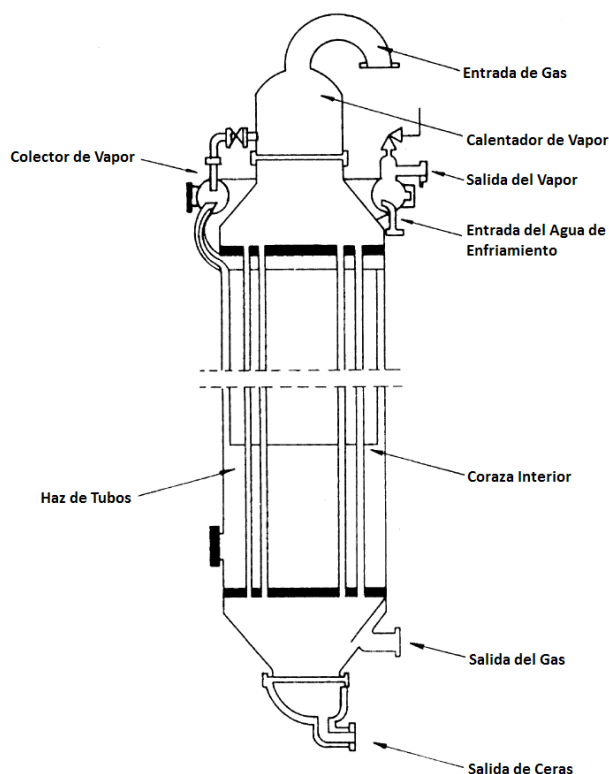


Figura 2.5. Reactor Multitubular de Lecho Fijo, tipo ARGE.
Fuente: Dry, M. E. (2002).

- **Reactor de Suspensión**

El reactor de suspensión, Figura 2.6, consiste en un recipiente que contiene una suspensión formada por las ceras producidas durante la conversión FT y el catalizador empleado. En este reactor el syngas es burbujeado a través de la suspensión y se convierte en productos. El calor generado se retira de la suspensión a través de los serpentines de enfriamiento que hay en el interior del reactor y por los cuales se circula agua y se genera vapor. Los compuestos ligeros en fase vapor salen por la parte superior del reactor, mientras que los hidrocarburos líquidos pesados se mezclan con la suspensión y deben separarse de esta a través de accesorios internos (Jager, B., 2003).

Este tipo de reactor logra producciones de 100,000 toneladas por año y tiene las siguientes ventajas frente a los reactores multitubulares: mejor control de la temperatura, menor caída de presión, menores costos de instalación y operación, alta conversión a productos, menor carga de catalizador y mayor tiempo de vida de este; aunque como principal desventaja presenta la de que su catalizador puede llegar a desactivarse fácilmente. La tecnología de este tipo de reactor ha sido

desarrollada y comercializada por Sasol bajo el nombre de Sasol Slurry Phase Distillate (SPD) (Dry, M. E., 2002; Jager, B., 2003).

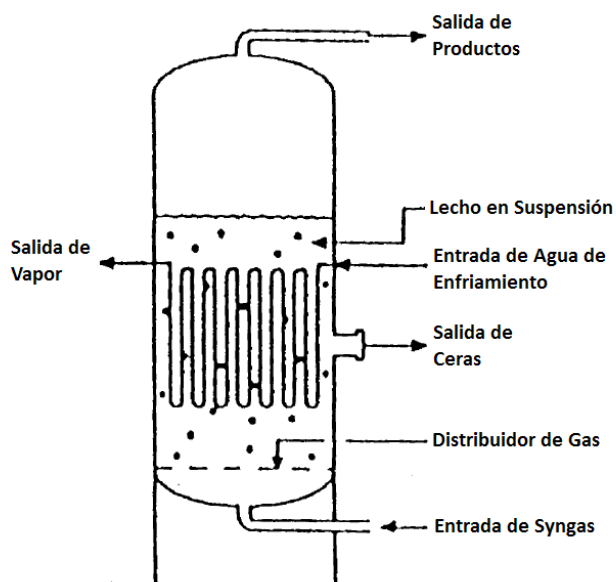


Figura 2.6. Reactor de Suspensión, tipo SPD.
Fuente: Dry, M. E. (2002).

- Reactores para HTFT
- Reactor de Lecho Fluidizado Circulante

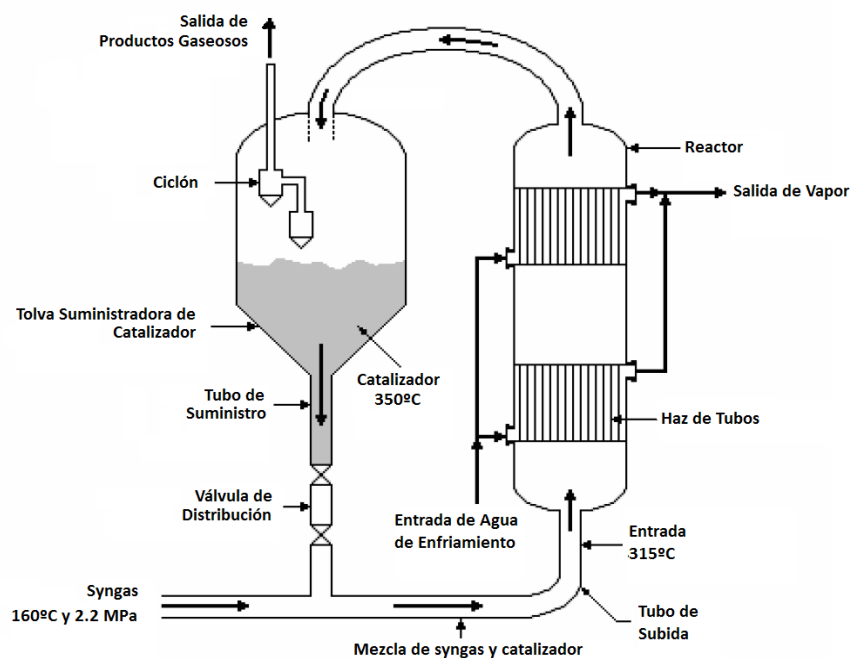


Figura 2.7. Reactor de Lecho Fluidizado Circulante, tipo SCFB.
Fuente: Al-Shalchi, W. (2006).

El reactor de lecho fluidizado circulante opera de la forma que se muestra en la Figura 2.7, y fue comercializado por Sasol desde 1955 hasta el año 2000 bajo el nombre de Synthol-Circulating Fluidized Bed (SCFB); sin embargo, ha dejado de ser comercial dada su complejidad y por ello se ha sustituido por el diseño de los reactores SAS (Jager, B., 2003).

▪ **Reactor de Lecho Fluidizado**

Comercialmente el principal reactor de este tipo es el Sasol Advanced Synthol (SAS), véase Figura 2.8; en el cual, el syngas se burbujea a través del lecho fluidizado en donde es convertido catalíticamente en hidrocarburos que se encuentran en la fase vapor a condiciones de 340°C y 25 bar, posteriormente estos vapores abandonan el reactor pasando por ciclones internos para después ser condensados (Jager, B., 2003).

El calor producido por la conversión FT es removido haciendo pasar agua a través del serpentín de enfriamiento que el reactor tiene en su interior y en donde se produce vapor. Este reactor ha venido a sustituir al de lecho fluidizado circulante, gracias a que el SAS es más simple, más fácil de operar, tiene menores costos de instalación y operación y requiere de un menor consumo de catalizador (Wender, I., 1996).

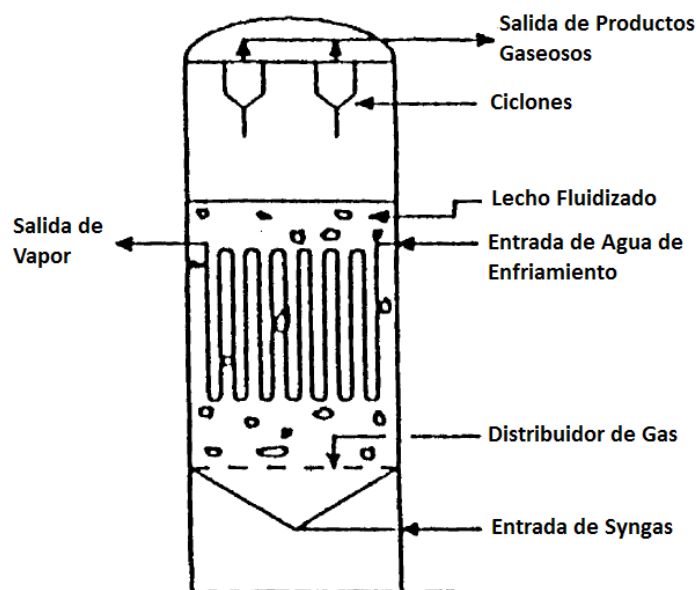


Figura 2.8. Reactor de Lecho Fluidizado, tipo SAS.
Fuente: Dry, M. E. (2002).

2.2.3. Conversión del Crudo Sintético a Productos Comerciales

Una vez que se ha obtenido el crudo sintético a partir de la conversión FT, este requiere ser refinado con el fin de obtener combustibles, como la gasolina, el queroseno o el diesel, que cumplan con ciertas especificaciones comerciales. Para llevar a cabo esto, se emplean operaciones

similares a aquellas que se utilizan en la refinación del petróleo, tales como el hidrocracking, el hidrotratamiento, el reformado, la isomerización, la oligomerización y la alquilación.

Cabe destacar que para esta etapa del proceso pueden existir una serie de múltiples propuestas de configuraciones, las cuales dependen del tipo, las cantidades y características de los productos obtenidos de la conversión FT y de aquellas que tendrán los productos finales que se tienen como objetivo⁵ (De Klerk, A., 2009; De Klerk, A., 2011).

Dada la complejidad que puede llegar a tomar esta etapa del proceso, y a manera de ejemplo, puede señalarse que en los procesos HTFT es necesario someter los hidrocarburos con menos de cuatro de átomos que forman parte del crudo sintético a oligomerización con el fin de obtener gasolinas, mientras que los compuestos con seis o más carbonos se someten a hidrotratamiento para la obtención de destilados medios. En el caso de los procesos LTFT, los compuestos con seis a doce átomos de carbono del crudo sintético pueden ser transformados en gasolinas a través de reformado, mientras que los compuestos con más de veinte átomos de carbono pueden convertirse en queroseno y diesel a través del hidrocracking; lo anterior se resume en la Figura 2.9 (Al-Shalchi, W., 2006).

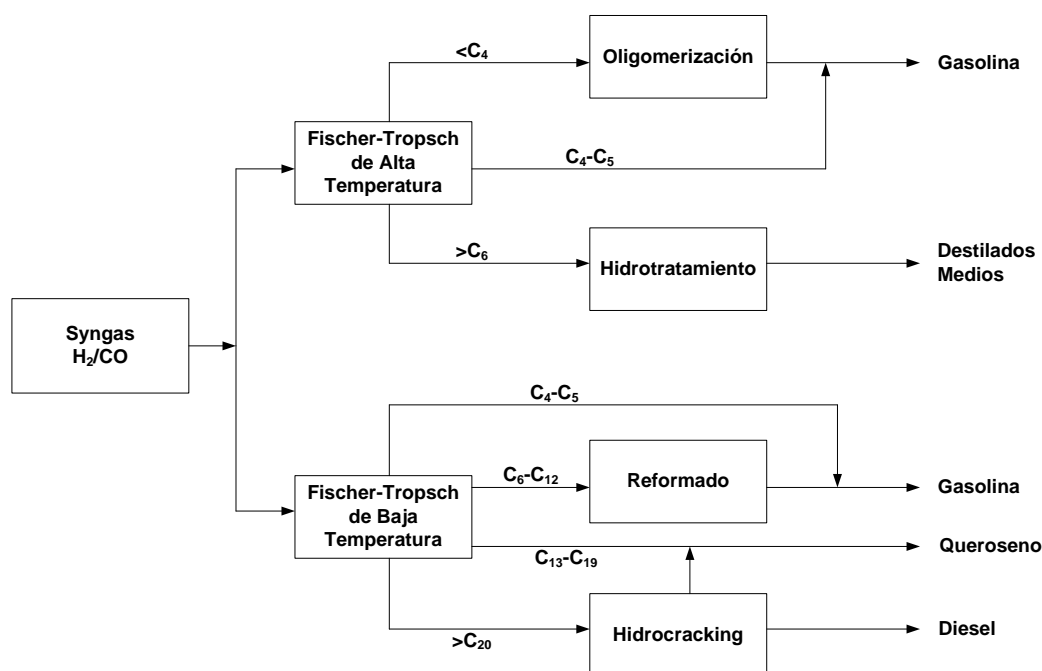


Figura 2.9. Esquema General de los Procesos para la Refinación del Crudo Sintético.
Fuente: Adaptado de Al-Shalchi, W. (2006).

Una de las operaciones de mejoramiento que usualmente se encuentran en las plantas de GTL que actualmente operan es el hidrocracking, gracias al cual las ceras obtenidas de la conversión FT se transforman en diesel y naftas principalmente. Esto es necesario porque en las instalaciones de GTL, por lo general, se busca operar con una α alta con el fin de maximizar la producción de

⁵ Los procesos aquí descritos están enfocados a la producción de combustibles; sin embargo, esta sección de la planta se puede configurar para obtener otra gama de productos, tales como ceras, bases lubricantes, naftas y parafinas normales.

líquidos y reducir la producción de gases o la no conversión de los reactivos, no obstante bajo estas condiciones hay una alta producción de ceras las cuales deben transformarse en productos de mayor interés.

El hidrocracking es un proceso catalítico con una tecnología madura y altamente probada en la refinación del petróleo, para el cual hay una gran variedad de diseños de reactores y catalizadores que permiten el craqueo y la hidrogenación de hidrocarburos de alto peso molecular. Para ello se emplean catalizadores de Pt incorporado en zeolitas o de Co, Ni, Mo y W sobre $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3$ o zeolitas. Ya que los productos de FT no contienen compuestos con azufre o nitrógeno y en ocasiones solo mínimas trazas de aromáticos, estos son más fáciles de procesar que las fracciones del petróleo (Wang, X., Economides, M., 2009).

Los reactores de hidrocracking por lo general son reactores adiabáticos con catalizador en lecho fijo, que operan a 300-350°C y a presiones de 30-45 atm. Bajo estas condiciones los alcanos lineales son craqueados, mientras que los alquenos y oxigenados son transformados a alcanos por hidrogenación e hidrogenólisis respectivamente (Wang, X., Economides, M., 2009). En este proceso es común utilizar un exceso de hidrógeno con el fin de evitar la formación de coque. En la Figura 2.10 se observa una composición típica de productos FT antes y después del hidrocracking.

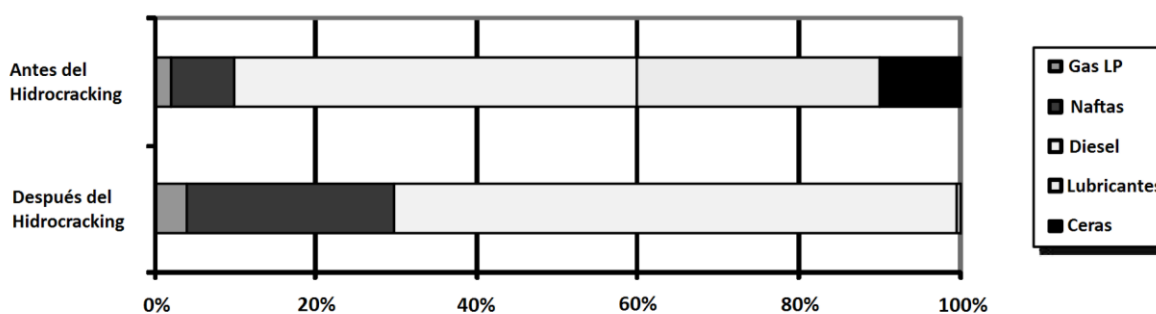


Figura 2.10. Composición Másica Típica de los Productos FT Antes y Después del Hidrocracking.
Fuente: Wang, X., Economides, M. (2009).

2.3. Tecnologías y Proyectos de GTL

2.3.1. Antecedentes

Después de la Primera Guerra Mundial y bajo el ambiente de restricciones impuestas a Alemania, científicos de este país comenzaron a explorar formas de sintetizar petróleo líquido a partir de los abundantes yacimientos de carbón con los que cuenta su nación. De estas investigaciones, durante la década de los veinte, Franz Fischer y Hans Tropsch desarrollaron el proceso Fischer-Tropsch con el que lograron transformar el gas obtenido de la gasificación del carbón en combustibles y lubricantes, y con el cual para 1945 diversas compañías químicas alemanas habían construido nueve plantas FT capaces de producir combustibles líquidos (Schlumberger, 2003).

Luego de la Segunda Guerra Mundial, muchas de las investigaciones alemanas se volvieron del conocimiento de otras naciones y bajo un entorno de tensión, ante la inseguridad de poder importar hidrocarburos, países como Estados Unidos y Sudáfrica comenzaron a explorar alternativas para lograr su síntesis a través de la conversión FT. Este proceso se había comenzado a

investigar en Estados Unidos desde 1944, aun bajo la guerra, cuando el congreso aprobó una Acta de Combustibles Líquidos Sintéticos, lo cual llevó a que la empresa Hydrocarbon Research Inc., desarrollara el proceso llamado Hydrocol, bajo el cual operó la primera planta de GTL en Estados Unidos entre 1951 y 1957; en esta primera instalación, el gas natural era transformado en gasolina, diesel y compuestos oxigenados, empleando para ello un proceso HTFT con catalizador de hierro en un reactor de lecho fluidizado (De Klerk, A., 2011, Schlumberger, 2003).

En 1945, una empresa inglesa llamada Anglo-Transvaal Consolidated Investment Company, se interesó por el proceso Hydrocol y le propuso al gobierno de Sudáfrica la construcción de una planta Coal to Liquids (CTL); sin embargo, dada la magnitud de la inversión requerida y de la necesidad de Sudáfrica por combustibles, aunada a una situación de carencia de reservas de petróleo, se recurrió a un acuerdo con el gobierno que permitió la creación de una nueva compañía en 1950, la South African Coal, Oil and Gas Corporation (en Afrikáans: “Suid-Afrikaanse Steenkool, Olie-en Gaskorporasie”) mejor conocida como Sasol (De Klerk, A., 2011).

De esta manera, Sasol comenzó a evaluar las propuestas técnicas de diferentes empresas y encontró que las mejores fueron la de la alemana ARGE y la de la americana Kellog, con lo que se decidió emplear dos tercios de tecnología americana (con proceso HTFT) y un tercio con tecnología alemana (con proceso LTFT), así fue como en 1952 comenzó la construcción de la planta Sasol 1 en Sasolburg y para finales de 1955 comenzó su producción (De Klerk, A., 2011).

Posteriormente, con la llegada de la crisis petrolera de los setenta, el gobierno de Sudáfrica le solicitó a Sasol que evaluara la viabilidad de construir dos plantas más (Sasol 2 y Sasol 3); con lo que al concluir el estudio, el gobierno anunció a finales de 1974 la construcción de Sasol 2, una planta CTL. Para finales de 1978, el gobierno sudafricano vuelve a solicitar un estudio de viabilidad para una expansión de esta planta, que dados los cambios políticos en Irán a principios de 1979, motivaron la decisión de construir otra nueva planta, la Sasol 3 (planta CTL); ambas se construyeron en Secunda y lograron alcanzar sus capacidades de producción de diseño en 1982 y 1983 para la Sasol 2 y 3 respectivamente (De Klerk, A., 2011).

Como puede observarse de los anteriores párrafos, las primeras plantas FT desarrolladas a nivel comercial en su mayoría fueron pensadas para transformar carbón a líquidos; no obstante pronto esa tendencia se redirigió hacia la conversión del gas natural, lo cual ha quedado de manifiesto en estudios, plantas piloto y plantas comerciales desarrolladas por empresas del ramo energético que han invertido en la investigación y desarrollo de procesos GTL, siendo Sasol y Shell los líderes en este tipo de proyectos al contar con experiencia a escala comercial en plantas bajo operación; no obstante otras compañías como ExxonMobil, BP, Syntroleum, ConocoPhillips y Rentech también han desarrollado amplios conocimientos y técnicas gracias al desarrollo de proyectos piloto o de demostración. A continuación se describirán algunos proyectos y tecnologías que estas empresas han desarrollado.

2.3.2. Sasol

Sasol tiene más de 50 años de experiencia en tecnologías FT, ya que desde la década de los cincuenta ha operado estos procesos a escala comercial. Su proceso inicial fue el ARGE, que operaba a 200-250°C y presiones de 20-30 bar en un reactor de lecho fijo, este proceso producía principalmente ceras parafínicas lineales, que se usaban como materia prima para la obtención de

petroquímicos y combustibles. Este proceso fue el único disponible hasta la década de los sesenta cuando se desarrolló el proceso Sasol Synthol, que es un proceso de alta temperatura que operaba a 300-360°C y presiones de 20-30 bar en un reactor de lecho fluidizado circulante, con el que se producían olefinas ligeras y componentes de gasolina. No obstante, este proceso fue sustituido a principios del siglo XXI por el Advanced Synthol (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

El más reciente desarrollo de Sasol en tecnologías FT es su reactor de suspensión, que forma parte de su proceso SPD (Slurry Phase Distillate), el cual es un proceso LTFT que opera a temperaturas de 200-250°C y presiones de 20-30 bar. Por consiguiente Sasol se ha enfocado principalmente en el desarrollo de este tipo de reactores en lugar de los multitubulares de lecho fijo; ya que de acuerdo con sus estudios, aquellos ofrecen menores costos de capital y mayores ventajas operativas (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

Sasol probó su reactor de suspensión en 1990 con una producción de demostración de 100 bbl/d, posteriormente en 1993 lo comercializó en Sasolburg con una producción de 2,500 bbl/d y bajo sus recientes desarrollos ha logrado darle una capacidad superior a los 15,000 bbl/d empleando un catalizador de cobalto. (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002). Actualmente Sasol emplea esta tecnología en plantas comerciales de GTL como la de Oryx (en Qatar), Escravos (en Nigeria) y posiblemente en el proyecto de Uzbekistan.

2.3.3. Shell

Shell es el otro líder comercial con experiencia en GTL gracias a su planta en Bintulu, Malasia, inaugurada en 1993. Shell difiere del proceso de Sasol en la forma en que produce el syngas y en que emplea un reactor multitubular de lecho fijo con catalizador a base de cobalto en lugar de un reactor de suspensión (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

El proceso de esta empresa se llama Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS), e incluye (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002):

- Producción del syngas empleando el Shell Gasification Process (SGP), que es una oxidación parcial no catalítica empleando oxígeno puro.
- Síntesis de parafinas pesadas empleando un reactor multitubular de lecho fijo con catalizador a base de cobalto.
- Hidrocracking para el procesamiento de los productos de FT.

En la planta de Bintulu la capacidad de cada uno de los cuatro reactores que tiene es cercana a los 3,500 bbl/d. Los productos de interés en este proceso son combustibles, ceras y materia prima para petroquímicos y lubricantes. (Cheng-Heng, H. Idrus, S., 2004; Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

2.3.4. ExxonMobil

ExxonMobil inició sus investigaciones desde inicios de la década de los ochenta y de ellas ha logrado desarrollar el proceso Advanced Gas Conversion Technology 21st Century (AGC-21), con el que convierte el syngas en hidrocarburos pesados en la presencia de un catalizador a base de

cobalto en un reactor de suspensión. Con este proceso se obtiene una alta cantidad de hidrocarburos pesados, en su mayoría parafinas lineales con puntos de ebullición superiores a los 340°C, los cual se convierten en productos comerciales en la etapa de mejoramiento (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

ExxonMobil ha probado su tecnología en una escala piloto de 200 bbl/d en Baton Rouge, Luisiana; y ha logrado avances en la productividad de su reactor gracias al control de las condiciones del proceso, de la interacción entre las fases y a la mejora en las propiedades del catalizador. AGC-21 está protegido por alrededor de 1,200 patentes y con él, ExxonMobil ha buscado desarrollar proyectos en Qatar (el Palm GTL) y en Alaska, sin aun materializarse (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

2.3.5. BP

BP ha trabajado en el desarrollo de proyectos de GTL desde la década de los ochenta y su principal proyecto piloto fue una planta en Nikiski, Alaska, en la que la empresa buscó probar su tecnología. En esta instalación de prueba se transformaban tres millones de pies cúbicos de gas natural en aproximadamente 250-300 bbl/d de crudo sintético. Los principales objetivos de esta instalación eran probar un reformador compacto y la tecnología FT de la cual BP es propietaria. De gran interés fue estudiar su reformador compacto para producir syngas, el cual desarrolló en colaboración con Davy Process Technology y en con el que buscaba conseguir un tamaño equivalente a una cuarentava parte del que tienen los reformadores de otras plantas (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

2.3.6. Syntroleum

La tecnología GTL propia de Syntroleum ha sido investigada desde la década de los ochenta. El proceso que ha desarrollado posee una tecnología propia de generación de syngas, a partir del aire, en un reactor autotérmico y un catalizador propio a base de cobalto para la conversión del syngas en crudo sintético, el cual se emplea en un reactor multitubular de lecho fijo; esta empresa buscó poner en práctica su tecnología en un proyecto de 11,500 bbl/d llamado Sweetwater en Australia el cual no se logró concretar (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

El catalizador de Syntroleum ha sido probado en un reactor de suspensión en una planta piloto de 70 bbl/d en la Cherry Point Refinery, pero Syntroleum lo desmontó de esta refinería y lo trasladó a Oklahoma, en donde posee una instalación con capacidad de 2 bbl/d, para probarlo en un reactor multitubular de lecho fijo. Syntroleum busca perfeccionar su proceso en espera de que al tener una tecnología que no requiera de una unidad de separación de aire entonces sus costos de capital se reduzcan (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

2.3.7. ConocoPhillips

ConocoPhillips ha desarrollado tecnología GTL desde finales de la década de los noventa en colaboración con DuPont. En 1997, la aún Conoco y Dupont iniciaron su programa de desarrollo de catalizadores FT (más de 5,000 catalizadores), y con ello en 2001 acordaron una planta piloto de

400 bbl/d en Ponca City, Oklahoma. Su planta utiliza un proceso de oxidación parcial catalítica llamada CoPOX™ para la producción de syngas y un reactor de suspensión con catalizador a base de cobalto para la conversión FT (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002; Wrigh., H. A., et al., 2003).

2.3.8. Rentech

Rentech se ha enfocado en el desarrollo de un proceso GTL que trabaje con un reactor de suspensión y con un catalizador a base de hierro. Su proceso se verificó en 1993 en una instalación de 235 bbl/d en Pueblo, Colorado, que tenía dos reactores de 6 pies de diámetro y 55 pies de altura. Rentech ha buscado participar en varios proyectos GTL alrededor del mundo incluyendo uno en Bolivia (Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D., 2002).

2.3.9. Otras Empresas

Otros países y empresas han realizado estudios de viabilidad para proyectos de GTL o han desarrollado plantas piloto para probar tecnologías de este tipo, ejemplo de ello es el caso de la Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC), que para fines del 2002 se asoció con cinco empresas japonesas privadas para construir una planta piloto en Yufutsu, Japón, con una producción de aproximadamente 7 bbl/d. Igualmente, JOGMEC y Pertamina, la empresa estatal de petróleo y gas de Indonesia, han realizado estudios de factibilidad que evalúen la posibilidad de emplear la tecnología GTL japonesa para la explotación de yacimientos de gas en Indonesia (Schlumberger, 2003). Además de las empresas que se han indicado, otras compañías están tratando de perfeccionar y desarrollar tecnologías y proyectos de GTL, como por ejemplo: Chevron, Statoil, Eni, Axens, Marathon, PDVSA, entre otras.

Otro caso a manera de ejemplo, es el interés de Gazprom, la compañía rusa de gas natural, por realizar análisis preliminares para evaluar el desarrollo de una posible industria de conversión de gas a líquidos en Rusia. Mientras que para Estados Unidos ha resultado de interés en la última década el evaluar la posibilidad de implementar tecnologías GTL para explotar reservas de gas en North Slope, Alaska, y cuyos productos podrían ser transportados por el desaprovechado Sistema del Oleoducto Trans-Alaska (de Prudhoe Bay a Valdez, en Alaska); en este proyecto han llegado a estar implicados Syntroleum, Marathon y otros centros de investigación a lo largo del tiempo (Schlumberger, 2003).

2.3.10. Prospectiva de Proyectos de GTL

Actualmente los proyectos de GTL pueden considerarse como una de las fuentes de “combustibles sintéticos” obtenidos de alternativas “no convencionales”, tales como la del crudo extrapesado (Extra-Heavy Oil), las arenas bituminosas (Oil Sands), el crudo de kerógeno (Kerogen Oil), otras tecnologías XTF y los biocombustibles (EIA, 2011). Sin embargo, pocos proyectos de GTL se han concretado y su futuro desarrollo a nivel mundial presenta una alta incertidumbre, lo cual puede observarse en los pronósticos realizados por la EIA, véase Figura 2.11, en donde se muestra que su contribución con respecto a otras fuentes de combustibles no convencionales puede ser baja.

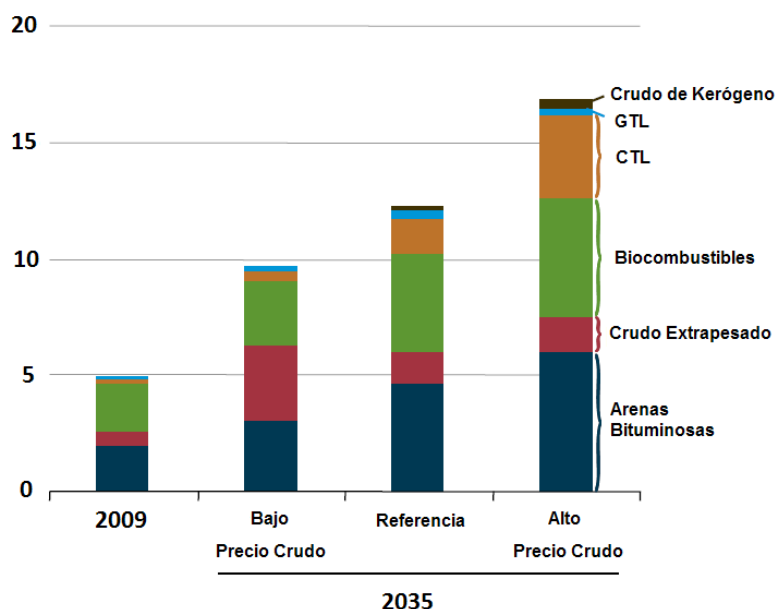


Figura 2.11. Combustibles Obtenidos de Fuentes No Convencionales como una Proporción de la Producción Mundial de Combustibles, en Porcentaje.

Nota: El precio bajo del crudo corresponde a 50 US\$/bbl, el de referencia es de 125 US\$/bbl y el precio alto es de 150 US\$/bbl. Fuente: EIA. (2011).

Hacia el 2010 la IEA esperaba un resurgimiento del interés por invertir en plantas de GTL como consecuencia de los precios bajos del gas natural y los altos precios del petróleo, así como por su desacoplamiento en ciertas regiones del mundo; de ahí que algunas empresas desarrolladoras de este tipo de proyectos, como Sasol, han dejado sentir su presencia en Estados Unidos, en donde como consecuencia de la explotación del shale gas, se ha planteado el desarrollo de una planta de GTL en Luisiana con una capacidad de 96,000 bbl/d en productos como diesel, naftas, gas LP e incluso bases lubricantes, parafinas y ceras, con un costo estimado hacia el 2012 en US\$11-US\$14 billones. Esta empresa también ha mostrado su interés por desarrollar proyectos de GTL en Canadá, como ha ocurrido en British Columbia en donde ha comprado parte de una empresa local involucrada en proyectos de shale gas, llamada Talisman, y de forma más decisiva busca desarrollar una planta de GTL en Alberta, Canadá, con una capacidad de 48,000 bbl/d (o incluso de 96,000 bbl/d) en productos como diesel, naftas y gas LP; hacia el 2012 este proyecto se encontraba en estudio de factibilidad y se estimaba en US\$8 billones para la planta con un tren (IEA, 2010; IEA, 2011b; Jenkins, S., 2012; Sasol, 2011; Sasol, 2012a; Sasol, 2012b; Sasol, 2012c).

Del mismo modo, la IEA espera que pronto comience un interés por desarrollar proyectos de GTL de pequeña escala en países como Rusia y por parte de Petrobras, con empresas como Compact GTL y Velocys, los cuales se espera se implementen de una forma significativa después de 2020. Esta agencia ha considerado pertinente, que bajo las actuales condiciones económicas, se reactiven proyectos como el de Sonatrach Tinrhert en Argelia, el de Ivanhoe en Egipto y otros en Turkmenistán y Australia (IEA, 2009b; IEA, 2010).

Recientemente se ha anunciado un importante proyecto de GTL en Uzbekistán llamado OLTIN YO'L GTL, el cual consiste en una joint venture (JV) establecida en 2009, entre Sasol (44.5%), Petronas (la compañía petrolera estatal de Malasia/11%) y Uzbekneftegaz (la compañía estatal de petróleo

y gas de Uzbekistán/44.5%); se espera que la planta tenga una producción total de 36,000-38,000 bbl/d distribuida en diesel, queroseno, nafta y gas LP con una inversión, que hacia el 2009, se calculaba en US\$2.5 billones y empleando un proceso con reactor de suspensión. Actualmente el proyecto ha superado el estudio de viabilidad y Technip está realizando las actividades de FEED (Front End Engineering Design – es decir, la ingeniería básica y parte de la ingeniería de detalle del proyecto, así como su programa de ejecución, los estimados de costos definitivos y la preparación de las bases de licitación de las unidades principales y su calificación); se espera que a mediados del 2013 se tome la decisión final de inversión para este proyecto (Izundu, U., 2009; True, W. R., 2011; Sasol, 2012d; SouthAfrica.info, 2012).

La IEA ha estimado que la evolución de los proyectos de GTL hacia los años 2030 y 2035 será la que se muestra en las Figuras 2.12 y 2.13.

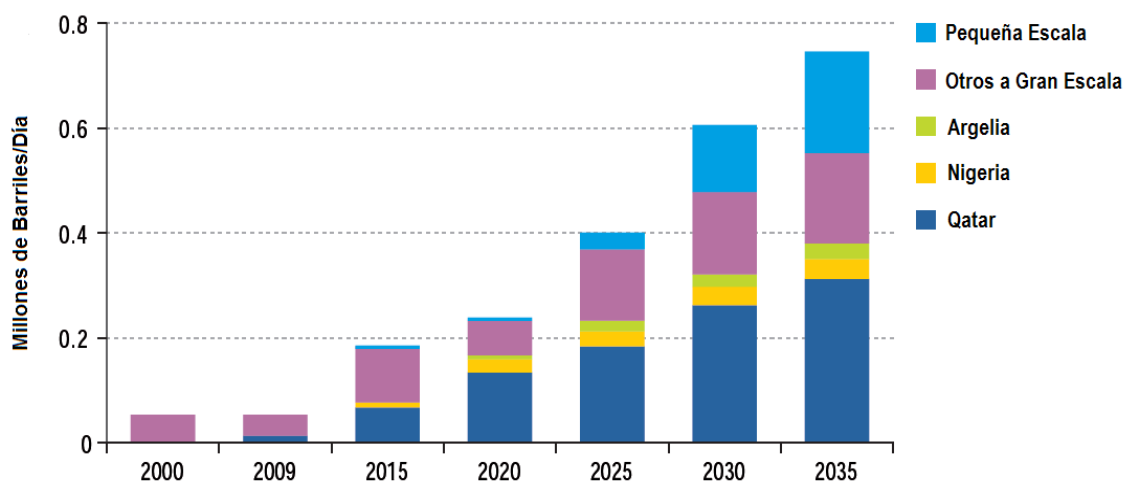


Figura 2.12. Estimación de la Evolución de la Capacidad de Producción Mundial de las Plantas de GTL, 2000-2035
Fuente: IEA. (2010).

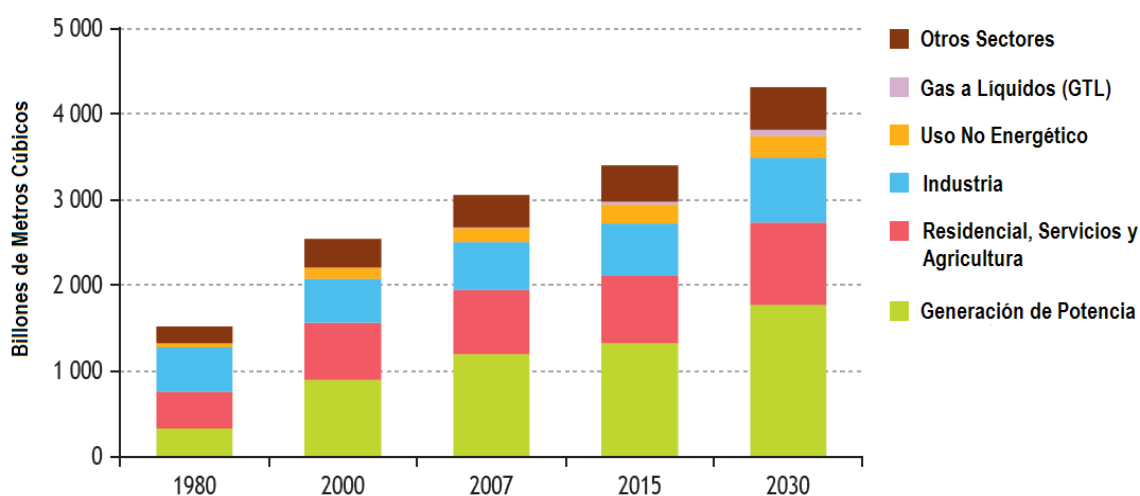


Figura 2.13. Estimación de la Evolución de la Demanda de Gas Natural por Sectores de Consumo, 1980-2030.
Fuente: IEA. (2009b).

De las Figuras 2.12 y 2.13 se observa que la IEA pronosticaba que hacia el 2030, la producción mundial de productos GTL sería cercana a los 600,000 bbl/d, los cuáles demandarían aproximadamente 70 billones de metros cúbicos de gas natural, siendo su consumo el menor frente a otros sectores que requerirán de mayor cantidad de este recurso (IEA, 2009b; IEA, 2010).

2.4. Plantas Comerciales de GTL

A lo largo de la última década diversas empresas han mostrado su interés por proyectos de GTL de diferente magnitud, lo cual las ha llevado al desarrollo de plantas piloto, a la realización de estudios de viabilidad e incluso han llegado a las etapas de ingeniería de sus proyectos; sin embargo aún a pesar de estos esfuerzos, hacia el año 2012, solo muy pocos de los proyectos propuestos a gran escala se han concretado; lo cual se refleja en el hecho de que únicamente existen 5 plantas de GTL a nivel mundial con una capacidad comercial⁶, que o están operando o se encuentran en fase de construcción; por lo que a continuación se hará un estudio de algunas de las características de estas instalaciones.

2.4.1. El Caso de Sasol 1 (Sasolburg)

Como se indicó anteriormente, Sasol 1 fue inicialmente diseñada para trabajar con carbón (CTL), pero hacia el 2004 se decidió cambiar esta situación y acondicionarla para operar con gas; para lo cual se construyó un gasoducto con el que se importa gas desde Mozambique, así como una planta de separación de aire y una nueva sección de generación de syngas con reformadores autotérmicos, de tal forma que la sección de gasificación de carbón salió de operación (De Klerk, A., 2011).

Sasol 1 actualmente tiene una producción de 5,600 bbl/d y desde que comenzó a operar en 1955 ha experimentado muchos cambios en su infraestructura; por lo que, aunque inicialmente fue diseñada para producir combustibles sintéticos, las modificaciones que ha sufrido han tenido como principal objetivo el alcanzar una mayor producción de químicos, por lo que bajo este escenario es preferible considerarla como una planta GTC (Gas to Chemicals) (De Klerk, A., 2011; Horace, O. H., Lesa, S. A., 2012).

En el caso de Sasol 2 y Sasol 3, estas aún son consideradas como plantas de CTL, no obstante en algunas ocasiones utilizan gas natural importado como materia prima auxiliar; actualmente ambas instalaciones están muy integradas y son conocidas como Sasol Synfuels o Secunda. Actualmente estas plantas han incrementado su producción de químicos, pero aún siguen produciendo un volumen considerable de combustibles (De Klerk, A., 2011).

⁶ Algunos autores consideran 6 plantas; sin embargo bajo el criterio que se indicó al comienzo del capítulo, solo 5 de ellas tienen como propósito principal el transformar el gas natural en combustibles (plantas GTL); mientras que una de ellas, la Sasol 1, que fue reacondicionada para operar con gas natural, actualmente produce una mayor cantidad de químicos, por lo que prefiere considerarse como una planta GTC (Gas to Chemicals).

2.4.2. PetroSA (Mossgas)

Aun con el éxito inicial de Sasol 1, 2 y 3, el gobierno de Sudáfrica seguía interesado en la seguridad energética de su país y bajo esto, en 1984 inició la investigación de la conversión de gas natural y sus líquidos (NGL, Natural Gas Liquids) en combustibles. Para 1986 el gobierno aprobó el desarrollo del proyecto Mossgas frente a las costas de Mossel Bay. A principios de 1992 comenzó a operar la plataforma marina desde donde se surtiría de gas natural a la planta y esta última terminó de construirse a mediados de 1992, alcanzando su producción total a mediados de 1993 (De Klerk, A., 2011).

Mossgas fue diseñada para producir 33,000 bbl/d de productos, de los cuales 10,500 bbl/d provienen de los NGL y el resto (22,500 bbl/d) de la conversión FT, teniendo para ello un consumo de 230,000 m³/h de gas natural y de 65 m³/h de NGL, esta planta tuvo un costo de US\$2.4 billones. En enero de 2002 como resultado de la fusión de las empresas petroleras del Estado surge la Petroleum Oil and Gas Corporation of South Africa (PetroSA), por lo que actualmente la planta es operada por esta compañía y se le nombra de esa forma. La estructura actual de la empresa es una joint venture con una participación de PetroSA (37.5%), Statoil (37.5%) y Lurgi (25%) (De Klerk, A., 2011; Peterson, R., Tijm, P., 2008).

La producción de Mossgas puede observarse en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Producción de la Planta de PetroSA (Mossgas).

Producto	Producción Barriles/Día (bbl/d)
Propano	530
Gas LP	1665
Gasolina para Motor	17360
Queroseno	3775
Combustible Diesel	8800
Fuel Oil	630

Nota: No incluye la contribución de la unidad LTFT.

Fuente: De Klerk, A. (2011).

Algunas características de esta instalación son (De Klerk, A., 2011; Peterson, R., Tijm, P., 2008):

- Posee una sección para la recuperación de los líquidos del gas natural (NGL).
- Tiene una etapa de reformado del gas natural que emplea el proceso de reformado combinado de Lurgi (un reformador con vapor y un reformador autotérmico).
- Para la conversión FT emplea un proceso HTFT con tres reactores Sasol de lecho fluidizado circulante que operan a 330-360°C y a 2.5 MPa con catalizador a base de hierro, cada reactor está diseñado para una producción de 7,500 bbl/d.
- Posee una sección para la refinación del crudo sintético y otra para el tratamiento de productos acuosos.
- En 2005, Statoil le adicionó un reactor de suspensión de 1,000 bbl/d que emplea un catalizador de Co-LTFT.
- Produce combustibles de uso final.

2.4.3. SMDS Bintulu

Shell comenzó el desarrollo de su tecnología GTL en la década de los setenta y fue hasta 1983 cuando logró desarrollar su primera planta piloto, en la que probó su proceso SMDS, la cual se construyó en su centro de investigación y tecnología en Amsterdam. Posteriormente, en 1986 se estableció una joint venture entre Petronas (10%), Diamond Gas Holding (subsidiaria de Mitsubishi Corporation - 20%), el Sarawak State Government (10%) y Shell (60%) para desarrollar la primera planta comercial en emplear el SMDS en Bintulu, Malasia, aprovechando gas proveniente de un yacimiento marino de Central Luconia. Shell completó las especificaciones de la planta a mediados de 1988 y eligió a JGC Corporation de Japón como el constructor del proyecto. En noviembre de 1989 inició la construcción de la planta y en Mayo de 1993 se terminó, para Septiembre de 1993 Bintulu obtuvo su primera producción (De Klerk, A., 2011).

Bintulu fue diseñada para una capacidad de 12,500 bbl/d de productos con un consumo de 150,000 m³/h de gas natural y tuvo un costo de US\$850 millones. Hacia Diciembre de 1997 hubo una explosión en su unidad de separación de aire lo que obligó a que esta planta saliera de operación hasta el año 2000. Posteriormente se hizo una parada programada de la instalación en 2003, en la que se hicieron modificaciones menores a la planta y con las que se lograron elevar su producción hasta 14,700 bbl/d (De Klerk, A., 2011; Rapier, R., 2010; Van Hardeveld, R.M. et al., 2001).

Para el caso de Bintulu se tiene los siguientes rangos de producción: 0-5% de gas LP y parafinas normales, 30-40% de naftas, 40-70% de destilados medios y 0-30% de bases para lubricantes y ceras (Brown, A., 2011; Hoek, A., 2006; Tijm, P. J. A., 1993).

Algunas características de esta instalación son (De Klerk, A., 2011; Tijm, P. J. A., 1993; Peterson, R., Tijm, P., 2008):

- El syngas se obtiene del proceso Shell Gasification Process (SGP), el cual consiste en una oxidación parcial no catalítica a temperaturas superiores a 1,300°C y presiones de 6.5 MPa lográndose obtener relaciones H₂/CO de 1.7:1, por lo que para ajustar la relación a 2 se requiere de un reformador con vapor operando a 850°C con catalizador a base de níquel.
- La conversión FT se lleva a cabo con un proceso LTFT que emplea un catalizador a base de cobalto, empleando para ello, cuatro reactores multitubulares de lecho fijo (cada reactor contiene 26,000 tubos) que operan a 220°C y 2.5 MPa. En específico a esta etapa se le llama proceso HPS (Heavy Paraffin Synthesis).
- Para la etapa de conversión del crudo sintético a productos se emplean dos unidades, un hidrocraker y un hidrotratamiento, esto se debe a que el crudo sintético obtenido tiene una naturaleza parafínica. A esta etapa se le conoce como HPC (Heavy Paraffin Conversion).
- La porción de agua y oxigenados del FT se envían a una planta de tratamiento de aguas, por lo que no hay recuperación de oxigenados.
- Las instalaciones para procesar las parafinas normales y las bases lubricantes no se encuentran en Bintulu por lo que se exportan y procesan en otras plantas.
- Los combustibles obtenidos se utilizan en mezclas con convencionales obtenidos de refinería.

El proceso empleado por la planta de Bintulu se representa en las Figuras 2.14 y 2.15, mientras que en la Figura 2.16 se muestra la distribución física de sus instalaciones.

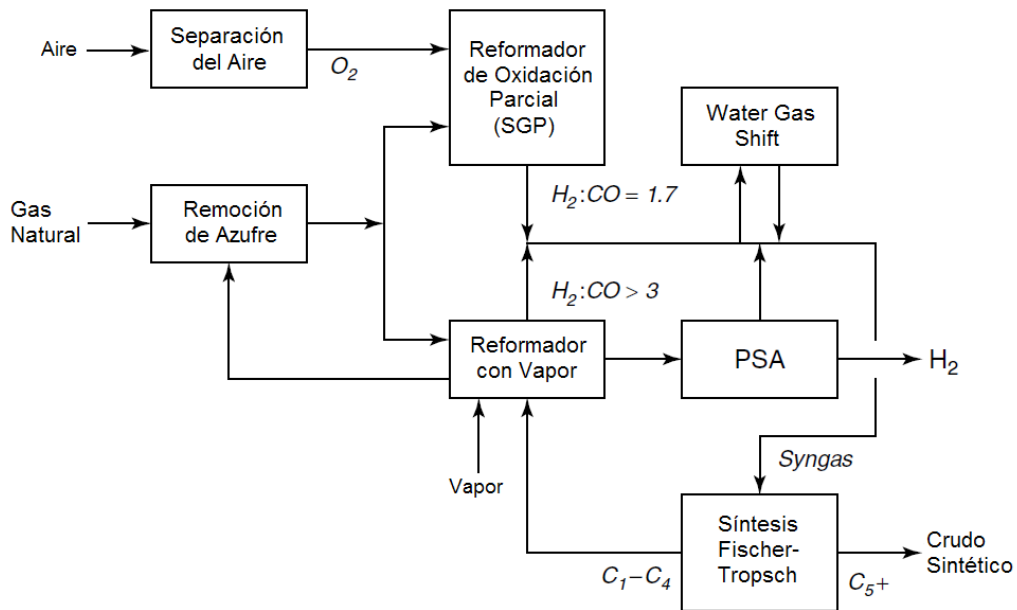


Figura 2.14. Sección de Producción de Syngas y de Síntesis FT de la Planta SMDS Bintulu.
Fuente: De Klerk, A. (2011).

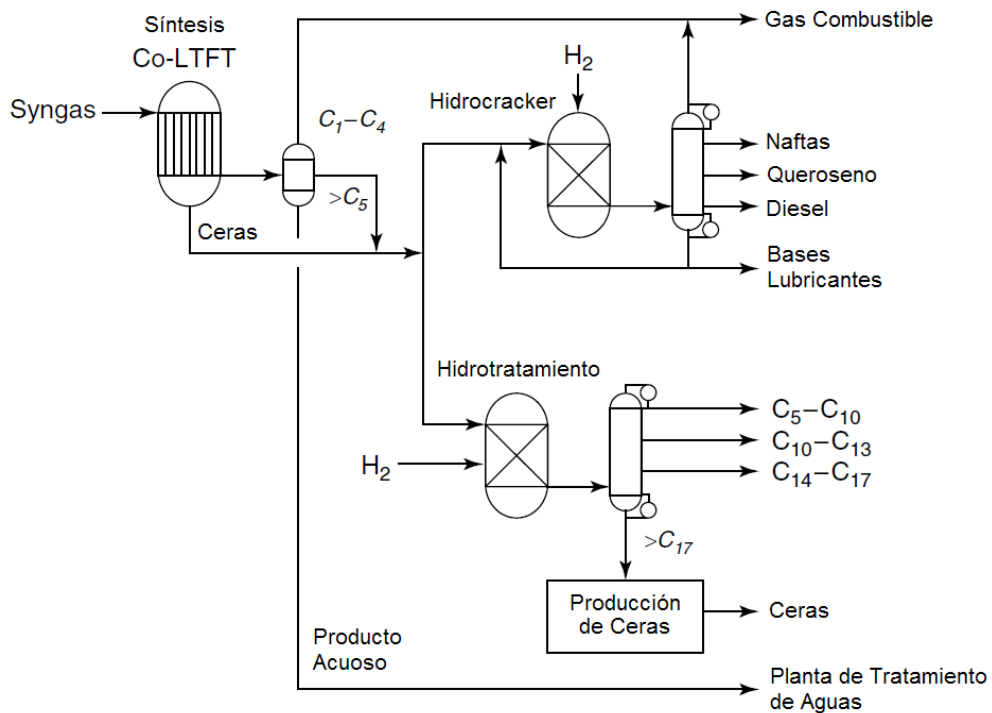


Figura 2.15. Sección de Síntesis FT y de Refinación de la Planta SMDS Bintulu.
Fuente: De Klerk, A. (2011).

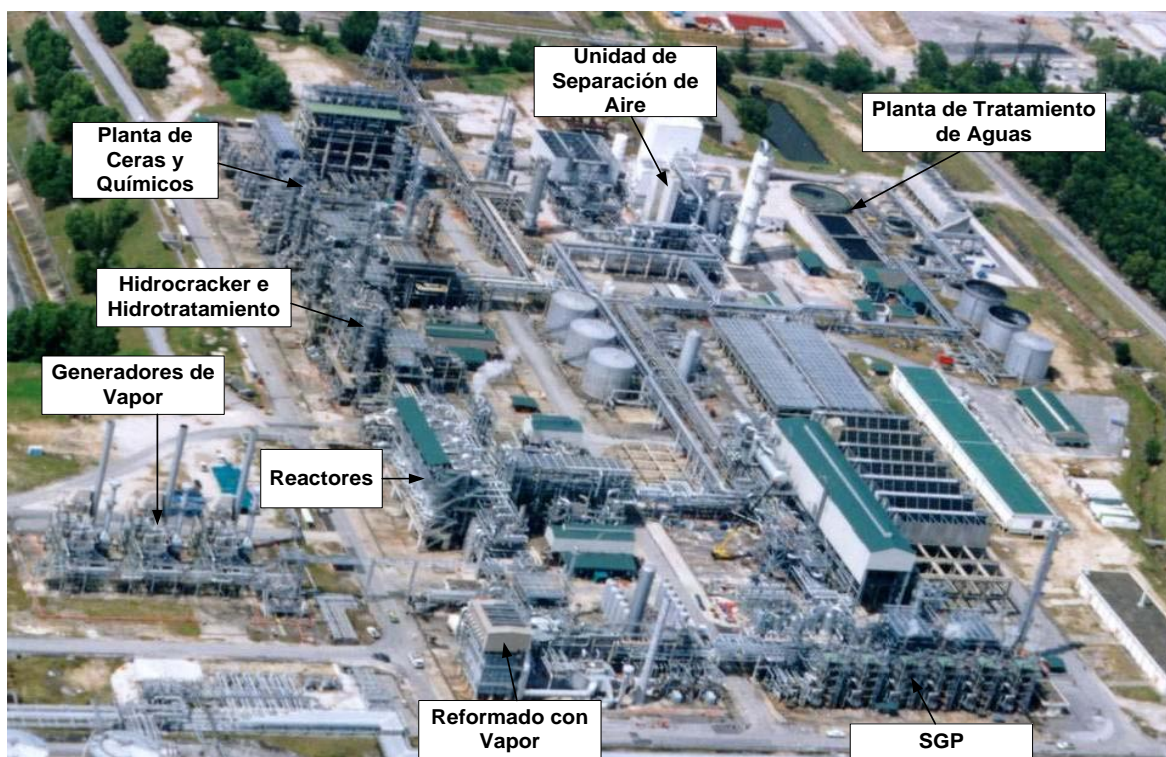


Figura 2.16. Distribución de las Instalaciones de la Planta SMDS Bintulu.
Fuente: Adaptado de Hoek, A. (2006).

2.4.4. Oryx GTL

El proyecto de Oryx GTL se tenía contemplado desde 1997, cuando se formó una inicial joint venture entre Qatar Petroleum, Sasol y Philips Petroleum; sin embargo, ante la caída de los precios del petróleo en 1998 Philips abandonó el proyecto, el cual se retomó hasta que a mediados del 2001 se formó una nueva joint venture entre Qatar Petroleum con una participación del 51% y Sasol con un 49% (De Klerk, A., 2011).

Una vez establecida la relación se realizaron los estudios de factibilidad y el FEED por parte de Foster Wheeler para una planta de 34,000 bbl/d de productos llamada Oryx GTL, cuya construcción a cargo de Technip se hizo en Ras Laffan, Qatar, comenzando a principios de 2003 y finalizando en 2006; esta planta emplea 390,000 m³/h de gas natural proveniente de un yacimiento marino en North Gas Field. Para mediados de 2006 se iniciaron las pruebas y la puesta en marcha de la planta y fue hasta Febrero de 2007 que se obtuvo su primera producción. Oryx GTL tuvo un costo de alrededor de US\$1 billón (De Klerk, A., 2011; IGU; Peterson, R., Tijm, P., 2008).

Algunas características de esta instalación son (De Klerk, A., 2011):

- La producción de syngas se hace empleando un prereformador y un reformador autotérmico, bajo un proceso licenciado por Haldor Topsoe. También se cuenta con un reformador de vapor pero este se utiliza para producir hidrógeno, a partir del gas natural, el cual se utiliza en otras secciones de la planta.

- La conversión FT se lleva a cabo con un proceso LTFT a 230°C y 2.5 MPa en reactores de suspensión empleando un catalizador a base de cobalto. La planta cuenta con dos reactores de este tipo de 2,100 toneladas cada uno, de 10 metros de diámetro y de 60 metros de altura, cada reactor está diseñado para una capacidad cercana a los 17,000 bbl/d de producción. La tecnología de esta etapa es licenciada por Sasol.
- La etapa de mejoramiento consiste de una unidad de hidrocracking que opera a 350°C y 7 MPa. La tecnología de esta etapa es llamada Chevron Isocracking™ y es licenciada por Chevron.
- La planta no cuenta con instalaciones para la recuperación de oxigenados y se envían junto con el agua a una planta de tratamiento.
- Los combustibles obtenidos se utilizan en mezclas con convencionales obtenidos de refinería.

La producción de esta planta puede observarse en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Producción de la Planta Oryx GTL.

Producto	Producción Barriles/Día (bbl/d)
Gas LP	1000
Naftas	7000 – 9000
Destilados Medios	24000 – 26000

Fuente: De Klerk, A. (2011).

El proceso empleado por la planta de Oryx se representa en las Figuras 2.17 y 2.28, mientras que en la Figura 2.19 se muestra la distribución física de sus instalaciones.

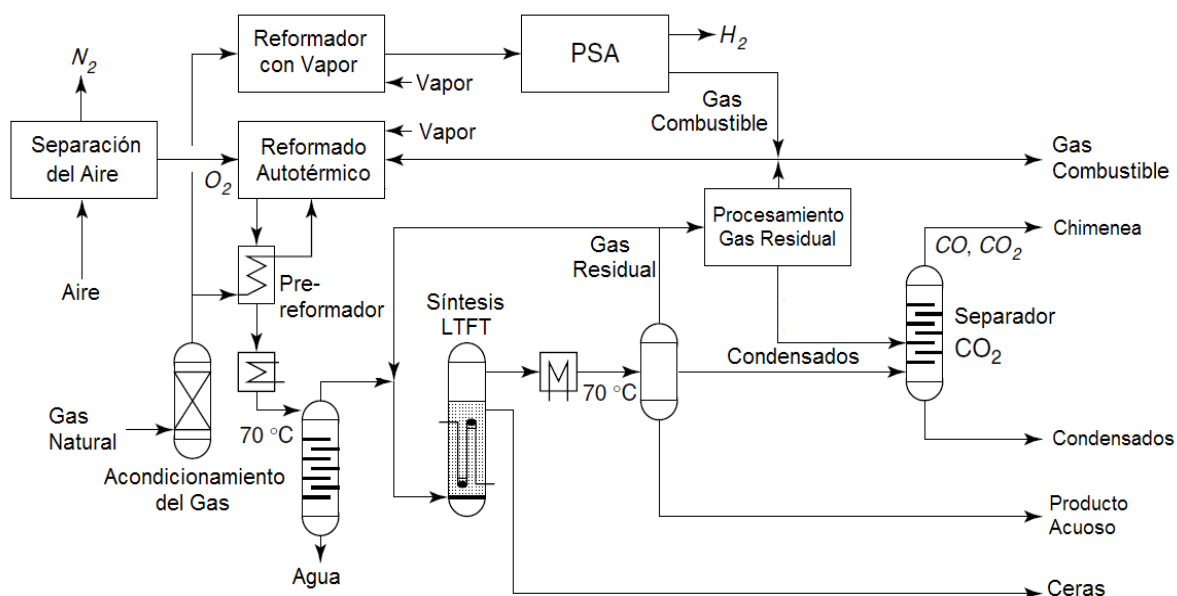


Figura 2.17. Sección de Producción de Syngas, de Síntesis FT y de Recuperación de Condensados de la Planta Oryx GTL.

Fuente: De Klerk, A. (2011).

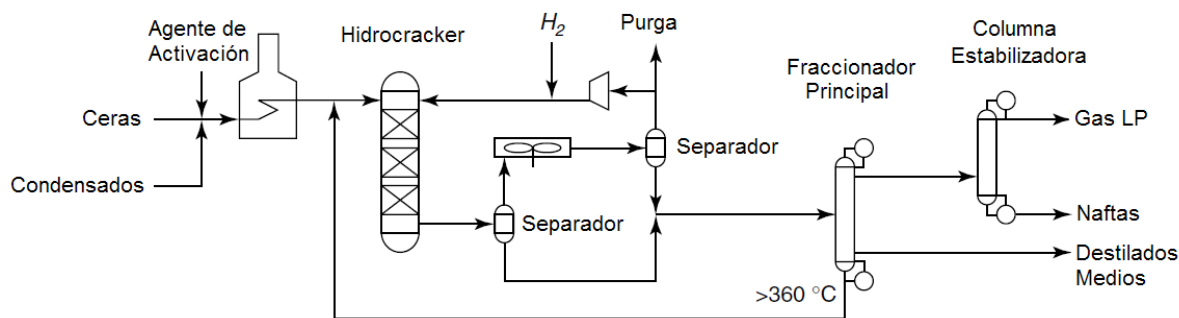


Figura 2.18. Sección de Refinación de la Planta Oryx GTL.
Fuente: De Klerk, A. (2011).

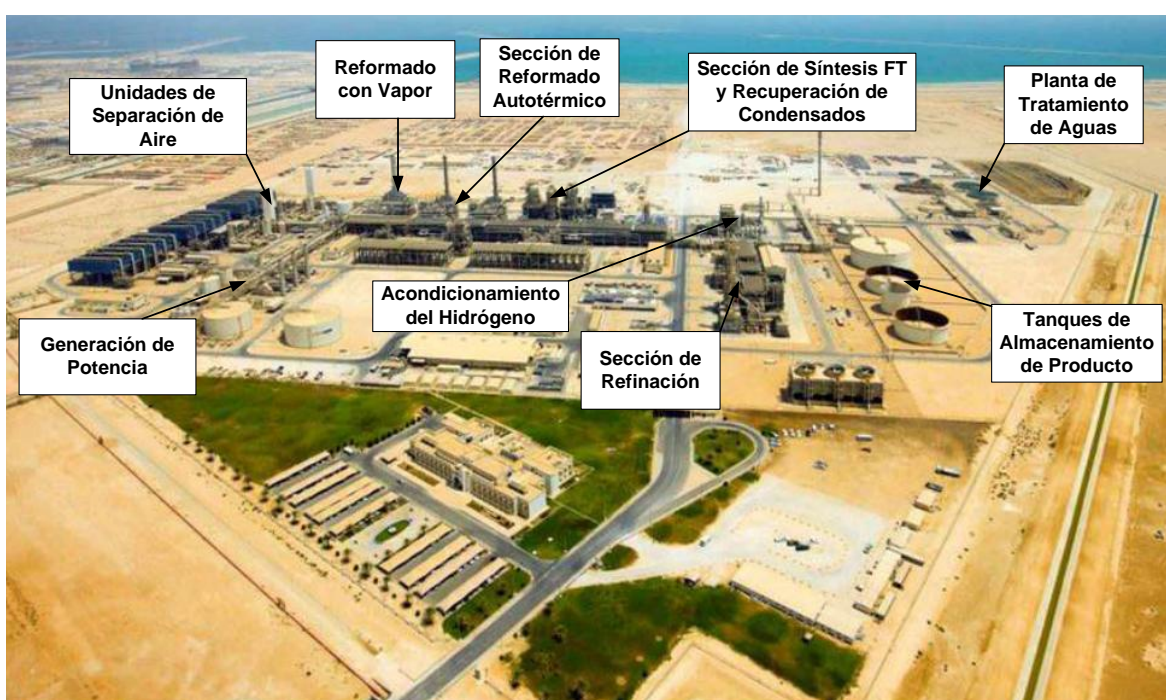


Figura 2.19. Distribución de las Instalaciones de la Planta Oryx GTL.
Fuente: Adaptado de Sasol. (2012).

2.4.5. Escravos GTL

Escravos es una instalación de GTL resultado de una joint venture que inicialmente estaba acordada entre la Nigeria National Petroleum Company, con una participación del 25% y Chevron Nigeria con 75%, pero un acuerdo posterior entre Chevron y Sasol, hizo que esta última adquiriera una participación del 37.5% que se redujo al 10% en 2009 a causa de problemas derivados del incremento en los costos del proyecto. El contrato de IPC (Ingeniería, Procura y Construcción) de esta planta se adjudicó en Abril de 2005 a JGC, KBR and Snamprogetti, no obstante desde su comienzo el proyecto ha tenido muchos retrasos (De Klerk, A., 2011; Hydrocarbons-technology.com; Piit, A., 2007).

Escravos GTL está diseñada para una capacidad de 34,000 bbl/d de productos, consumiendo cerca de 385,000 m³/h de gas natural proveniente de la planta Escravos Gas Plant (EGP) operada por Chevron, esta planta GTL está localizada en la región de Escravos, Nigeria. Hacia mediados de 2011 se llevaba un avance del 76% del proyecto, por lo que se espera que para el 2013 se termine la construcción de la planta y comiencen las etapas de pruebas y arranque; de esta manera su construcción alcanzará los US\$8.4 billones, excediendo las estimaciones iniciales, lo cual puede atribuirse en parte al incremento de costos de ingeniería y materiales ocurrido después del 2006 y a cuestiones como retrasos, cambios en el diseño, conflictos en la región del Delta del Niger, entre otros (De Klerk, A., 2011; Hydrocarbons-technology.com; Reddall, B., 2011).

La planta de Escravos ha sido diseñada bajo un concepto análogo al de Oryx por lo que sus características técnicas serán similares a las descritas para la anterior planta de GTL (De Klerk, A., 2011; Hydrocarbons-technology.com).

2.4.6. Pearl GTL

Pearl GTL consiste en una planta construida en Ras Laffan, Qatar, con una capacidad para 140,000 bbl/d de productos sintéticos obtenidos por FT y empleando un flujo de 2.4 millones m³/h de gas natural proveniente de dos plataformas marinas localizadas en North Field. Esta planta está compuesta por dos trenes de 70,000 bbl/d cada uno. La planta de Pearl GTL también es capaz de procesar 120,000 bbl/d de líquidos del gas natural (NGL), por lo que en suma esta instalación maneja 260,000 bbl/d (De Klerk, A., 2011).

Pearl GTL consiste en un Production Sharing Agreement (PSA – Acuerdo de Producción Compartida) entre el Gobierno de Qatar, a través de Qatar Petroleum, y Shell. Esta planta comenzó su construcción en Febrero de 2007 a cargo, principalmente, de una joint venture entre KBR y JGC Corporation, y se terminó hacia finales de 2010. Las pruebas y el arranque de la primera fase (tren) comenzaron a principios de 2011 logrando exportar su primer embarque de diesel hacia Junio de 2011. La segunda fase (tren) comenzó sus pruebas y puesta en marcha hacia Noviembre de 2011 y se espera alcance su producción total en el 2012. El costo de este proyecto fue de US\$18-US\$19 billones (Brown, A., 2011; EPCengineer, 2012; Evans, D., 2008; Fabricius, N., 2004; Rigzone, 2004; Shell).

La producción de Pearl GTL obtenida por FT tiene los siguientes rangos: 0-5% de parafinas normales, 20-30% de naftas, 10-20% de queroseno, 30-40% de diesel y 20-30% de bases para lubricantes (Brown, A., 2011; EPCengineer, 2012; Mansar, S.).

Algunas características de esta instalación son (Brown, A., 2011; De Klerk, A., 2011; Fabricius, N., 2004; Hoek, A., 2006; Mansar, S.; Shell; Peterson, R., Tijm, P., 2008):

- Es un proyecto integrado que abarca desde las actividades con el yacimiento de gas hasta la comercialización de los productos.
- Cuenta con una sección para la recuperación de los líquidos del gas natural de donde se obtiene etano (25%), gas LP (25%) y condensados (50%); también posee una instalación de desulfurización y procesamiento de azufre de donde se obtiene azufre elemental.

- Con respecto a las secciones de producción del syngas y de conversión FT, estas emplean los mismos procesos que la planta de Bintulu, por lo que su principal diferencia radica en que Pearl GTL emplea mayores factores de escalamiento en todas sus instalaciones.
- Cada tren de la planta posee 12 reactores multitubulares de lecho fijo.
- La etapa de mejoramiento cuenta con unidades de hidrocracking y fraccionamiento, así como secciones de hidrogenación y purificación para producir otros productos.
- No se recuperan los oxigenados por lo que se envían a una planta de tratamiento de aguas.
- Los combustibles obtenidos se utilizan en mezclas con convencionales obtenidos de refinería.

La distribución física de las instalaciones de la planta de Pearl GTL se muestra en la Figura 2.20.

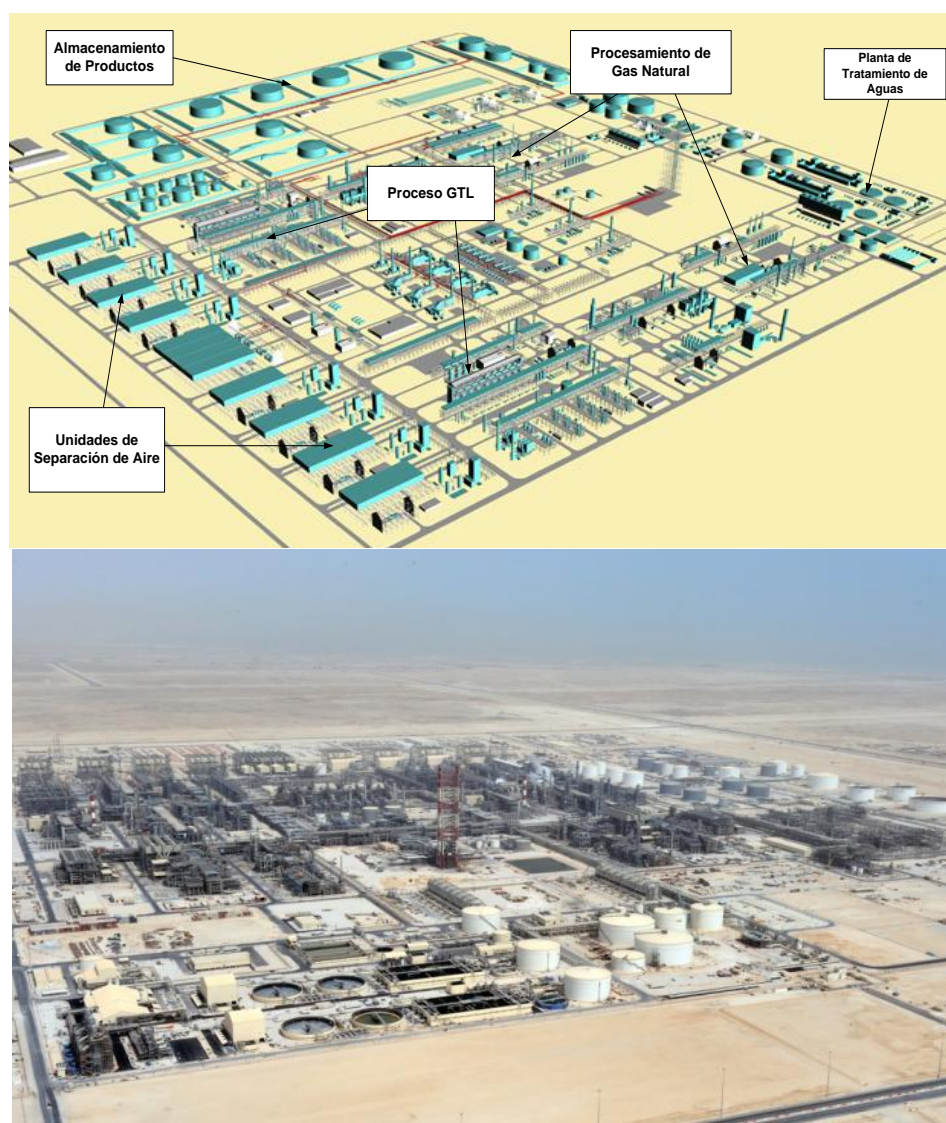


Figura 2.20. Vista de la Distribución de las Instalaciones de la Planta Pearl GTL.
Fuente: Adaptado de Fabricius, N. (2004), Van Schijndel, J. (2006).

2.5. Economía de las Plantas de GTL

En general, se espera que las plantas de GTL cubran una baja proporción de la demanda mundial por combustibles en un futuro cercano; por lo que se considera que su producción, al menos hasta estos momentos, está orientada a la obtención de combustibles de mejor calidad y amigables con el medio ambiente que puedan mezclarse con aquellos obtenidos de la refinación del petróleo, con el propósito de que estos últimos cumplan con las regulaciones ambientales y de calidad que ciertos mercados exigen.

Los primeros éxitos tecnológicos alcanzados por las plantas de GTL hicieron que durante un periodo, que puede ubicarse entre 1995 y 2005, existiera un interés por parte de diversas empresas e inversores por desarrollar esta tecnología, aunque después de estas fechas, se ha observado una gran incertidumbre por emprender nuevos proyectos más allá de los que estaban por iniciarse o que ya se encontraban en operación.

Esta incertidumbre, ha sido generada por algunos factores que afectan en mayor medida la economía de estas plantas, de ahí que la viabilidad de un proyecto de GTL dependerá principalmente de los factores que a continuación se han identificado.

2.5.1. Costos de Inversión

El principal costo de una planta de GTL es el asociado con la inversión en sus instalaciones (también conocido como CAPEX - Capital Expenditures), el cual llega a representar alrededor del 52% de los costos relacionados con estos proyectos, situación que puede atribuirse a su alta complejidad tecnológica y al hecho de que son proyectos intensivos en capital; de ahí que incluso, se ha considerado que una planta estándar de GTL de 34,000 bbl/d es comparable, en términos de ingeniería y construcción, con una refinería convencional de 100,000 bbl/d. (Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C., 2001; Clarke, S. Ghaemmaghami, B., 2003).

Es importante indicar que varios de los CAPEX reportados en la literatura para las plantas de GTL corresponden a estimados que incluyen costos por concepto de equipo de proceso y de instalaciones de servicio y apoyo de la planta, así como la mano de obra para su construcción y/o instalación, también incluyen los costos de ingeniería, procura y construcción por parte del contratista, además de gastos relacionados con las pruebas y el arranque de la planta e incluso por concepto de contingencias y ganancia del contratista; por lo que es común que estos CAPEX representen un costo total de la planta (TPC, Total Plant Cost) expresado como un “overnight cost” con unidades de US\$/bbl/d (HATCH, 2011; Maitlis, P. M., De Klerk, A., 2013; NETL, 2011).

Los costos de inversión para las plantas de GTL se han modificado con el tiempo, ya que a mediados de la década de los cincuenta, estos ascendían a 120,000 US\$/bbl/d, mientras que hacia el año 2000 estos se lograron reducir hasta en un rango de 40,000-60,000 US\$/bbl/d, pero en recientes fechas estos costos se han vuelto a incrementar como consecuencia de los aumentos que se han observado en el sector de la industria del petróleo y el gas (IEA, 2008b).

Múltiples estudios se han realizado sobre la forma en que se ha esperado que los gastos en capital de estas instalaciones varíen con el tiempo, y la tendencia general mostraba que varias empresas

desarrolladoras de estos proyectos, consideraban que durante la década de los ochenta el CAPEX se encontraba en el orden de los 60,000 US\$/bbl/d, y que hacía mediados y finales de la década de los noventa estos se lograrían reducir hasta los 35,000 US\$/bbl/d (algunos inclusive consideraban hasta 25,000-30,000 US\$/bbl/d) como consecuencia de las economías de escala; de tal forma que una vez alcanzado este nivel, los avances tecnológicos logrados permitirían reducir estos costos hasta un “valor objetivo” de 20,000 US\$/bbl/d (o incluso de 17,000 US\$/bbl/d) después de iniciado el siglo XXI; esto, con el fin de hacer más competitivas estas instalaciones frente a las refinerías convencionales cuyos CAPEX estaban en los rangos de 12,000-20,000 US\$/bbl/d hacia comienzos de los años 2000. (Al-Shalchi, W., 2006; Brummelhuis, M., 2003; Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C., 2001; Davies, R., 2003; Rahmim, I. I., 2004; Rahmim, I. I., 2005).

Hacia el año 2000, algunos valores de CAPEX reportados para proyectos de GTL, empleando diferentes tecnologías licenciadas por empresas, eran los mostrados en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. CAPEX para Plantas de GTL Reportados por Empresas hacia el Año 2000 (US\$/bbl/d).

Exxon	Shell	Sasol	Syntroleum	Rentech	Intevp
24,000-29,000	26,000-30,000	20,410-25,800	31,450-37,920	23,100-28,450	19,590-24,380

Fuente: Elaboración propia con datos de Raytheon/PDVSA. (2000).

Sin embargo, de los proyectos que se han concretado se pueden obtener los valores de CAPEX que se muestran en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6. CAPEX para Plantas GTL Comerciales (US\$/bbl/d).

Planta	CAPEX (US\$/bbl/d)	País	Capacidad	Desarrollador de la Tecnología GTL	Fin de la Construcción (Año)
PetroSA (Mossgas)	72,727	Sudáfrica	33,000 bbl/d de los cuales 22,500 bbl/d son productos GTL.	PetroSA	1992
Bintulu	68,000	Malasia	Inicialmente 12,500 bbl/d, actualmente 14,700 bbl/d de productos GTL.	Shell	1993
Oryx GTL	29,412	Qatar	Diseñada para 34,000 bbl/d con una producción estabilizada en 32,400 bbl/d.	Sasol	2006
Pearl GTL	71,154	Qatar	260,000 bbl/d de los cuales 140,000 bbl/d son productos GTL.	Shell	2010
Escravos GTL	247,059	Nigeria	Diseñada para 34,000 bbl/d.	Sasol-Chevron	2013 (Esperado)

Fuente: Elaboración propia con datos de la sección 2.4.

De la Tabla 2.6 se observan los diferentes valores de CAPEX que han tenido estas plantas; que dejando de lado la cuestión del valor del dinero en el tiempo y el lugar donde se realizaron, cabe decir que los proyectos de PetroSA, Bintulu y Pearl GTL se distinguen por tener dentro de su configuración de planta secciones de proceso que no son consideradas en otras plantas con un diseño más estándar, de igual forma, en el caso de Pearl GTL su costo incluyó las inversiones hechas en la infraestructura para la producción del gas que utiliza; por lo que en parte, sus diseños pueden ser responsables de que su CAPEX se diferencie del de otras plantas más genéricas. Por otro lado, el CAPEX de Pearl GTL también se ha considerado afectado por el incremento de costos reportado en el sector de ingeniería y materiales después de 2006, lo cual contribuyó a que su inversión final fuera tres veces superior a la estimada (Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010; Salehi, E., et al., 2013).

Cabe apuntar que al referirse a plantas genéricas, estas se caracterizan por tratarse de plantas de GTL con ubicación costera, cuya configuración de proceso se basa esencialmente en las tres etapas anteriormente descritas y con una capacidad de producción en alrededor de los 34,000 bbl/d distribuida principalmente en destilados medios y naftas (Ghaemmaghmi, B., Clarke, S. C., 2001).

Como ejemplos de plantas genéricas de GTL se puede considerar que la de Oryx GTL y la de Escravos GTL cumplen con esas características, no obstante aún entre ellas hay una gran diferencia en sus CAPEX. A pesar de que ninguna de las plantas construidas hasta el momento logró alcanzar el CAPEX objetivo de 20,000 US\$/bbl/d, se observa que el costo de inversión de Oryx es el que mejor se ha posicionado. El caso de Escravos es muy peculiar, porque aunque es similar a Oryx en términos tecnológicos y de capacidad, su CAPEX se ha elevado considerablemente, lo cual se ha relacionado con los retrasos en su construcción, con los problemas civiles y políticos de la región donde se asienta y con el incremento de precios que ha sufrido recientemente el sector energético y al cual se ha tenido que enfrentar durante su construcción.

Como se observa de los anteriores datos y por considerar un marco de referencia, se podría sugerir que, hacía el 2006 parecía que los CAPEX de las plantas de GTL se iban reduciendo y al menos alcanzando un valor alrededor de los 30,000-35,000 US\$/bbl/d; sin embargo, estudios hacia el 2008 reportaron que los CAPEX de estas instalaciones se habían incrementado hasta en un rango de 70,000-90,000 US\$/bbl/d y nuevas estimaciones hacia el 2012 señalaron un incremento de estos costos hasta en el rango de 85,000-115,000 US\$/bbl/d, en comparación con los 25,000-35,000 US\$/bbl/d de las refinerías convencionales (Peterson, R., Tijm, P. 2008; Salehi, E., et al., 2013).

Con respecto a la distribución de costos entre todas las instalaciones que conforman una planta genérica de GTL, esta se muestra en la Figura 2.21. De la Figura 2.21 se observa que una alta proporción del CAPEX de estas plantas está relacionado con las instalaciones asociadas a la producción del syngas, por lo que las mejoras tecnológicas que se logren en esta área serán significativas para alcanzar el objetivo de reducir los costos de inversión (Lee, S., Speight, J. G., Loyalka, S. K., 2007).

Otro aspecto que afecta el CAPEX de estos proyectos es el programa de construcción de la planta, por lo que de acuerdo a estudios, un programa óptimo para una planta genérica de GTL con una capacidad de producción de 34,000 bbl/d estaría en alrededor de 30 a 33 meses desde el inicio de la ingeniería de detalle hasta su terminación mecánica, para después tener 5 meses más dedicados a las etapas de pruebas y arranque de la planta hasta iniciada su operación comercial.

(Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C., 2001; Clarke, S. Ghaemmaghami, B., 2003). Un programa típico de IPC (Ingeniería, Procura y Construcción) para este tipo de plantas se muestra en la Figura 2.22.

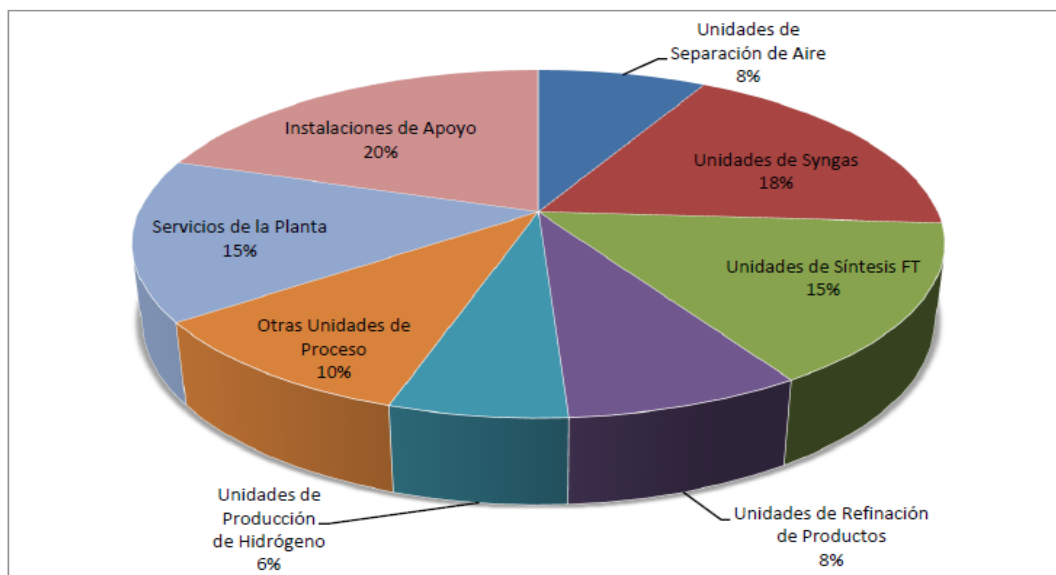


Figura 2.21. Distribución Típica de los Costos de Capital de una Planta Genérica de GTL.
Fuente: Elaboración propia con datos de Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C. (2001), Maitlis, P. M., De Klerk, A. (2013).

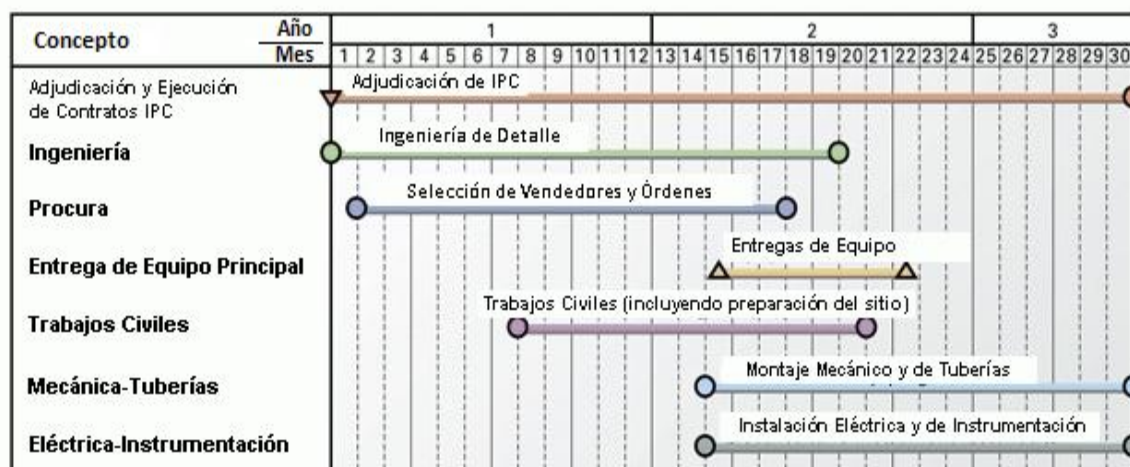


Figura 2.22. Programa Típico de IPC para una Planta Genérica de GTL.
Fuente: Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C. (2001).

2.5.2. Costos de Operación y Mantenimiento

De acuerdo con estudios, los costos de operación y mantenimiento o también llamados OPEX (Operating Expenditures) para una planta genérica de GTL, que usualmente incluyen la operación y mantenimiento de las instalaciones, los gastos administrativos y generales, los seguros, los servicios y aquellos asociados con catalizadores y químicos (sin incluir el costo del gas natural), se

encontraban en un rango de 4.5 US\$/bbl/d a 5.5 US\$/bbl/d hacia el 2006 (Al-Saadoon, F. T., 2007; Economides, M. J., 2005; Morales-Udaeta, M. E., et al., 2007).

Datos más recientes indican que después de 2008 y hacia el 2012 los OPEX de las plantas de GTL se incrementaron hasta en el rango de 15-20 US\$/bbl/d (Horace, O. H., Lesa, S. A., 2012; Peterson, R., Tijm, P. 2008; Salehi, E., et al., 2013).

2.5.3. Costos de Transporte

Las plantas de GTL que se encuentran fuera de Sudáfrica se caracterizan por comercializar la mayor parte de su producción fuera de su país de origen; por ello, aunado con el hecho de que al menos hasta el momento, los yacimientos de donde se está obteniendo el gas natural para estas instalaciones son marinos, han hecho que estas plantas se localicen en zonas costeras, en donde se facilite la recepción de su materia prima y la transferencia de sus productos a embarcaciones que los transporten hasta sus mercados de consumo⁷.

Por lo anterior, los estudios que plantean costos de transporte asociados con proyectos de GTL, consideran que este se realiza por vía marítima; de tal manera, que la valoración precisa de estos costos requiere de la definición del punto de origen y de destino de los productos, por lo cual, este concepto muestra una diversidad de valores dependiendo de la ruta que seguirá la embarcación (por ejemplo un viaje de Medio Oriente a Europa, o de Medio Oriente a Asia, etc.) (Economides, M. J., 2005).

Cabe destacar que los costos asociados con este tipo de transporte además de depender de la ruta, también lo hacen de las características y capacidad de la embarcación contratada, del tipo de carga y en algunos casos del mercado internacional de fletes marítimos, lo cual queda de manifiesto en el hecho de que el precio de un determinado flete entre dos puntos puede calcularse a partir de los costos reportados por la Worldscale Association y multiplicados por un factor Worldscale que refleja la demanda de ese determinado flete en cierto tiempo, este sistema de tarifas se expresa en US\$/tonelada métrica pero pueden convertirse en términos de US\$/bbl (Stopford, M., 2009).

De una manera amplia, puede indicarse que las rutas marítimas más comunes para el intercambio de productos petroleros, y sin considerar el efecto de la demanda o de otras características derivadas del mercado de fletes, reportan costos entre 0.5 US\$/bbl a 3.5 US\$/bbl desde 2005 y hacia 2012 (Economides, M. J., 2005; PetroStrategies, Inc., 2009; Salehi, E., et al., 2013).

2.5.4. Precio del Gas Natural

El gas natural es el principal insumo de las plantas de GTL y por ello tiene un alto impacto sobre la economía de este tipo de proyectos, sobre todo bajo condiciones de variabilidad en sus precios;

⁷ Hasta el momento las plantas de GTL comerciales de Sasol y Shell emplean principalmente la vía marítima para el envío de sus productos hasta sus mercados de consumo, por lo que en este trabajo se considera que una planta genérica de GTL utiliza esta forma de transporte y no se suponen otros medios como los terrestres (Al-Fehaidi, R., 2010; Brown, A., 2011).

por lo que de forma general, se observa que la viabilidad de una planta de GTL está muy relacionada con la posibilidad de poder adquirir el gas natural que consume a precios bajos.

Las plantas de GTL se han propuesto como una alternativa que justifique el desarrollo de yacimientos con “stranded gas”, es decir, yacimientos que pueden ser fácilmente desarrollados pero que están demasiado alejados de su mercado de consumo y poseen un contenido de gas que no es suficiente como para satisfacer, en primera instancia, los requerimientos de un gasoducto o de un proyecto de LNG; razones por las que se considera injustificable el desarrollo de estos yacimientos y que por ello permanezcan como acumulaciones de gas que no reportan utilidad.

Dadas las condiciones que se considera tiene un yacimiento con “stranded gas” se razona que las plantas de GTL son una buena opción para justificar su explotación, resultando al mismo tiempo benéfico para la economía de la instalación, ya que esto le permitiría obtener su materia prima, el gas natural, a un precio bajo y con un comportamiento más controlado; esto porque no se estaría trabajando con gas expuesto a los efectos de la oferta y la demanda ni tampoco con un suministro de gas a través de contratos de suministro fijados con precios altos; ya que por un lado, el stranded gas no estaría satisfaciendo algún otro mercado y por otra parte es gas que no llega a la planta desde lugares remotos dado que los proyectos de GTL se localizan cerca del lugar de donde obtienen su materia prima.

No obstante, los proyectos comerciales de GTL existentes obtienen su gas natural de algún proveedor que no necesariamente lo extrae de yacimientos con stranded gas; siendo también común que las empresas desarrolladoras de la tecnología GTL, como Shell y Sasol, establezcan joint ventures con las empresas dueñas del recurso o con aquellas que tienen inversiones en el suministro del mismo, como lo son las empresas nacionales de gas o sus gobiernos, con el propósito de desarrollar sus proyectos y tener un suministro seguro de la materia prima.

Así mismo, en el caso de las instalaciones de GTL actuales es común que sus propietarios compren el gas natural a un suministrador muy cercano a la planta, logrando establecer con él contratos de suministro a largo plazo, por periodos de 25 a 30 años, pero con precios bajos, que se ajusten proporcionalmente con la inflación de Estados Unidos y con los movimientos del precio del petróleo, y bajo cláusulas de “take or pay”. Por lo que, en este tipo de proyectos se ha tenido la posibilidad de entablar una negociación comercial más directa entre el suministrador del gas y el propietario de la planta de GTL, con el propósito de fijar un precio razonable para ambas partes (Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010; Peterson, R., Tijm, P., 2008; Salehi, E., et al., 2013).

Ejemplo de lo anterior es el caso de la planta de Oryx GTL, cuyo proveedor de gas natural es Al Khaleej, una joint venture entre ExxonMobil Middle East Gas Marketing y la Qatar Petroleum; empresa con la cual entabló un contrato take or pay por 25 años que puede extenderse hasta por 7 años más, bajo un precio calculado hacia el 2006 de 0.5 US\$/MMBtu y suficiente para el consumo de una planta de GTL con una capacidad de producción de 34,000 bbl/d (Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010).

También es importante apuntar que hasta el momento las plantas de GTL desarrolladas se han establecido en localizaciones cercanas a yacimientos convencionales de gas natural, con abundantes reservas y relativamente fáciles de desarrollar.

2.5.5. Precio del Petróleo Crudo

Ya que los productos obtenidos de una planta de GTL son similares a los producidos por una refinería de petróleo, los precios de ambos tienden a ser similares; sobre todo porque aun cuando los productos de GTL se introduzcan al mercado, la alta proporción que mantendrán los derivados del petróleo hará que la fijación de precios por parte de estos prevalezca por encima de los anteriores; por otra parte, como los precios de los productos de una refinería convencional dependen en gran medida de los precios del crudo, este criterio también puede extenderse al caso de los precios de los productos de GTL.

Bajo estas condiciones, varios de los estudios de factibilidad realizados para proyectos de GTL consideran que el cálculo de los precios de sus productos, esté en función del precio del petróleo. De esta forma, se ha reportado que la viabilidad de las plantas de GTL dependerá de que el precio del crudo se mantenga por encima de algún umbral, que entre el año 2000 al 2005 se reportaba en alrededor de los 20 US\$/bbl de crudo y que en fechas recientes se ha calculado por encima de los 85 US\$/bbl de crudo, cuando el precio del gas natural se encuentra cerca de los 2 US\$/MMBtu en ambos casos. (Economides, M. J., 2005; HATCH, 2011; Hobbs, H. O., Adair, L. S., 2012; Raytheon/PDVSA, 2000; Robertson E. P., 1999).

Con base en lo anterior es importante apuntar que la viabilidad de una instalación de GTL se ve mejorada con el incremento de los precios del petróleo. Por lo que se considera que el mejor escenario para una planta de este tipo, es comprar el gas natural a precios bajos y vender sus productos a precios altos, lo cual es equivalente a decir, que el precio del crudo se mantenga elevado.

2.5.6. Aspectos Tecnológicos

Existen ciertos aspectos tecnológicos que afectan la viabilidad de las plantas de GTL, principalmente porque se reflejan en cuestión de costos; por lo que se espera que los avances tecnológicos que se vayan logrando permitan una reducción en la inversión de estas instalaciones; es por ello, que a continuación se harán notar algunos de los aspectos técnicos en los que más se ha enfocado el mejoramiento de estas plantas.

La eficiencia térmica de las instalaciones de GTL que hasta el momento se han desarrollado se encuentra en alrededor del 60%, por lo que con el fin de incrementar este parámetro, los desarrolladores del proceso han tratado de que este obtenga más productos de valor reduciendo el consumo de gas natural y de combustibles, aunado a esto también investigan la integración térmica del proceso que le permita a la planta aprovechar la mayor parte de la energía que esta pueda generar en algunas de sus etapas (Clarke, S. Ghaemmaghami, B., 2003; Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C., 2001).

Como se observa de la distribución de los costos de inversión, véase Figura 2.21, las instalaciones relacionadas con la producción del syngas ocupan una alta proporción de estos, razón por la cual se ha buscado desarrollar o implementar otras tecnologías que permitan obtener el oxígeno requerido por el proceso a un menor costo, para ello se ha investigado la aplicabilidad de reformadores compactos o de tecnologías con membranas cerámicas. Por lo que al mejorar esta

etapa del proceso también se busca reducir el consumo de potencia y de combustibles de la planta. (Al-Shalchi, W., 2006; Asheley, M., et al. 2003; Cooke, J., 2003).

Los catalizadores utilizados por estas plantas son caros y muy sensibles a la presencia de compuestos que pueden desactivarlos; por ello, continuamente se investigan nuevas generaciones de catalizadores más resistentes, que promuevan una alta conversión y selectividad, que se consuman en menores cantidades, que promuevan el uso de condiciones de operación que requieran de menores demandas energéticas y que sean de menor costo (Al-Shalchi, W., 2006; Cooke, J., 2003).

También se han identificado otras cuestiones técnicas que deben mejorarse y que se relacionan con el desarrollo del proyecto, las cuales involucran el mejoramiento de tareas durante las fases de planeación, ingeniería, procura, construcción, pruebas, arranque y operación; esto porque se ha observado que en los proyectos desarrollados se han tenido fallas durante la ejecución de estas etapas, como por ejemplo, durante el arranque de la planta de Oryx, en el retraso de la construcción de Escravos o como la explosión de la unidad de separación de aire de Bintulu cuando ya estaba en operación (Halstead, K., 2008; Hayward, P., 2005).

Finalmente, también se ha considerado que la integración de las plantas de GTL con otras instalaciones industriales ayudaría a mejorar la economía de este tipo de proyectos (Idaho National Laboratory, 2011; Raytheon/PDVSA, 2000).

2.5.7. Mercado de los Productos de GTL

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, a nivel mundial el crecimiento en la demanda de petróleo está asociado con la creciente demanda de destilados medios y con la expansión de la industria petroquímica, lo cual impone un gran reto tecnológico para las refinerías convencionales y representa un potencial mercado para los productos de GTL.

Por otra parte, los mercados en los que los productos de GTL han tenido su principal recibimiento son en aquellos en los que se aprecian sus propiedades; de ahí que los mercados prioritarios para las empresas que comercializan estos productos, como Sasol y Shell, son el europeo y el de Asia-Pacífico (Al-Fehaidi, R., 2010; Brown, A., 2011).

En el caso de una planta genérica de GTL, el principal producto obtenido es el diesel de GTL, cuyas principales características de interés se muestran en la Tabla 2.7 y se comparan con las especificaciones del diesel requeridas por la Unión Europea.

Tabla 2.7. Especificaciones del Diesel Europeo y Características del Diesel de GTL.

Propiedad	Especificaciones para Diesel Europeo EN 590:2009	Diesel de GTL
Azufre, max (ppm)	10 (desde el 2009)	<5
Densidad @ 15°C, (kg/m ³)	820-845	770-800
Cetano, min	51	>70
Poli-Aromáticos, max (vol%)	8	<1

Fuente: Elaboración propia con datos de Danielsson, D., Erlandsson, L. (2010), Sasol.

De la Tabla 2.7 se observa que el diesel obtenido por GTL cumple satisfactoriamente las especificaciones ambientales europeas para el diesel, razón por la cual se le ha considerado como un combustible amigable con el medio ambiente y de alta calidad. Precisamente por estas características es que el diesel de GTL ha sido bien recibido en países de la Unión Europea donde las regulaciones ambientales para este combustible se han intensificado desde 2009. Así mismo, cabe apuntar que actualmente en el mercado europeo, el diesel de GTL se utiliza como un componente de mezcla con diesel convencional para traer este a especificaciones, esto debido a que el parámetro europeo para densidad no permite el uso del diesel de GTL por sí solo, lo cual no implica que este combustible no pueda emplearse al 100% en los motores diesel existentes (Corke, M., 2005; Hawes, M., 2005; Pytte, T., 2005; Sasol).

A nivel mundial se espera que el consumo de diesel crezca como consecuencia de las necesidades de transporte de carga y de servicios asociadas al crecimiento económico, así como por la incorporación de este combustible en vehículos de pasajeros (dieselización). En términos regionales, el mayor consumo de diesel se da en Europa (cerca del 23.3% del consumo mundial en 2011 y con una tasa de crecimiento anual promedio del 0.7% entre 2001 y 2011) y en la región de Asia-Pacífico (cerca del 31.5% del consumo mundial en 2011 y con una tasa de crecimiento anual promedio del 2.45% entre 2001 y 2011), siendo además que estas zonas se caracterizan por un consumo de diesel superior al de gasolina (BP, 2012). Igualmente, son en estas regiones en las que poco a poco se han reducido los márgenes de contaminantes en el diesel y es por ello que se han identificado como los principales mercados en los que es posible comercializar el diesel de GTL.

Para la Agencia Internacional de Energía, el mercado del diesel y de otros destilados medios ha experimentado dos importantes sucesos en los últimos años, uno de ellos es el incremento abrupto de su demanda en países en desarrollo y el otro es la intensificación de regulaciones ambientales sobre estos combustibles en la Unión Europea. En el caso de la demanda, como se indicó anteriormente, los mercados europeos y el de Asia-Pacífico destacan por los altos volúmenes de consumo que tienen de diesel; aunque ante la actual situación económica que viven los países europeos, se espera que su demanda por este producto crezca a una tasa promedio anual del 0.3% entre 2010 y 2016, mientras que para la región de Asia-Pacífico se espera una tasa de crecimiento anual en su demanda cercana al 4.1% durante el mismo periodo (IEA, 2008; IEA, 2009; IEA, 2011).

En el caso del mercado europeo, la IEA y la OPEP han destacado que ante la creciente demanda de diesel con especificaciones ambientales más estrictas, las refinerías convencionales se enfrentan a un reto en términos tanto de cantidad como de calidad, lo cual ha implicado que estas requieran de fuertes inversiones en instalaciones que le procuren cumplir con dichas regulaciones en sus productos y que al mismo tiempo no tengan una alta generación de emisiones durante su producción (IEA, 2008; IEA, 2009; OPEP, 2010); condiciones que han representado un gran desafío económico para la región y que en parte han hecho que algunos refinadores de petróleo de la zona se interesen por el diesel de GTL, con el propósito de lograr que sus productos estén bajo especificación recurriendo al uso de mezclas y con ello reducir sus inversiones en bienes de capital y en otros futuros gastos derivados de estas.

El mercado Norteamericano recientemente se ha vuelto de interés para los desarrolladores de proyectos de GTL, esto porque en los últimos años ha logrado que los precios del gas natural en su región sean bajos y por el hecho de que poco a poco está tratando de impulsar el consumo de

diesel en vehículos de pasajeros, adicional a esto a mediados del 2006 la EPA (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos/U. S. Environmental Protection Agency) intensificó las medidas regulatorias sobre este combustible al determinar un contenido máximo de azufre de 15 ppm en el diesel para vehículos, lo que ha originado el llamado Ultra-Low Sulfur Diesel (ULSD), situación que al igual que en el caso europeo ha resultado un desafío económico y técnico para los refinadores de la región (Diesel Technology Forum, 2011; Harwell, L., et al., 2003).

A pesar del contexto anterior, en la región norteamericana aun no se ha logrado concretar un proyecto de GTL, lo cual en parte puede deberse a que su consumo de gasolina es mucho mayor al de diesel, empleando este último principalmente en maquinaria y en transporte de pasajeros y carga, por lo que aunado con la reciente situación económica de la región, la IEA espera que su demanda por diesel entre el 2010 y 2016 tenga una tasa promedio anual del -0.2% (IEA, 2011). De tal forma que varios proyectos propuestos para la zona se han cancelado o recientemente solo algunas compañías como Sasol han empezado a desarrollar estudios de factibilidad.

Otro de los productos de importancia en una planta genérica de GTL son las naftas, las cuales se caracterizan por ser altamente parafínicas y con una baja cantidad de aromáticos, por lo que en vez de utilizarse como componente de mezcla para gasolinas tienen una mayor utilidad en la producción de olefinas, ya que incluso con este tipo de naftas es posible obtener un mayor rendimiento de aquellas; de ahí que el principal mercado para las naftas de GTL sean las regiones con una importante actividad petroquímica, como es el caso de la región Asia-Pacífico que puede considerarse un importante consumidor de estas debido al rápido crecimiento del sector en ella (Corke, M., 2005; Sasol).

La IEA destaca que las principales adiciones de capacidad petroquímica a nivel mundial se concentrarán en Asia-Pacífico y en el Medio Oriente. En el caso de Asia-Pacífico, esta agencia indica que China busca convertirse en la principal potencia petroquímica de aquél continente destacando por su producción de etileno; de la misma manera, países como Singapur, Tailandia y la India le seguirán en importancia de adiciones en capacidad petroquímica, que al igual que en China, se caracterizarán por operar con naftas como materia prima; distinguiéndose de las adiciones de capacidad petroquímica en Medio Oriente, en donde se espera que sus plantas utilicen como principal materia prima el etano o en su caso el gas LP. De ahí que se reafirme la idea de que el principal receptor de las naftas de GTL podría ser la región de Asia-Pacífico. La IEA estima que la demanda de este producto en la región antes indicada tendrá una tasa promedio de crecimiento anual del 4.3% del 2010 al 2016 (IEA, 2008; IEA, 2009; IEA, 2011).

De las plantas de GTL también es posible obtener queroseno, que con un número de cetano de entre 55-60 y prácticamente sin azufre ni aromáticos, puede utilizarse para el calentamiento doméstico y como combustible de aviación; con respecto a este combustible la IEA estima que sus principales consumidores serán las regiones de América del Norte, Asia-Pacífico y Europa, siendo la región de Asia-Pacífico la que experimente la mayor tasa promedio de crecimiento anual en su demanda, cercana al 2.3% entre 2010 y 2016. Otro producto de GTL son las parafinas normales en el rango de C₁₀-C₁₃, las cuáles sirven como materia prima para detergentes. Adicionalmente, es común la producción de gas LP, el cual por lo general se consume dentro de la misma planta o bien, puede procesarse con el obtenido de otras instalaciones para propósitos de comercialización (Rahmim, I. I., 2005; Rahmim, I. I., 2010; Raytheon/PDVSA, 2000; Shell, 2011).

Las plantas de GTL también pueden producir bases para lubricantes de alta calidad con una composición parafínica de alto peso molecular, sin presencia de azufre, nitrógeno ni aromáticos y con un muy alto índice de viscosidad (es decir, con una viscosidad que no se ve tan afectada por los cambios de temperatura). Otro posible producto de GTL son las ceras, que se caracterizan por ser hidrocarburos lineales en el orden de C_{20} - C_{100} y que son más fáciles de procesar que aquellas que se obtienen de refinerías convencionales por tratamiento con solventes. Hay que hacer notar que el mercado internacional de lubricantes y ceras es pequeño en comparación con el de combustibles, por lo que algunas instalaciones de GTL han preferido no producir altos volúmenes de aquellos al considerar que pueden alterar las condiciones prevaletientes y por ello, han optado por controlar o retrasar su producción (Rahmim, I. I., 2005; Rahmim, I. I., 2010; Raytheon/PDVSA, 2000).

2.6. Conclusiones del Capítulo 2

En este capítulo se estudiaron algunos aspectos tecnológicos relacionados con el proceso bajo el que operan las plantas de GTL, con lo que se entiende el porqué de ciertos aspectos científicos y técnicos de estas instalaciones.

Así mismo, se realizó una revisión de los principales desarrolladores de tecnología de GTL así como de algunos de los proyectos de GTL que se han planteado, algunos de los cuales se han materializado, habiendo cinco plantas comerciales a nivel mundial en operación o por finalizarse, mientras que algunos otros se han tenido que cancelar. Lo anterior muestra que esta alternativa de monetización con una tecnología consolidada y en constante mejora, y que dada su comercialización podría hablarse en la actualidad de una industria naciente y de un interés muy particular para muy pocos actores a nivel mundial.

Además, en esta sección de la tesis se hizo un estudio de algunos de los principales factores que afectan la economía de las plantas de GTL; resaltando de entre ellos, sus costos de inversión (CAPEX), tema que es constantemente remitido en la literatura como uno de los puntos clave para la mejora de la viabilidad de estas plantas.

Capítulo 3

Opciones Reales

3.1. Introducción

Comúnmente la evaluación de proyectos se ha fundamentado en la aplicación de ciertas metodologías convencionales que si bien han demostrado su valor, no toman en cuenta las estrategias, que una vez emprendido el proyecto, se pueden implementar a lo largo de la vida del mismo; de ahí el interés por la aplicabilidad de las Opciones Reales como una forma de evaluar la flexibilidad que en cierta medida tiene implícita un proyecto y con ello mejorar la toma de decisiones al momento de emprender una inversión.

Las Opciones Reales además de ofrecer una visión diferente en el entendimiento del proceso de creación de valor, proporcionan herramientas analíticas que permiten valorar diferentes tipos de proyectos de inversión; no obstante, su origen se ha basado en la aplicabilidad de algunos conceptos y modelos desarrollados en el campo de las Opciones Financieras, de ahí que antes de entrar en detalle con el tema de interés, sea conveniente retomar algunos conceptos del campo de las finanzas en los que se sustenta esta disciplina.

3.2. Opciones Financieras

3.2.1. Derivados Financieros

Un derivado financiero se define como un instrumento cuyo valor depende o se “deriva” del valor de un bien o activo denominado subyacente. Un bien subyacente puede ser alguna materia prima cuyo precio se cotice en los mercados internacionales (commodity), como el trigo, el oro o el petróleo; o bien algún instrumento financiero, como los títulos accionarios, los índices, los tipos de interés, las divisas (tipos de cambio) o un instrumento de deuda (De Lara, H. A., 2005).

El crecimiento del mercado de derivados financieros se ha visto impulsado por (De Lara, H. A., 2008):

- La fluctuación de los precios de materias primas, tasas de interés, tipos de cambio y títulos accionarios, cuya volatilidad en los últimos años ha obligado a los agentes económicos a reducir riesgos mediante el uso de productos derivados.
- Los avances tecnológicos en telecomunicaciones y sistemas de información automatizados que han permitido la globalización de los mercados financieros.
- Los hombres de negocios contemporáneos que cada vez están más preocupados por medir y administrar sus riesgos, y cuya nueva forma de hacer negocios consiste en comprar o vender un producto, fijando por anticipado el precio del mismo en el momento más rentable, para asegurar ganancias esperadas.

De esta forma, los principales productos derivados que se han generado son (Hull, J. C., 2002):

- **Contratos a Plazo (o Adelantados, Forwards).** Los contratos a plazo se parecen a los contratos de futuros en que son acuerdos que obligan a sus partes a comprar o vender un activo en cierta fecha futura a un precio previamente pactado; sin embargo estos se pactan en mercados Over-The-Counter (OTC), por lo que los acuerdos no son estandarizados y los participantes son libres para decidir cualquier acuerdo que les resulte benéfico.
- **Contratos de Futuros.** Un contrato de futuros es un acuerdo que obliga a las partes a comprar o vender un activo en una fecha futura a un precio previamente determinado, este tipo de contratos son estandarizados y se negocian en mercados organizados.
- **Contratos de Opciones.** Las opciones son instrumentos que otorgan a su titular el derecho de hacer algo sin estar obligado a ello. Estos productos se describirán con más detalle en la siguiente sección.
- **Contratos de Swaps.** Un swap es un acuerdo entre dos partes en el que se compromete el intercambio de flujos de caja en el futuro. El acuerdo define las fechas en las cuales se deben pagar los flujos de efectivo y la manera de calcular dichos flujos. Por lo general estos contratos son hechos a la medida y en su mayoría se comercializan en mercados OTC.

3.2.2. Conceptos y Clasificación de Opciones Financieras

Las opciones financieras o llamadas simplemente opciones, son contratos que le dan el derecho a su poseedor, pero no la obligación, de vender o comprar un subyacente a un precio determinado durante un periodo de tiempo o en una fecha prefijada, a cambio de una prima (Lamothe-Fernández P., et al., 2003).

Por lo tanto se observa que una opción se especifica con (Hull, J. C., 2002; Kaepfel, J., 2002):

- **Subyacente (Underlying):** que se refiere al activo que se comprará o venderá. En el campo financiero, algunos subyacentes son:
 - Acciones
 - Divisas
 - Índices bursátiles
 - Tipos de interés
 - Instrumentos de deuda
 - Forwards
 - Futuros
 - Swaps
 - Otras opciones

- **Precio de Ejercicio** (Exercise Price o Strike Price): que se refiere al precio contractual al que se comprará o venderá el subyacente.
- **Fecha de Ejercicio** (Expiration Date, Exercise Date o Maturity): que se refiere a la fecha de finalización o de vencimiento del contrato, por lo que representa la fecha para ejercer la opción o en su caso la fecha máxima para ejercerla.

Como las opciones otorgan derechos de compra o de venta, una primera clasificación de estas puede hacerse de la siguiente manera (Hull, J. C., 2002; Kaepfel, J., 2002):

- **Opciones CALL:** las Opciones Call son Opciones de Compra, por lo que estas dan a su titular el derecho, más no la obligación, de comprar un activo a un precio determinado en una fecha establecida.
- **Opciones PUT:** las Opciones Put son Opciones de Venta, por lo que éstas dan a su titular el derecho, más no la obligación, de vender un activo a un precio conocido en una fecha determinada.

Con respecto a cuándo se pueden ejercer las opciones, estas pueden clasificarse como (Hull, J. C., 2002; Kaepfel, J., 2002):

- **Opciones Europeas:** si la opción sólo puede ejercerse en una determinada fecha (fecha de ejercicio).
- **Opciones Americanas:** si la opción puede ejercerse en cualquier momento desde su fecha de adquisición hasta su fecha de ejercicio (vencimiento) inclusive.

A las opciones que pueden ser call o put y europeas o americanas se les conoce como Opciones Vainilla (Plain Vanilla), aunque también existe otra gran variedad de opciones financieras que incorporan algún tipo de variación o “exoticidad” con respecto a los anteriores tipos y a las cuáles se les conoce como Opciones Exóticas (García-Machado, J. J., et al., 2000).

Se debe recalcar que una opción otorga a su propietario el derecho de hacer algo, pero sin estar obligado a ello; lo cual es la principal diferencia entre estos contratos y los de futuros, ya que el titular de una posición larga en futuros, se compromete (se obliga) a comprar un activo, a un cierto precio y en una fecha dada, mientras que el poseedor de una opción de compra, tiene la posibilidad u opción (no está obligado) a decidir sobre la compra de un activo a un cierto precio, en una fecha dada (para opciones europeas) o en cualquier momento hasta esa fecha (para opciones americanas) (De Lara, H. A., 2005).

Así mismo, otra diferencia entre opciones y futuros radica en que para entablar un contrato de futuros no se requiere del pago de una prima (salvo requerimientos de garantías), mientras que para conseguir (comprar) una opción, ya sea call o put, se debe pagar un precio (prima). De esta manera, el vendedor de dicha opción, ya sea call o put, recibe la prima y no la devuelve al comprador bajo ninguna circunstancia, por lo que aun en el caso de que el comprador no ejerza la opción este pierde la prima que otorgó (De Lara, H. A., 2005).

Con respecto a la prima que se otorga por adquirir una opción financiera se puede decir que, de forma general, su valor está en función principalmente del periodo de expiración, de la volatilidad del subyacente, del valor actual del subyacente, del precio de ejercicio, de las tasas de interés, del pago de dividendos y de lo que se espera del mercado; sin embargo, más adelante se explicarán algunos modelos para calcular dicha prima.

Las opciones financieras se negocian en mercados organizados (como por ejemplo el Chicago Board Options Exchange, CBOE) y en mercados OTC. En donde los OTC se caracterizan por negociar contratos a la medida y cuyo riesgo de incumplimiento (riesgo de contrapartida) es asumido por los compradores de los contratos; mientras que los mercados organizados se encuentran estandarizados y cuentan con una cámara de compensación que se interpone entre ambas partes y asume los riesgos de contrapartida (Lamothe-Fernández P., et al., 2003). En las Figuras 3.1 y 3.2 se muestra el funcionamiento de los mercados organizados y OTC respectivamente.

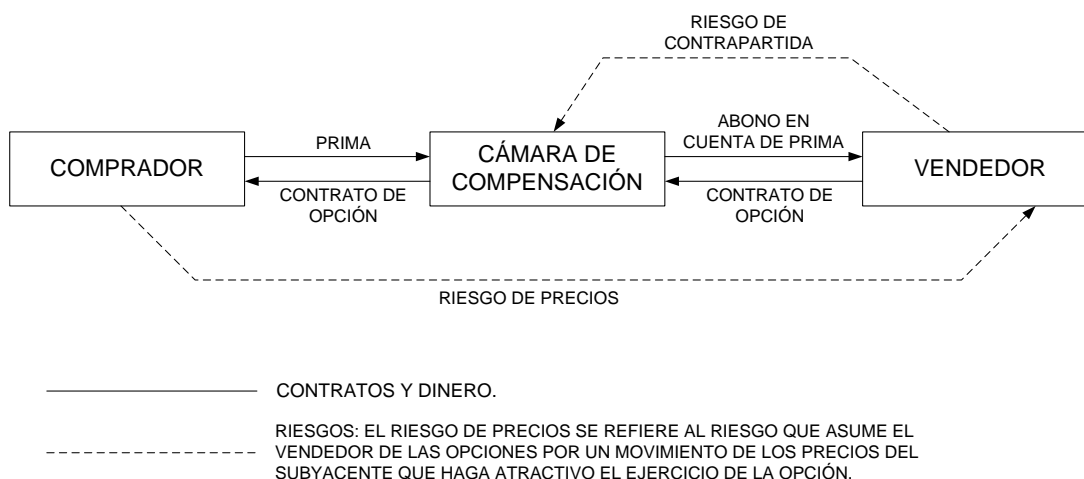


Figura 3.1. Funcionamiento de un Mercado Organizado de Opciones.

Fuente: Lamothe-Fernández P., et al. (2003).

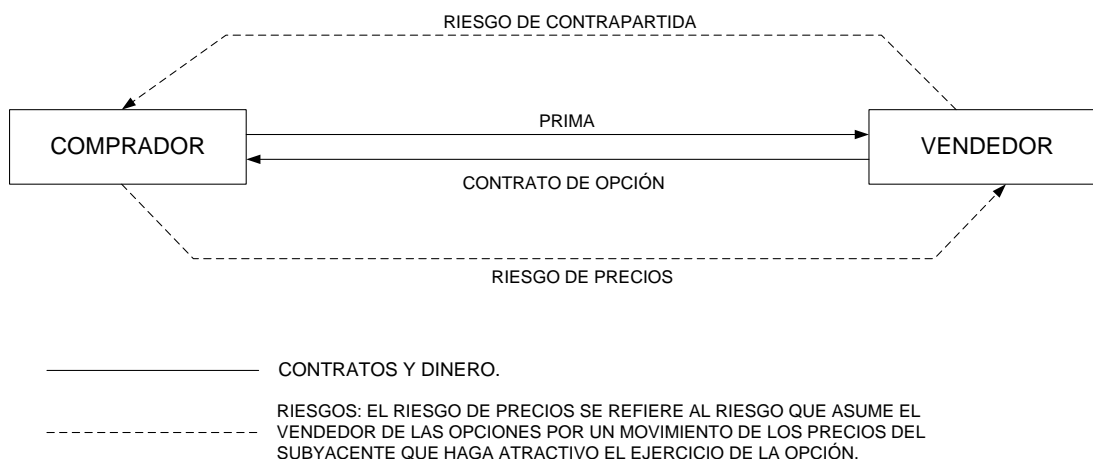


Figura 3.2. Funcionamiento de un Mercado OTC de Opciones.

Fuente: Lamothe-Fernández P., et al. (2003).

3.2.3. Componentes del Valor de una Opción Financiera

3.2.3.1. Prima de una Opción

El precio que se paga por adquirir una opción se le conoce como prima y su valor se constituye de dos componentes, el valor intrínseco y el valor temporal (Clarke, J., Clarke, D., 2012):

$$\text{Prima} = \text{Valor Intrínseco} + \text{Valor Temporal}$$

3.2.3.2. Valor Intrínseco

El valor intrínseco de una opción se define como el máximo entre cero y el pago que proporcionaría la opción si se ejerciera inmediatamente. Este se calcula como (Lamothe-Fernández P., et al., 2003):

$$\text{Opción Call: } VIC = \max(0, S - X)$$

$$\text{Opción Put: } VIP = \max(0, X - S)$$

Donde:

- VIC = Valor Intrínseco de una Opción Call.
- VIP = Valor Intrínseco de una Opción Put.
- S = Precio del Activo Subyacente.
- X = Precio de Ejercicio.

Bajo este parámetro, las opciones se pueden clasificar como (Bodie, Z., Merton, R. C., 1999; Lamothe-Fernández P., et al., 2003):

- **Opciones In-The-Money** (ITM - dentro de dinero): son aquellas con un valor intrínseco positivo, por lo que producen un flujo de caja positivo si se ejercieran inmediatamente.
- **Opciones At-The-Money** (ATM - en el dinero): son aquellas con un valor intrínseco igual a cero y no suponen ni beneficio ni pérdida.
- **Opciones Out-of-The-Money** (OTM - fuera de dinero): son aquellas que si se ejercieran de inmediato causarían una pérdida y por ello, bajo un pensamiento racional, no se ejercerían, por lo que su valor intrínseco es cero.

En todo contrato de opción existen dos partes, una que es el comprador de la opción (al que se dice que toma una Posición Larga o *Taker*) y otra que es el vendedor de la opción (al que se dice que toma una Posición Corta o *Written*) (Clarke, J., Clarke, D., 2012).

Tomando en cuenta lo anterior así como el valor intrínseco de una opción, es posible calcular el beneficio o pérdida (flujo) para el comprador y vendedor de una opción como función del precio final del subyacente; con lo que se obtienen los perfiles de las Figuras 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6 para los

cuatro tipos de posiciones básicas que se pueden tener con opciones europeas y que a continuación se describen (Cohen, G., 2002):

- **Posición Larga en una Opción Call** (Comprador de una Opción Call): obtiene el derecho de comprar el activo subyacente al precio de ejercicio X , a cambio del pago de una prima, véase Figura 3.3. Su ecuación es:

$$\text{Flujo} = \max(0, S - X) - \text{Prima}$$

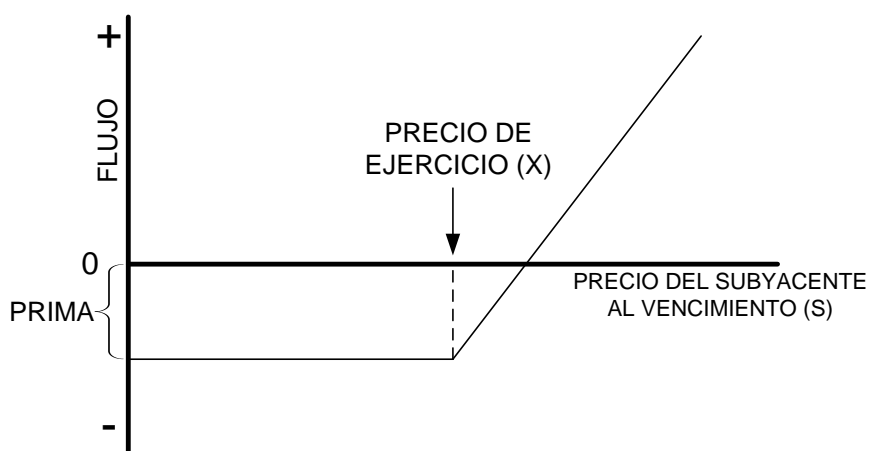


Figura 3.3. Resultado de una Posición Larga en una Opción Call (Comprador de una Opción Call).
Fuente: Adaptado de De Lara, H. A. (2005).

- **Posición Corta en un Opción Call** (Vendedor de una Opción Call): tiene la obligación de vender el activo subyacente al precio de ejercicio X , a cambio del cobro de una prima, véase Figura 3.4. Su ecuación es:

$$\text{Flujo} = \text{Prima} - \max(0, S - X)$$

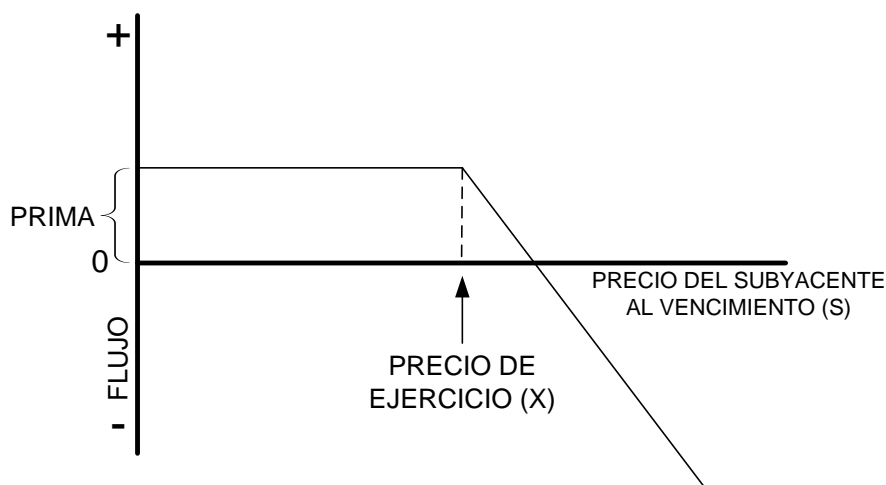


Figura 3.4. Resultado de una Posición Corta en un Opción Call (Vendedor de una Opción Call).
Fuente: Adaptado de De Lara, H. A. (2005).

- **Posición Larga en un Opción Put** (Comprador de un Opción Put): tiene el derecho de vender el activo subyacente al precio de ejercicio X , a cambio del pago de una prima, véase Figura 3.5. Su ecuación es:

$$\text{Flujo} = \max(0, X - S) - \text{Prima}$$

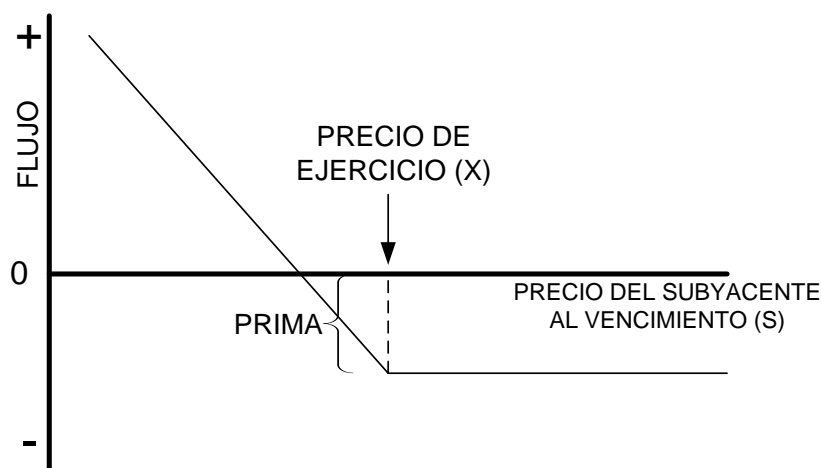


Figura 3.5. Resultado de una Posición Larga en un Opción Put (Comprador de un Opción Put).
Fuente: Adaptado de De Lara, H. A. (2005).

- **Posición Corta en un Opción Put** (Vendedor de una Opción Put): tiene la obligación de comprar el activo subyacente al precio de ejercicio X , a cambio del cobro de una prima, véase Figura 3.6. Su ecuación es:

$$\text{Flujo} = \text{Prima} - \max(0, X - S)$$

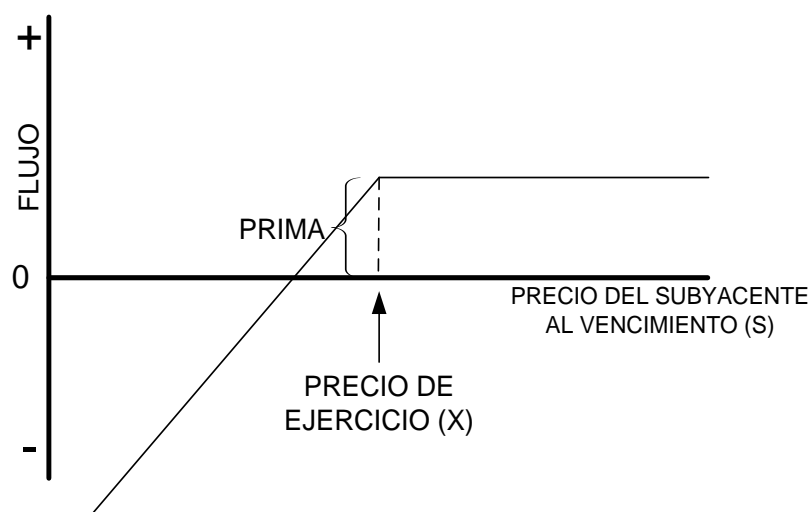


Figura 3.6. Resultado de una Posición Corta en un Opción Put (Vendedor de una Opción Put).
Fuente: Adaptado de De Lara, H. A. (2005).

3.2.3.3. Valor Temporal

El valor temporal o valor tiempo de una opción se determina por la diferencia entre la curva de la prima y la recta del valor intrínseco, véase Figura 3.7, por lo que este representa la valoración que hace el mercado de las probabilidades de mayores beneficios con la opción si el movimiento del precio del subyacente es favorable. Por ello, este componente tiene una naturaleza eminentemente probabilística, y en su cálculo tendrá una gran importancia la distribución estadística que se asuma para las variaciones futuras del precio del subyacente (Lamothe-Fernández P., et al., 2003).

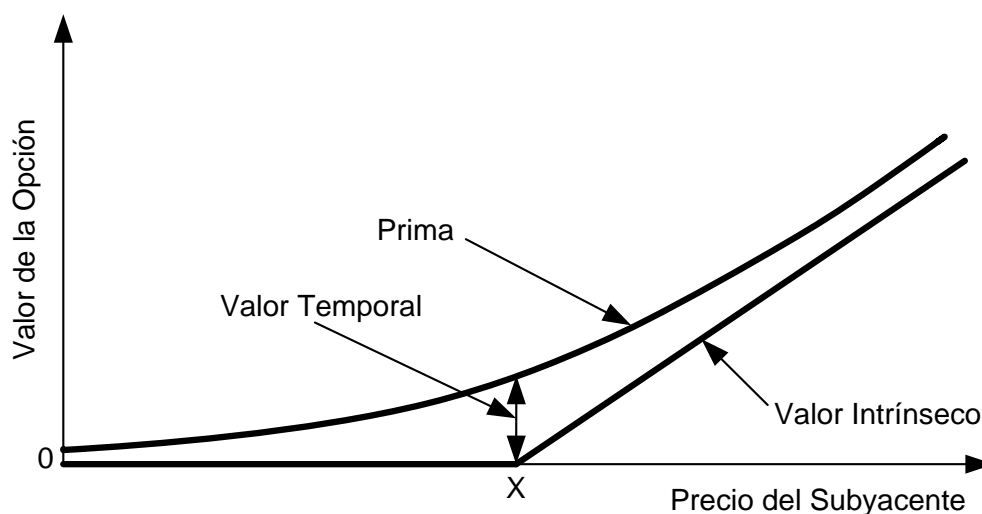


Figura 3.7. Ejemplificación del Valor Temporal o Valor Tiempo de una Opción Call.
Fuente: Adaptado de Lamothe-Fernández P., et al. (2003).

En otras palabras, el valor temporal es el pago que está dispuesto a realizar el comprador de una opción por la posibilidad de que el mercado se mueva en su favor durante la vida de la misma, de tal forma que logre una ganancia con su compra. El valor temporal de una opción depende de si esta es ITM, ATM u OTM, debido a que cada escenario presenta diferentes oportunidades y posibilidades, por lo que (Lamothe-Fernández P., et al., 2003; Thomsett, M. C., 2003):

- Las opciones In-The-Money (ITM), tienen el menor valor temporal y conforme mayor sea su valor intrínseco menor será su valor temporal.
- Las opciones At-The-Money (ATM), presentan el máximo valor temporal, ya que estas representan una oportunidad para obtener altas ganancias si el mercado se mueve en una dirección favorable.
- Las opciones Out-of-The-Money (OTM), solo poseen valor temporal ya que en la valoración de su prima únicamente se consideran las posibilidades de una evolución favorable del precio del subyacente.

Como su propio nombre hace referencia, el valor temporal es afectado principalmente por el tiempo, ya que este da la posibilidad de que el mercado se mueva a favor del titular de la opción,

por lo que, a mayor tiempo de expiración, mayor será el valor del tiempo; no obstante, conforme la fecha de ejercicio se acerque, la oportunidad de que la opción adquiera mayor valor se reduce y como consecuencia el valor temporal también. A esta reducción del valor temporal a lo largo de la vida de la opción se le conoce como decaimiento, observándose que el valor temporal se reduce más rápido conforme se acerca la fecha de vencimiento (Clarke, J., Clarke, D., 2012; Kaepfel, J., 2002).

3.2.4. Factores de Importancia para el Valor de una Opción Financiera

A continuación se describirán los seis principales factores que determinan el valor de una opción (Hull, J. C., 2002; Lamothe-Fernández P., et al., 2003):

- **Precio del Activo Subyacente (S):** los movimientos del precio del subyacente tienen una influencia clara en el valor de la opción, de tal manera que los incrementos en sus precios causan aumentos en las primas de las call y descensos en las primas de las put; mientras que reducciones en los precios del subyacente producen incrementos en las primas de las put y bajas en las primas de las call.
- **Precio de Ejercicio (X):** se observa que para las opciones de compra, el valor de su prima será mayor cuanto menor sea el precio de ejercicio; mientras que para las opciones de venta, un incremento del precio de ejercicio causa un aumento de sus primas.
- **Volatilidad (σ):** la volatilidad es una variable de suma importancia en los mercados financieros y se asocia con el posible rango de variaciones de los precios del subyacente. Para este factor, se observa que un incremento en su valor se traduce en aumentos de las primas de ambos tipos de opciones, ya que una mayor volatilidad del precio del subyacente puede dar origen a un amplio rango de precios al vencimiento de la opción, lo cual implica un alto riesgo que solo podría ser asumido con altas primas. Más adelante se describirá con mayor detalle esta variable.
- **Tiempo hasta el Vencimiento (t):** como se indicó anteriormente, por lo regular, cuanto mayor es el plazo de vencimiento de una opción, mayor será su valor; principalmente por la contribución que tendrá en este caso el valor temporal.
- **Tipo de Interés (r):** como una opción call es un derecho de compra aplazada, tendrá mayor valor cuanto más alto sea el tipo de interés, ya que el valor presente del precio de ejercicio será más pequeño; mientras que las opciones put reducen su valor cuando los tipos de interés suben y viceversa.
- **Dividendos (D):** los dividendos suponen una reducción del precio de las acciones; en consecuencia, los incrementos en dividendos afectarán de forma negativa el valor de las call y de forma positiva el valor el valor de las put. De forma general, cualquier tipo de pago que realice el subyacente, y no solo los dividendos para el caso de las acciones, tienen el efecto explicado, siempre y cuando ese pago disminuya el precio del subyacente.

En la Tabla 3.1 se resumen los efectos de los anteriores factores sobre el precio de una opción.

Tabla 3.1. Efecto del Incremento de un Factor, mientras los demás permanecen constantes, Sobre el Precio de una Opción.

Factor	Opción Call	Opción Put
Precio del Activo Subyacente (S)	+	-
Precio de Ejercicio (X)	-	+
Volatilidad (σ)	+	+
Tiempo hasta el Vencimiento (t)	+	+
Tipo de Interés (r)	+	-
Dividendos (D)	-	+

Nota: (+) Significa que el incremento del factor produce un aumento de la prima de la opción; (-) Significa que el incremento del factor causa una reducción de la prima de la opción.

Fuente: Hull, J. C. (2002), Lamothe-Fernández P., et al. (2003).

3.2.5. Volatilidad Financiera

El estudio de la volatilidad ha sido un área muy activa de investigación en años recientes, esto dado su importancia en los mercados financieros en donde es ampliamente utilizada como un parámetro asociado con el riesgo para muchos modelos de fijación de precios, tal como ocurre con varios de los desarrollados para la valuación de opciones financieras (Knight, J. Satchell, S., 2002).

La volatilidad, en el campo financiero, se define como la desviación estándar de los rendimientos de un activo o un portafolio, y es un indicador fundamental para la cuantificación de riesgos de mercado porque representa una medida de la dispersión de los rendimientos con respecto al promedio o la media de los mismos, en un periodo determinado (De Lara, H. A., 2008).

Se han desarrollado una gran variedad de métodos para el cálculo e incluso para el pronóstico de la de la volatilidad; de entre los cuales, algunos de los que tienen un uso regular son los siguientes (Danielsson, J., 2011; De Lara, H. A., 2008):

- Volatilidad histórica.
- Volatilidad dinámica o con suavizamiento exponencial.
- Volatilidad implícita.
- Volatilidad estocástica.
- Modelos basados en series de tiempo.
- Modelos ARCH y GARCH.

De forma general, puede indicarse que los métodos de volatilidad histórica permiten el análisis de la volatilidad incondicional (volatilidad durante un periodo de tiempo completo); mientras que el resto se enfocan principalmente al estudio de la volatilidad condicional (volatilidad variable en el tiempo), aunque también pueden aplicarse al análisis de la volatilidad incondicional (Danielsson, J., 2011; Poon, S-H, 2005).

3.2.6. Valoración de Opciones Financieras

Dado que el valor total (o prima) de una opción es igual a la suma del valor intrínseco y del valor temporal, una forma de valorar opciones sería calcular ambos componentes y posteriormente

sumar los resultados; no obstante, la mayoría de los modelos desarrollados para la valuación de opciones optan por calcular directamente el valor teórico de la opción. (Lamothe-Fernández P., et al., 2003).

Se han propuesto una gran variedad de métodos para la valuación de opciones financieras, por lo que la elección del procedimiento a emplear en un determinado caso dependerá de la complejidad deseada, de los datos disponibles, de su validez para una situación específica, entre otros factores. De entre la gran variedad de métodos formulados para la valuación de opciones financieras, estos se pueden clasificar dentro de los grupos que se muestran en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Clasificación de Métodos desarrollados para la Valoración de Opciones.

Métodos para la Valoración de Opciones Financieras	Ejemplo
Basados en la resolución de Ecuaciones Diferenciales Parciales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Soluciones de Forma Cerrada (como el Modelo de Black-Scholes o similares). ▪ Aproximaciones Analíticas. ▪ Métodos Numéricos (como el de Diferencias Finitas).
Basados en Retículas (Árboles)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Binomial. ▪ Trinomial. ▪ Cuadrinomial. ▪ Multinomial.
Basados en Simulaciones	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Monte Carlo. ▪ Método de Datar-Mathews.
Otros	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Método de Pagos Difusos (Fuzzy Pay-Off Method).

Fuente: Collan, M., et al. (2008), Kodukula, P., Papudesu, C. (2006), Mathews, S., et al. (2007).

3.2.7. Modelo de Black-Scholes

La valoración de opciones ha requerido del desarrollo de métodos que permitan cuantificar el valor de su prima. En los actuales mercados financieros, la diversidad y el gran número de instrumentos que se han desarrollado es tan variado que en la mayor parte de los casos, para cada situación, se ha tenido que desarrollar algún modelo que en particular se ajuste a ella; sin embargo, puede decirse que el modelo que significó una nueva forma de apreciar las finanzas y que incluso ha representado la base para el desarrollo de posteriores trabajos y adaptaciones, es el de Black-Scholes.

Este modelo fue inicialmente articulado por Fischer Black y Myron Scholes en un artículo publicado en 1973 en el Journal of Political Economy bajo el título de “The Pricing of Options and Corporate Liabilities” y que posteriormente Robert C. Merton expandió en un artículo llamado “Theory of Rational Option Pricing”, de ahí que a este modelo para la valoración de opciones se le conozca como Black-Scholes. Gracias a este trabajo, en 1997, Merton y Scholes recibieron el Premio Nobel de Economía, dado que Black murió en 1995.

Este método se sustenta en la derivación de una ecuación diferencial parcial, llamada Ecuación Diferencial de Black-Scholes; para lo cual se parte de la consideración de que el precio del activo subyacente (S) sigue un Movimiento Browniano Geométrico (Hull, J. C., 2009):

$$dS = \mu S dt + \sigma S dW$$

Donde μ y σ son constantes y W es un proceso de Wiener (término estocástico).

Considerando que $f = f(S, t)$ denota el valor de la opción y observando que es función de S y t , se permite el uso del *Itô lemma*:

$$df = \left(\frac{\partial f}{\partial S} \mu S + \frac{\partial f}{\partial t} + \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 f}{\partial S^2} \right) dt + \frac{\partial f}{\partial S} \sigma S dW$$

Construyendo un portafolio con valor Π , que se componga de la opción y del activo subyacente, se tiene que este vale en el tiempo t :

$$\Pi = -f + \Delta S$$

Donde Δ es una cantidad de activo subyacente con un precio S . Por lo tanto, un cambio infinitesimal en el valor del portafolio será:

$$d\Pi = -df + \Delta dS$$

Si en la anterior ecuación se sustituyen df y dS se obtiene que:

$$d\Pi = - \left(\mu S \left[\Delta - \frac{\partial f}{\partial S} \right] + \frac{\partial f}{\partial t} + \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 f}{\partial S^2} \right) dt + \left(-\frac{\partial f}{\partial S} + \Delta \right) \sigma S dW$$

Con el propósito de eliminar el efecto estocástico (W) de la anterior ecuación, se tiene que:

$$\Delta = \frac{\partial f}{\partial S}$$

Con lo que se logra:

$$d\Pi = - \left(\frac{\partial f}{\partial t} + \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 f}{\partial S^2} \right) dt$$

Es decir, que el valor del portafolio solo depende de efectos determinísticos.

Considerando una tasa libre de riesgo (r_f) y que no existe arbitraje, se tiene que Π cambia su valor de la siguiente forma:

$$\Pi = \Pi_0 e^{r_f(t-t_0)}$$

Donde Π_0 es el valor del portafolio en t_0 . Por consiguiente, un cambio infinitesimal en el tiempo produce:

$$d\Pi = r_f \Pi dt$$

Sustituyendo en la anterior expresión el valor de Π y luego el de Δ , se logra:

$$d\Pi = r_f(-f + \Delta S)dt = \left(-r_f f + r_f S \frac{\partial f}{\partial S}\right) dt$$

E igualando se obtiene:

$$-\left(\frac{\partial f}{\partial t} + \frac{1}{2}\sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 f}{\partial S^2}\right) dt = \left(-r_f f + r_f S \frac{\partial f}{\partial S}\right) dt$$

$$\frac{\partial f}{\partial t} + \frac{1}{2}\sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 f}{\partial S^2} + r_f S \frac{\partial f}{\partial S} - r_f f = 0$$

En donde a esta última ecuación se le conoce como la Ecuación Diferencial de Black-Scholes.

Esta ecuación diferencial tiene muchas soluciones que dependen del tipo de subyacente elegido así como de las condiciones de frontera empleadas y de otras suposiciones hechas. Por ejemplo, para el caso de una opción europea call sobre acciones, la principal condición de frontera es que:

$$f = \max(0, S - X) \quad \text{cuando} \quad t = t$$

Mientras que para el caso de una opción europea put sobre acciones, se tiene que:

$$f = \max(0, X - S) \quad \text{cuando} \quad t = t$$

Dentro de las principales fórmulas de valoración que se han obtenido a partir de la anterior ecuación, se encuentran las de valuación para opciones europeas call y put sobre acciones que no pagan dividendos; para las cuales se toman en cuenta los siguientes supuestos (Hull, J. C., 2002):

- El comportamiento del precio de las acciones corresponde al modelo lognormal con μ (rendimiento esperado de las acciones) y σ (volatilidad de los rendimientos de las acciones) constantes.
- No hay costos de transacción ni impuestos.
- No hay dividendos sobre las acciones durante la vida de la opción.
- No hay oportunidades de arbitraje libres de riesgo.
- La negociación de valores financieros es continua.
- Los inversores pueden prestar o pedir prestado a la misma tasa de interés libre de riesgo.
- La tasa de interés libre de riesgo a corto plazo, r_f , es conocida y constante.
- La opción es europea y solo puede ejercerse hasta el vencimiento de la opción.

Con base en lo anterior, se obtienen las siguientes fórmulas de valuación (Bodie, Z., Merton, R. C., 1999; Hull, J. C., 2009; Lamothe-Fernández P., et al., 2003; Van Horne, J. C., Wachowicz, J. M., 2010):

$$C = S_0 N(d_1) - X e^{-\tilde{r}_f^* t} N(d_2)$$

$$P = X e^{-\tilde{r}_f^* t} N(-d_2) - S_0 N(-d_1)$$

Con:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{X}\right) + \left[\tilde{r}_f + \frac{\sigma^2}{2}\right]t}{\sigma\sqrt{t}}$$

$$d_2 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{X}\right) + \left[\tilde{r}_f - \frac{\sigma^2}{2}\right]t}{\sigma\sqrt{t}} = d_1 - \sigma\sqrt{t}$$

En donde:

- C = Valor de la opción call europea sobre acciones sin pago de dividendos.
- P = Valor de la opción put europea sobre acciones sin pago de dividendos.
- S_0 = Valor del activo subyacente (acción) en el momento de la valoración.
- X = Precio de ejercicio de la opción.
- t = Plazo en años del vencimiento de la opción.
- \tilde{r}_f = Tasa de interés libre de riesgo anual compuesta continuamente (la tasa anualizada del activo seguro, que se capitaliza continuamente y que tiene la misma fecha de vencimiento que la opción). Donde: $\tilde{r}_f = \ln(1 + r_f)$ con r_f como la tasa de interés libre de riesgo anual capitalizada discretamente.
- σ = Desviación estándar de la tasa anualizada de rendimiento continuamente compuesto de la acción.
- $N(\pm d_i)$ = Probabilidad de que una variable aleatoria con distribución normal estandarizada tenga valores menores que $\pm d_i$.

Las anteriores fórmulas son conocidas como el Modelo de Black-Scholes; aunque cabe resaltar que las suposiciones, el subyacente y las condiciones de frontera pueden modificarse dando origen a otros modelos, como por ejemplo el de Merton, que se aplica en la valuación de opciones sobre acciones que pagan dividendos; el de Garman-Kohlhagen, que se emplea para valorar opciones con divisas; el de Black, que se utiliza para valorar opciones sobre tasas de interés y futuros, entre otros⁸.

3.3. Opciones Reales

3.3.1. Antecedentes

El término “Opciones Reales” fue acuñado por Stewart Myers en 1977, al referirse a la aplicación de la teoría de fijación de precios para opciones financieras en la evaluación de proyectos de inversión no financieros o “reales” que presentan aprendizaje y flexibilidad (Borison, A., 2003).

Este tema generó, inicialmente, un interés en el mundo académico durante las décadas de 1980 y 1990; no obstante, hacia mediados de esta última, se incrementó el esfuerzo por desarrollar

⁸ Para el estudio de diferentes modelos de valuación de otros tipos de opciones puede consultarse Haug, E. G. (2007).

técnicas de valuación basadas en este enfoque, capaces de ser implementadas en la industria y en el mundo de los negocios en general como una herramienta de evaluación y estrategia. Las primeras aplicaciones de este método se dieron en la evaluación de proyectos de la industria del petróleo y gas (principalmente para evaluar campos no desarrollados), aunque en recientes fechas se ha buscado su aplicabilidad en otros tipos de industrias, como la de la energía, la farmacéutica y la de las tecnologías de la información (Borison, A., 2003).

Dado que el análisis de opciones reales es un método desarrollado para la evaluación de proyectos de inversión, es necesario considerar que esta tarea comúnmente se desarrolla con métodos tradicionales de uso muy arraigado; por lo que esto no implica que el implementar un análisis de opciones reales desplaze a los métodos convencionales, sino que por el contrario, este emplea a los análisis tradicionales como un punto de partida (Bodén, B., Ahlén, A., 2007); razón por la cual a continuación se retomarán algunos detalles de estos.

3.3.2. Métodos Tradicionales para la Evaluación de Proyectos

Los métodos tradicionales para la evaluación de proyectos se refieren a aquellos métodos de uso generalizado que normalmente son empleados por los evaluadores de proyectos con el fin de valorar la rentabilidad económica de un proyecto, de entre estos cabe señalar el del Valor Presente Neto (VPN) y el de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

3.3.2.1. Método del Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente significa traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente, para lo cual se utiliza una tasa de descuento; de tal manera que a los flujos de efectivo ya trasladados al presente se les llama flujos descontados. El cálculo del Valor Presente Neto (VPN)⁹ consiste en trasladar los flujos de los años futuros al tiempo presente y restarles la inversión inicial que ya está en tiempo presente; es decir (Baca-Urbina, G., 2007; Gitman, L. J., 2007):

$$VPN = -I_0 + \sum_{\varepsilon=1}^n \frac{FNE_{\varepsilon}}{(1+i)^{\varepsilon}}$$

En donde:

- FNE_{ε} = Flujo neto de efectivo del año ε .
- I_0 = Inversión inicial en el año cero.
- i = Tasa de descuento ajustada al riesgo por periodo de capitalización (anual)¹⁰.
- ε = Índice para cada periodo de capitalización (año).

Los criterios para tomar una decisión con base en el VPN son:

⁹ El VPN obtenido con el procedimiento aquí descrito corresponde al VPN (Convencional), (VPNc).

¹⁰ Para el cálculo de este parámetro pueden utilizarse modelos como el CAMP (Capital Asset Pricing Model) y el WACC (Weighted Average Cost of Capital), véase Gitman, L. J. (2007), McKinsey & Company, et al. (2010).

- Si $VPN > 0$, es conveniente aceptar la inversión.
- Si $VPN = 0$, puede ser conveniente la inversión, aunque cabría determinar con que propósito.
- Si $VPN < 0$, se debe rechazar la inversión, es decir no es aceptable.

3.3.2.2. Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

La ganancia por periodo que puede llegar a tener una inversión se puede expresar como una tasa de rendimiento, por lo que la Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que hace que el VPN sea cero. Por lo que la TIR es la tasa de rendimiento que hace que se cumpla la siguiente igualdad (Baca-Urbina, G., 2007; Gitman, L. J., 2007):

$$0 = -I_0 + \sum_{\varepsilon=1}^n \frac{FNE_{\varepsilon}}{(1 + TIR)^{\varepsilon}}$$

En donde las variables tienen el significado descrito para el caso del VPN.

Los criterios para tomar una decisión con base en la TIR son:

- Si $TIR \geq TREMA$ (Tasa de Retorno Mínima Aceptable), es recomendable aceptar la inversión.
- Si $TIR < TREMA$, es preciso rechazar la inversión.

3.3.2.3. Consideraciones sobre los Métodos Tradicionales

Los métodos tradicionales se emplean con mucha frecuencia en la evaluación de proyectos, no obstante tienden a considerar a las inversiones como un todo o nada, y por ende no toman del todo en cuenta la flexibilidad que puede existir en un proyecto; es decir, no contemplan que durante la vida del mismo se pueden presentar ciertas situaciones en las que es posible tomar una decisión que puede modificar el curso de la inversión hacia escenarios más favorables; esto, gracias a que con el tiempo se va adquiriendo mayor información que permite reducir la incertidumbre del proyecto.

Algunas de las ventajas que han demostrado los métodos tradicionales son las siguientes (Mun, J., 2002):

- Son claros y tienen criterios de decisión consistentes.
- Tienen un nivel de precisión aceptable y son económicamente racionales.
- Son adaptables a las prácticas contables.
- Son relativamente simples, ampliamente enseñados y muy aceptados.
- Son simples de explicar a los tomadores de decisiones.

A pesar de lo anterior estos métodos también presentan algunas desventajas, las cuáles se indican en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Suposiciones hechas por los Métodos Tradicionales versus Realidades.

Suposiciones de los Métodos Tradicionales	Realidades
- Consideran que las decisiones se toman en este momento y los flujos de caja son fijos en el futuro.	- En la práctica existe incertidumbre y variabilidad sobre los resultados futuros. No todas las decisiones se toman hoy, y algunas de ellas se difieren al futuro cuando la incertidumbre se reduce.
- Consideran que los proyectos son aislados.	- En la práctica pueden existir diversificaciones, interdependencias, sinergias, entre otros efectos que no pueden evaluarse de forma aislada.
- Plantean que una vez desarrollada la inversión, la administración de la misma es pasiva.	- Los proyectos por lo general son administrados de forma activa a través del tiempo de vida de los mismos, y continuamente se presentan puntos de control, etapas de tomas de decisión, limitaciones presupuestarias, etc.
- Consideran que los flujos de caja son altamente predecibles y determinísticos.	- En la práctica es difícil estimar con exactitud los flujos de caja, porque estos tienen una naturaleza estocástica.
- La tasa de descuento empleada es el costo de oportunidad del capital, la cual es proporcional con el riesgo no diversificable.	- En la realidad existen múltiples fuentes de riesgo con diferentes características y algunas pueden diversificarse.
- Se considera que a través de la tasa de descuento empleada, se toman en cuenta todos los riesgos.	- En la práctica el riesgo puede cambiar durante el curso de un proyecto.
- Se supone que se han considerado todos los posibles factores que afectan los resultados de un proyecto.	- En la práctica pueden obtenerse resultados no planificados como consecuencia de la visión estratégica y de la actividad empresarial.
- A los factores desconocidos, intangibles o inmensurables se les da un valor de cero.	- Algunos de los beneficios más importantes de un proyecto pueden provenir de cuestiones intangibles y de posiciones estratégicas cualitativas.

Fuente: Mun, J. (2002).

Precisamente por lo anterior es que se ha considerado que los métodos tradicionales de evaluación desestiman en cierta medida el valor de la flexibilidad de los proyecto, llegando en ocasiones a asumir que todos los resultados son estáticos e irrevocables. Más aún, a lo largo de la vida de estos se deben tomar decisiones en un ambiente continuo e incierto, en el que sus administradores pueden optar por cambios cuando las circunstancias así lo requieran, situaciones que a veces no son valoradas convenientemente bajos los métodos determinísticos.

3.3.3. El Enfoque de las Opciones Reales

El interés por las opciones reales surgió de la insatisfacción de algunos profesionales corporativos, estrategas y académicos con respecto a las técnicas tradicionales de valoración de presupuestos

de capital, principalmente porque consideraban que estas infravaloraban las oportunidades de inversión al ignorar o no considerar de forma apropiada las estrategias que puede tener implícito un proyecto (Latimore, D., 2002).

En otras palabras, significa que los métodos tradicionales de evaluación no capturan de forma tan adecuada la flexibilidad de un proyecto, considerando que esta se refiere a la capacidad de revisar y adaptar ciertas decisiones o acciones, con el fin de responder adecuadamente a la evolución de las condiciones en las que se desenvuelve una inversión.

Las técnicas tradicionales por lo general tienden a trabajar con un escenario estático, empleando flujos de efectivo esperados y considerando que la administración del proyecto deberá regirse en todo momento por un plan previamente establecido e inalterable, bajo el planteamiento de que al seguirlo se obtendrán los resultados esperados.

Sin embargo, bajo las actuales condiciones del mercado que se caracterizan por el cambio, la incertidumbre y la competencia, los flujos de efectivo obtenidos probablemente diferirán de los planeados. Por lo que, conforme se aprenda y se adquiera nueva información y con ello la incertidumbre se reduzca, la administración del proyecto tendrá la flexibilidad de revisar, adaptar o modificar sus estrategias operativas con el fin de maximizar ganancias o minimizar pérdidas (Brandao, L. E., et al., 2005; Latimore, D., 2002; Smit, H. T. J., Trigeorgis, L., 2006).

La idea básica de la valoración de opciones reales considera que el valor de una inversión puede expandirse más allá del valor que se le puede atribuir con base en los métodos tradicionales de evaluación, en específico, con el del Valor Presente Neto, es decir, el valor de un proyecto se complementa con el de sus opciones. Dado que las opciones son consideradas como decisiones estratégicas cuyo valor expande el del VPN obtenido de forma convencional, se tiene que la suma de ambas contribuciones da como resultado un Valor Presente Neto Expandido (VPN_x); de este manera se tiene que (Chance, D. M., Peterson, P. P., 2002; Van Horne, J. C., Wachowicz, J. M., 2010; Wang, A., Halal, W., 2010):

$$\text{Valor Presente Neto (Expandido)} = \text{Valor Presente Neto (Convencional)} + \text{Valor de las Opciones}$$

$$\text{VPN}_x = \text{VPN}_c + \text{Valor de las Opciones}$$

Por ello, el análisis de opciones reales tiene el potencial de conceptualizar y cuantificar el valor de las opciones que una administración activa esperaría poder implementar a lo largo de la vida de su proyecto, en otras palabras, este análisis permite valorar el impacto de ciertas estrategias dentro de una inversión; así mismo, las opciones reales permiten el empezar a adoptar una visión de los proyectos dentro del contexto actual del mundo financiero. Para lo cual, el análisis de las opciones reales emplea la teoría y los métodos que se han desarrollado en el campo de las opciones financieras con el propósito de valorar activos físicos o reales (Bruun, S., Bason, P., 2001).

Bajo esta consideración, es posible conceptualizar una opción real como el derecho, pero no la obligación, de emprender, durante un cierto periodo de tiempo o en una fecha determinada, una cierta estrategia a un costo determinado, a cambio de una inversión inicial en un proyecto. Por ello, al igual que en las opciones financieras, puede haber opciones reales del tipo call, semejantes a la compra de un bien; o put, parecidas a la venta de un bien. Además de que una opción real puede ser europea, en donde solo pueda ejercerse en una fecha específica; o americana, en donde puede ejercerse en cualquier momento antes de la fecha de expiración.

Aun cuando existe una similitud entre los conceptos de opciones financieras y reales, cabe señalar algunas diferencias como las que se indican en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Diferencias entre Opciones Financieras y Opciones Reales.

	Opciones Financieras	Opciones Reales
Tipo de subyacente	<ul style="list-style-type: none"> - Las opciones financieras se basan en activos monetarios. - Las opciones financieras son negociables. 	<ul style="list-style-type: none"> - Las opciones reales se basan en activos reales. - Las opciones reales por lo general no son negociables ya que son específicas para un determinado proyecto.
Influencia de las acciones de sus titulares	<ul style="list-style-type: none"> - Los titulares de opciones financieras no tienen influencia sobre el valor de estas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Las acciones tomadas por la administración del proyecto pueden influir sobre el valor de la opción real.
Contratos	<ul style="list-style-type: none"> - Las opciones financieras se establecen en contratos formales, que explícitamente especifican el precio de ejercicio y la fecha de expiración. 	<ul style="list-style-type: none"> - Las opciones reales por lo general no se incluyen como cláusulas en contratos formales, por lo que en su mayoría no son contractuales.
Comprensión de los beneficios potenciales del ejercicio de opciones	<ul style="list-style-type: none"> - Los titulares de las opciones financieras por lo general pueden darse cuenta de potenciales ganancias, debido a las especificaciones contractuales. 	<ul style="list-style-type: none"> - Los administradores de proyectos en muchas ocasiones no pueden entender completamente los beneficios obtenidos de ejercer una opción debido a la falta de contratos formales.
Reglas para ejercer las opciones	<ul style="list-style-type: none"> - Las opciones financieras tienen reglas de ejercicio definidas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Las opciones reales a veces no tienen totalmente definidas sus reglas de ejercicio cuando estas son creadas.

Fuente: Reuer, J. J., Tong, T. W. (2007).

Para el caso de la valoración de opciones reales se emplean métodos similares a los que se indicaron en el caso de la valuación de opciones financieras, como los que emplean soluciones de forma cerrada, los que se basan en el uso de retículas, las simulaciones, entre otros; sin embargo, aquellos basados en retículas o árboles han sido los de mayor aceptación en la práctica industrial y entre los profesionales administrativos, principalmente debido a sus fundamentos y metodología.

Cabe apuntar que independientemente del método empleado, todos ellos tienden a emplear como variables básicas para sus cálculos, los factores que afectan el valor de una opción real, los cuales son equivalentes a los de las opciones financieras, esto se muestra en la Tabla 3.5, aunque también es importante señalar que esta ejemplificación de equivalencias puede modificarse dependiendo de la identificación o asociación de parámetros que considere el analista según sea el caso (Brach, M. A., 2003; Chance, D. M., Peterson, P. P., 2002; Rogers, J., 2002; McKinsey & Company, 2010).

Tabla 3.5. Ejemplo de Equivalencia entre los Factores de las Opciones Financieras y los de las Opciones Reales.

Factor	Opciones Financieras	Opciones Reales
S	Precio del activo subyacente (acción)	Valor presente de los flujos de efectivo esperados
X	Precio de ejercicio	Costos de inversión
t	Tiempo hasta el vencimiento	Tiempo hasta que la oportunidad desaparece
σ	Volatilidad de los rendimientos del subyacente (acción)	Volatilidad del valor relativo del proyecto
r_f	Tasa de rendimiento libre de riesgo	Tasa de rendimiento libre de riesgo
D	Dividendos	Flujos de efectivo perdidos debido a la competencia

Fuente: Adaptado de Chance, D. M., Peterson, P. P. (2002), Rogers, J. (2002), McKinsey & Company (2010).

Con base en lo anterior cabe apuntar que el análisis de opciones reales adquiere un mayor interés cuando un proyecto presenta una alta incertidumbre y cuando su administración tiene una significativa flexibilidad de cambiar el curso del mismo en una dirección favorable, así como la voluntad de ejercer las opciones disponibles. Pero cuando hay poca incertidumbre y la administración del proyecto tiene escasa flexibilidad, el enfoque de las opciones reales adquiere poco valor; lo anterior se representa en la Figura 3.8 (Copeland, T. E., Antikarov, V., 2001; Kodukula, P., Papudesu, C., 2006).

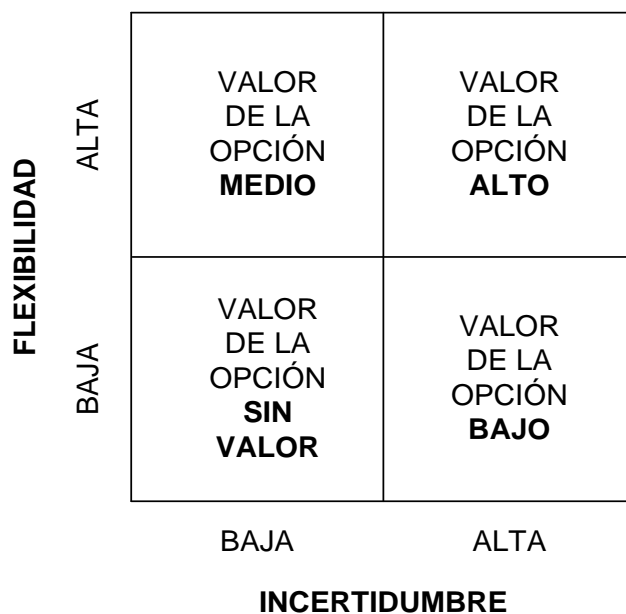


Figura 3.8. Condiciones de Valor para el Análisis de Opciones Reales.

Fuente: Kodukula, P., Papudesu, C. (2006).

El análisis de opciones reales no proporciona mucha utilidad cuando un proyecto presenta un alto VPN, dado que bajo esta condición una inversión se vuelve atractiva y un valor adicional puede no alterar la decisión de emprenderla; de igual forma ocurre cuando una inversión tiene un VPN muy negativo y en donde aun el valor adicional de las opciones reales no es suficiente como para emprenderla. Es por ello, que este análisis adquiere mayor utilidad cuando su implementación

permite agregar un valor sobre un proyecto con un VPN cercano a cero (ya sea negativo o positivo) y en condiciones de creciente incertidumbre; lo anterior se representa en la Figura 3.9 (Copeland, T. E., Antikarov, V., 2001; Kodukula, P., Papudesu, C., 2006).

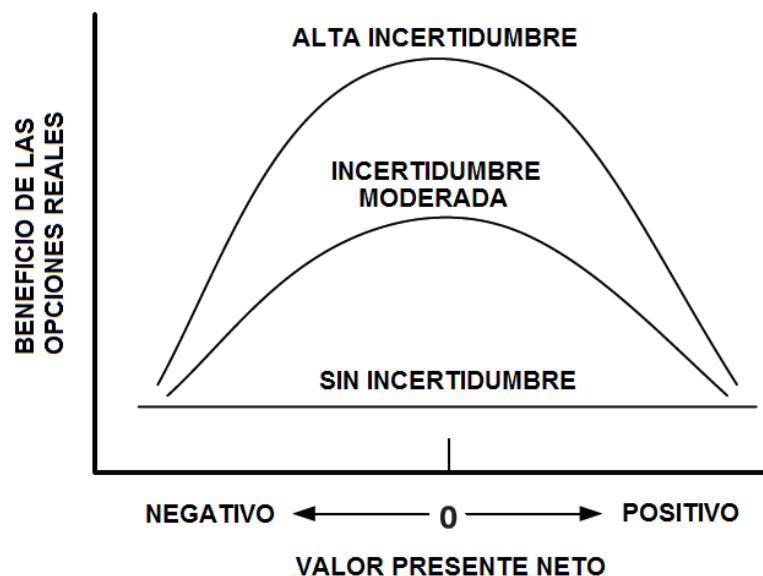


Figura 3.9. Beneficio del Análisis de Opciones Reales con respecto al VPN Convencional.
Fuente: Kodukula, P., Papudesu, C. (2006).

3.3.4. Tipos de Opciones Reales

En la literatura se han identificado algunos tipos de opciones reales, dentro de los cuales se tienen los siguientes (Kjaer-Pedersen, J., 2011; Pape, U., Schmidt-Tank, 2004; Reuer, J. J., Tong, T. W., 2007; Trigeorgis, L., 1993; Trigeorgis, L., 2002; Wang, T., 2003):

- **Opción de Diferir:** Consiste en una decisión de inversión que se puede posponer, haciendo que esta se pueda beneficiar de una mejora en las condiciones de incertidumbre durante la vida de la opción. En este tipo de opciones el desarrollador de un proyecto puede haber comprado o alquilado una propiedad y esperar determinados años, para observar si los precios del mercado justificarían el desarrollo completo del proyecto sobre la propiedad que hasta el momento solo se tenía en espera. Este tipo de opción se observa por ejemplo en las industrias de extracción de recursos naturales y es equivalente a una opción call.
- **Opción de Expandir:** Si un proyecto se desarrolla en forma favorable o incluso por encima de las expectativas, se podría considerar un posible incremento de capacidad que aumente su valor. Este tipo de opciones son de provecho para las industrias de extracción y procesamiento de recursos naturales e industrias relacionadas con bienes de consumo, servicios y otras operaciones comerciales. Esta clase de opción es parecida a una opción call.

- **Opción de Contraer:** Al contrario de la opción de expandir, con la opción de contraer se busca reducir la escala de las operaciones y así evitar incurrir en pérdidas en el caso de que el proyecto se vuelva desfavorable. Este tipo de opción es de importancia para las industrias del caso anterior y es similar a una opción put.
- **Opción de Detener y Reiniciar Operaciones:** Este ejemplo de opción considera el detener temporalmente las operaciones del proyecto, con la intención de reiniciarlas en un periodo posterior; esto es deseable cuando los costos variables exceden las ganancias por encima de los costos en que se incurriría por detener y reiniciar operaciones. Este tipo de opciones son de utilidad para las industrias con comportamientos cíclicos, como las de explotación y procesamiento de recursos naturales y otras de bienes y servicios. Esta clase de opción es semejante a una opción call.
- **Opción de Abandonar:** Este tipo de opción plantea que en el caso de que el proyecto se vuelva desfavorable, este pueda abandonarse obteniéndose por él un valor de salvamento que en principio sea mayor al de continuar con las operaciones. Esta clase de opciones son de valor en las industrias intensivas en capital y son equivalentes a una opción put.
- **Opción de Cambio:** Esta opción considera que en un proyecto, los factores de entrada y salida de un proceso pueden modificarse dependiendo de los precios o la demanda del mercado; lo cual permite modificar y elegir las entradas y salidas que generen más ganancias. Este tipo de opciones son de importancia en la industria de procesos químicos y de manufactura y son similares a una combinación de opciones call y put.
- **Opción de Crecer:** Este tipo de opción implica tomar en cuenta las nuevas oportunidades de inversión a partir de una primera, por lo que considera la diversificación del proyecto con el paso del tiempo. Esta clase de opciones son de importancia en las industrias que tienen la posibilidad de desarrollar una variada gama de productos o aplicaciones y son análogas a una opción call.
- **Opción Compuesta:** Una opción compuesta es una opción sobre otra opción. Este tipo de opciones plantea que un proyecto puede desarrollarse a través de inversiones por fases o etapas, por lo que no requiere de un único desembolso por adelantado. En esta clase de proyectos el desarrollo de una determinada etapa depende del éxito de las previas, por lo que se puede decir que una primera inversión otorga el derecho pero no la obligación de realizar una segunda inversión y así sucesivamente. Este tipo de opciones son de importancia para industrias intensivas en capital a largo plazo o que tengan procesos de desarrollo por etapas, como en el caso de plantas químicas, refinerías, plantas de generación de energía o en industrias de investigación y desarrollo como las farmacéuticas. Esta clase de opción es equivalente a una opción call compuesta.
- **Opción Rainbow:** Estas opciones se aplican a los proyectos en los que ha sido posible identificar que más de un parámetro puede afectar su viabilidad. Por lo que esas variables contribuyen de manera diferente a la incertidumbre del proyecto, lo cual se refleja en sus distintas volatilidades y hace necesario el considerarlas para estimar el valor de este. Las opciones rainbow son de importancia en industrias expuestas a múltiples fuentes de incertidumbre, como por ejemplo las de extracción de recursos naturales, las de generación de energía o las plantas de proceso.

- **Opciones Múltiples:** Este concepto se refiere a proyectos que tienen la posibilidad de elegir entre múltiples opciones, por lo que se pueden considerar como interacciones entre los distintos tipos de opciones antes descritos en un mismo proyecto. Esta modalidad de opciones se presenta en muchos proyectos de diferentes industrias y buscan modelar en mayor medida la realidad de los mismos, considerando que la administración puede tomar diferentes decisiones a lo largo de la vida de sus inversiones.

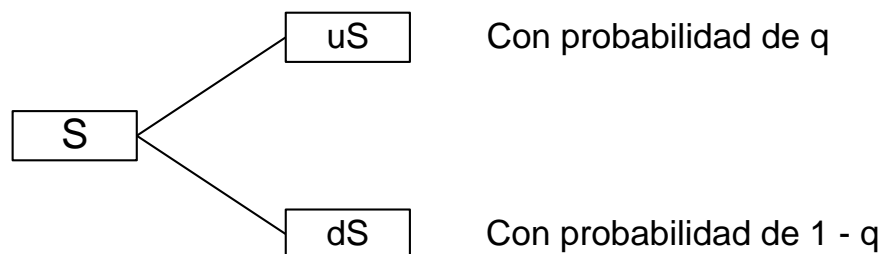
3.3.5. Método Binomial

En secciones anteriores se indicaron algunos métodos que se emplean en la valuación de opciones financieras, los cuáles también son aprovechados para el cálculo de las opciones reales. Así mismo, se detalló el modelo de Black-Scholes, el cual es una solución de forma cerrada, sin embargo este tiene una capacidad limitada para modelar la flexibilidad, lo cual hace necesario el desarrollo de otros modelos dependiendo de la situación a analizar. Por ello, un método ampliamente utilizado en la valoración de opciones reales son los Árboles Binomiales.

Un árbol binomial representa las diferentes trayectorias posibles que puede seguir el valor de un subyacente durante la vida de la opción, permitiendo la valuación de esta mediante la técnica de la valoración neutral al riesgo. Los árboles binomiales son muy flexibles y con ellos se pueden obtener resultados similares a los conseguidos con modelos de solución cerrada, aunque para ello se requiere el empleo de varios periodos.

A continuación se detallarán algunos principios de este método, basados en los planteamientos de Cox, Ross y Rubinstein en su artículo titulado “Option Pricing: A Simplified Approach” de 1979 (Cox, J. C., Ross, S. A., Rubinstein, M., 1979).

En este método se considera que el subyacente (en el caso del artículo, acciones) evoluciona según un proceso binomial; es decir, si S es el valor del subyacente en el momento actual, en un periodo de evolución este será:



Donde:

- u : Significa el movimiento multiplicativo al alza del valor del subyacente en un periodo, con una probabilidad asociada de q .
- d : Significa el movimiento multiplicativo a la baja del valor del subyacente en un periodo, con una probabilidad asociada de $(1-q)$.

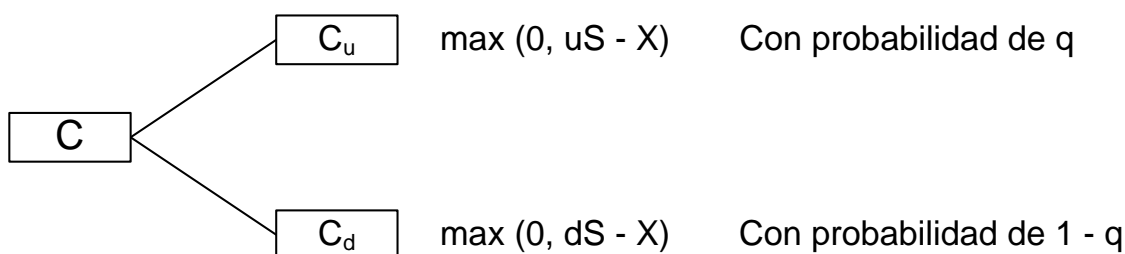
Haciendo $r = (1 + r_f)$, con r_f = tasa de interés libre de riesgo en el periodo, en donde: $u > r > d$, con $u > 1$, $r > 1$ y $d < 1$, de lo contrario existirían oportunidades de arbitraje libre de riesgos.

Considerando el caso de una opción de compra (call) europea con vencimiento a un período y con un precio de ejercicio X , los valores de esta opción al vencimiento serán:

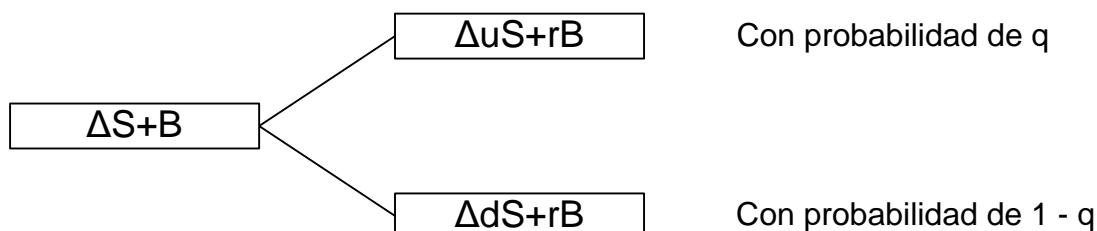
$$C_u = \max(0, uS - X)$$

$$C_d = \max(0, dS - X)$$

Por lo que el valor de la opción se desenvolverá de la siguiente forma:



En este mercado es posible construir un portafolio de Δ acciones y B bonos sin riesgo, con lo que su valor es de $\Delta S + B$, el cual al final del periodo será:



Dado que Δ y B pueden seleccionarse de cualquier forma, se considerará que:

$$\Delta \cdot uS + r \cdot B = C_u$$

$$\Delta \cdot dS + r \cdot B = C_d$$

Resolviendo el anterior sistema de ecuaciones, se encuentra que:

$$\Delta = \frac{C_u - C_d}{(u - d)S} \quad y \quad B = \frac{uC_d - dC_u}{(u - d)r}$$

Eligiendo Δ y B con las fórmulas obtenidas, se estaría formando un portafolio de cobertura (o replicante).

Dado que se está considerando que no hay oportunidades de arbitraje sin riesgo, se tiene que:

$$C = \Delta S + B$$

$$C = \frac{C_u - C_d}{u - d} + \frac{uC_d - dC_u}{(u - d)r} = \frac{\left[\left(\frac{r - d}{u - d}\right)C_u + \left(\frac{u - r}{u - d}\right)C_d\right]}{r}$$

Definiendo p , como la probabilidad neutral al riesgo, se considera que:

$$p = \frac{r - d}{u - d} \quad y \quad 1 - p = \frac{u - r}{u - d}$$

Y sustituyendo se obtiene que:

$$C = \frac{pC_u + (1 - p)C_d}{r}$$

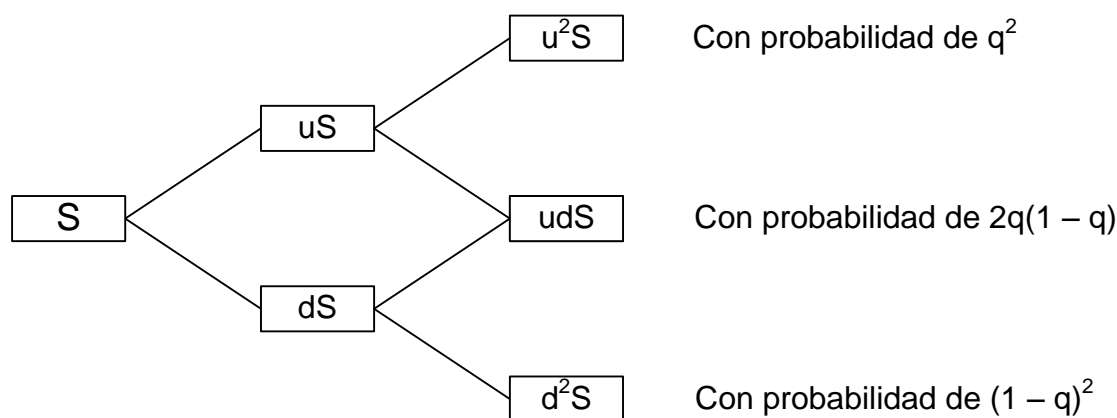
Con la anterior fórmula se puede calcular el valor de una opción de compra (call) europea en un periodo¹¹.

Con respecto a q , esta es una probabilidad que depende de la actitud que se tenga hacia el riesgo; aunque para el caso de inversionistas neutrales al riesgo se encuentra que p y q se hallan en equilibrio, ya que:

$$q \cdot uS + (1 - q) \cdot dS = r \cdot S$$

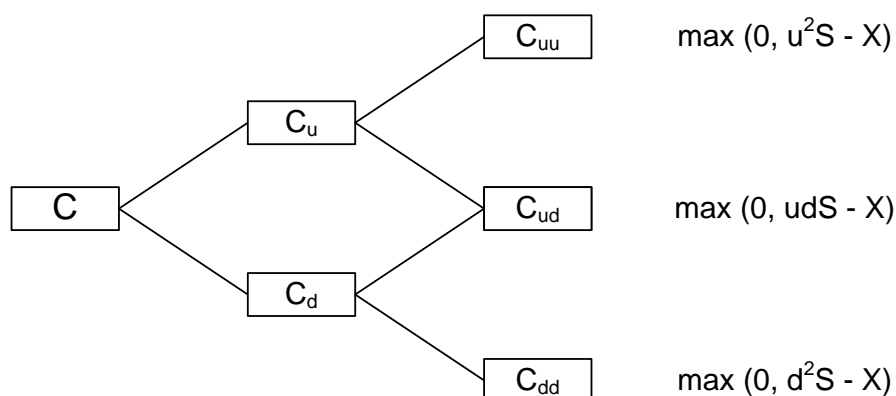
$$q = \frac{r - d}{u - d} = p$$

El anterior análisis puede extenderse a más periodos. Por ejemplo, para el caso de dos periodos se tiene que la evolución del subyacente es:



Y el valor de la opción se desenvolverá de la siguiente manera:

¹¹ Para la valoración de una opción put (P) se obtiene una fórmula análoga al caso de la opción call (C), para el estudio de este caso véase Lamothe-Fernández P., et al. (2003). En esta referencia también se detallan fórmulas de valoración para opciones con otros subyacentes.



Para este ejercicio de dos periodos, se debe aplicar el mismo método de valoración que para un periodo. El procedimiento consiste en estimar C_u y C_d , a partir de los valores intrínsecos calculados en el segundo período (C_{uu} , C_{ud} y C_{dd}) y empleando en cada caso la ecuación obtenida para el cálculo de C ; y una vez calculados C_u y C_d se prosigue a calcular C utilizando la ecuación ya indicada, así es como:

$$C_u = \frac{pC_{uu} + (1-p)C_{ud}}{r} \quad \text{y} \quad C_d = \frac{pC_{ud} + (1-p)C_{dd}}{r}$$

$$C = \frac{pC_u + (1-p)C_d}{r}$$

Este procedimiento se puede generalizar a cualquier número de periodos (n); para ello, se deben calcular los valores intrínsecos de cada nodo final del árbol de la opción (tomando como referencia los valores terminales del árbol del subyacente) y una vez calculados, se prosigue a calcular los valores de los nodos del periodo $n-1$ utilizando la fórmula para C , y con estos valores calculados se estiman los nodos del periodo $n-2$ de la misma manera y así sucesivamente hasta llegar al valor de C del nodo $n-n$.¹²

Como se observa de las anteriores expresiones, estas se basan en los parámetros u y d , los cuales se calculan con las siguientes fórmulas (Cox, J. C., Ross, S. A., Rubinstein, M., 1979; Hull, J. C., 2009; Mun, J., 2002):

$$u = e^{\sigma\sqrt{\delta t}}$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\delta t}} = \frac{1}{u}$$

Donde:

- σ = Volatilidad anualizada del activo subyacente.
- $\delta t = t/n$; que es el intervalo de tiempo para un periodo del árbol binomial, con t = plazo en años de la opción y n = número de periodos del árbol binomial.

¹² Los periodos considerados por las fórmulas hasta indicadas son anuales, con r y r_f como tasas anuales discretas; por lo que para tiempos menores a un año, r deberá ser sustituida por $r^{\delta t}$ con $\delta t = t/n$, que es un intervalo de tiempo, con t = plazo en años de la opción y n = número de periodos del modelo binomial.

Dado que en este caso los parámetros u y d están dados en términos de intervalos de tiempo δt , cuando $n \rightarrow \infty$, se puede expresar a p y C en términos de \tilde{r} ; con (Cox, J. C., Ross, S. A., Rubinstein, M., 1979; Hull, J. C., 2009; McKinsey & Company, 2010; Mun, J., 2002):

$$\tilde{r} = r^{\delta t} = e^{r_f \delta t}$$

En donde, $r = 1 + r_f$, son tasas anuales discretas. De este modo se obtiene que:

$$p = \frac{\tilde{r} - d}{u - d}$$

$$C = \frac{pC_u + (1 - p)C_d}{\tilde{r}}$$

Como se observa, el método general para calcular el valor de una opción consiste en construir primero un árbol binomial para el subyacente, en el cual se muestra la evolución de su valor de izquierda a derecha hasta el periodo n . Una vez obtenido este árbol, se prosigue a la construcción del árbol binomial para la evaluación de la opción, el cual se desarrolla de derecha a izquierda, calculando primero el valor intrínseco de la opción en los nodos del último periodo y con ellos se prosigue al cálculo de los nodos del periodo anterior inmediato aplicando en cada uno de ellos las fórmulas basadas en la probabilidad neutral al riesgo o el sistema de ecuaciones basado en el concepto del portafolio replicante (o de cobertura); de esta manera se continúa hasta llegar al último nodo del extremo izquierdo del árbol de la opción.

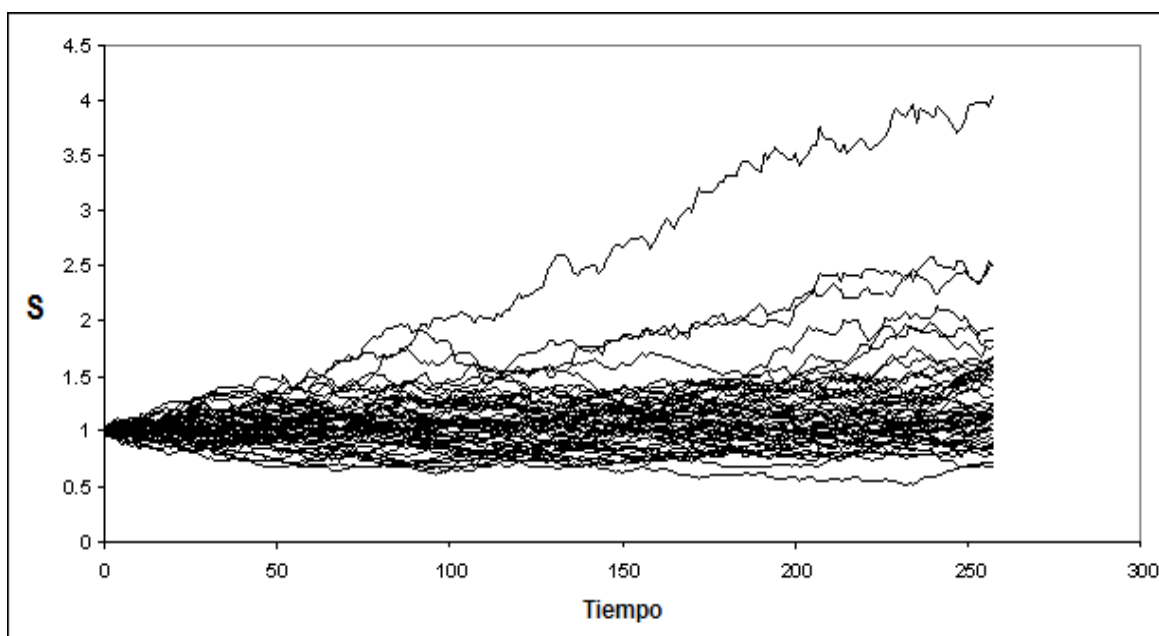


Figura 3.10. Evolución del Valor de un Subyacente (S) con respecto al Tiempo.

Esta es una representación del “Cono de Incertidumbre” generado por múltiples simulaciones del Movimiento Geométrico Browniano con μ y σ constantes.

Fuente: VOSE Software. (2007).

Cabe señalar que un árbol binomial es un tipo de simulación discreta de un proceso que esencialmente es continuo, tal como lo representa el movimiento geométrico browniano; con el cual es posible simular varias rutas aleatorias de evolución que puede seguir el valor de un subyacente durante el tiempo, obteniéndose así un “Cono de Incertidumbre”, véase Figura 3.10, que conforme pasa el tiempo se ensancha, dejándonos apreciar que los pronósticos en un futuro más lejano presentan una mayor incertidumbre (Mun, J., 2002).

3.3.6. Cálculo de la Volatilidad

Como se observa de las anteriores ecuaciones, uno de los parámetros básicos para la valoración de opciones reales es la volatilidad, y aunque existen diversos métodos para su estimación, en este trabajo se considerará un enfoque basado en la volatilidad histórica, ya que el propio método binomial requiere de un valor constante para este parámetro, por lo que para su cálculo se empleará el método de rendimientos logarítmicos o de volatilidad histórica con precios de cierre, de tal manera que (Chance, D. M., Peterson, P. P., 2002; Hull, J. C., 2002; Mun, J., 2002):

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^k (x_i - \bar{x})^2}$$

Con:

$$x_i = \ln\left(\frac{P_i}{P_{i-1}}\right)$$

Donde:

- σ_p = Volatilidad por periodo (año, mes, día, etc.) del activo subyacente¹³.
- x_i = Rendimiento logarítmico del subyacente en el periodo i.
- \bar{x} = Valor promedio de los x_i
- P_i = Valor del subyacente en el periodo i.
- P_{i-1} = Valor del subyacente en el periodo i-1.
- k = Número total de periodos (datos).

Como la volatilidad que se emplea en los cálculos de opciones reales son volatilidades anualizadas; entonces, la volatilidad por periodo calculada se anualiza de la siguiente manera (Hull, J. C., 2002; Lamothe-Fernández P., et al., 2003):

$$\sigma = \sigma_p \sqrt{T}$$

Donde:

- σ = Volatilidad anualizada del activo subyacente.
- σ_p = Volatilidad por periodo (año, mes, día, etc.) del activo subyacente.
- T = Número de periodos por año (año/año, meses/año, días/año, etc.).

¹³ En este caso periodo corresponde al tipo de datos con los que se cuenta para el activo subyacente; por ejemplo, datos diarios, mensuales o anuales.

3.3.7. Ejemplo de Aplicación del Análisis de Opciones Reales

En esta sección a manera de ejemplo, se analizará una opción real de abandono con el propósito de explicar de una manera más detallada la forma en que se aplica el método de análisis binomial. Cabe señalar que el siguiente procedimiento tiene un carácter específico para este tipo de opción, aunque los pasos de los que se compone son aplicables a otros, siempre y cuando se tome en cuenta que cada caso puede tener ciertas particularidades en algunas etapas de su cálculo¹⁴.

El siguiente caso de aplicación fue tomado de Schlumberger (2004) y consiste en la valoración de una opción de abandono con un valor de rescate; el ejemplo plantea la situación que a continuación se describe.

3.3.7.1. Planteamiento de la Situación y de las Opciones Reales

Oberon Oil es una compañía operadora de un campo ficticio llamado Charon ubicado en el Mar de Sargasso; sin embargo, tiene dudas con respecto a la futura viabilidad económica del campo petrolero. Con el propósito de protegerse de un resultado negativo, la compañía ha entablado negociaciones con Thalassa Energy, una compañía interesada en agregar los activos del Mar de Sargasso a su cartera.

Thalassa ofrece a Oberon, por una prima inicial de US\$45 millones, una garantía para adquirir el campo Charon y reintegrarle a Oberon, en el caso de que esta optara por ejercer la opción de abandonar el campo, todos los costos de desarrollo en los que haya incurrido hasta la fecha de ejercicio de la opción; por lo que se considera que el valor de rescate en cualquier momento es igual a la cantidad invertida hasta ese instante. Dada la propuesta, Oberon realiza una valoración de las opciones reales para determinar si la flexibilidad para resarcirse de los gastos de desarrollo vale el precio pedido por Thalassa.

3.3.7.2. Identificación y Cálculo de Parámetros

Oberon identifica el activo subyacente como el VPN del proyecto de Charon sin flexibilidad, el cual asciende a US\$236.3 millones, evaluado a una tasa de descuento ajustada al riesgo; igualmente sus cálculos indican que el subyacente tiene una volatilidad anual del 66.41%, mientras que la tasa libre de riesgo, para el periodo de tres años en consideración, es del 5% anual.

De esta forma se tiene que:

- $S_0 = \text{US}\$236.3$ millones
- $t = 3$ años
- $\sigma = 66.41\%$ anual
- $r_f = 5\%$ anual

¹⁴ Para el estudio de las metodologías aplicables a la valoración de diferentes tipos de opciones reales, véase: Copeland, T. E., Antikarov, V. (2001); Kodukula, P., Papudesu, C. (2006); Mun, J. (2002).

Para este ejemplo se considerarán $n = 5$, por lo que $\delta t = 3/5 = 0.6$. Como se toman en cuenta 5 periodos de tiempo, los valores de rescate (salvamento) (X_i) en cada periodo se muestran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Valores de Rescate (X_i) del Proyecto Charon.

Período	Años	X_i	Valor de Rescate, Millones de US\$
0	0.0	X_0	0.0
1	0.6	X_1	50.0
2	1.2	X_2	75.0
3	1.8	X_3	107.5
4	2.4	X_4	150.0
5	3.0	X_5	177.5

Fuente: Schlumberger. (2004).

Con los anteriores valores se calcula u , d y p :

$$u = e^{\sigma\sqrt{\delta t}} = e^{0.6641\sqrt{0.6}} = 1.67265$$

$$d = \frac{1}{u} = \frac{1}{1.67265} = 0.59785$$

$$p = \frac{e^{r_f \delta t} - d}{u - d} = \frac{e^{0.05 \cdot 0.6} - 0.59785}{1.67265 - 0.59785} = 0.4025$$

$$1 - p = 1 - 0.4025 = 0.5975$$

3.3.7.3. Construcción del Árbol Binomial para la Evolución del Subyacente

Con los anteriores valores se puede construir el árbol binomial para el subyacente que se muestra en la Figura 3.11.

El árbol de la Figura 3.11 se construye de izquierda a derecha, partiendo del nodo del periodo 0 cuyo valor es S_0 y multiplicándolo por u para obtener el valor del movimiento hacia arriba del subyacente o por d para calcular el valor del movimiento hacia abajo del subyacente, de esta forma se obtienen los valores de los nodos del periodo 1, a los cuales se les aplica el mismo procedimiento para calcular los valores de los nodos del periodo 2 y así sucesivamente hasta obtener los valores de los nodos del último periodo; esto se representa en la Figura 3.12.

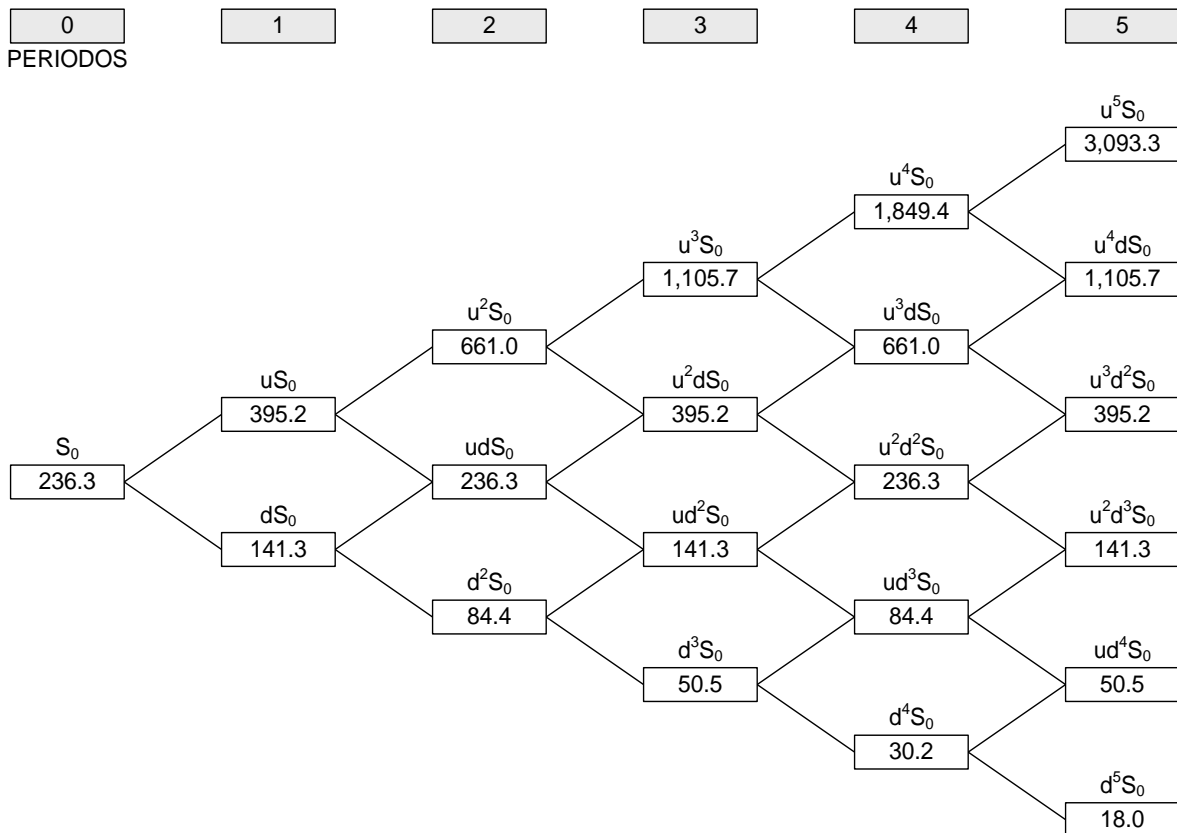


Figura 3.11. Árbol Binomial para la Evolución del Subyacente del Proyecto Charon.
Fuente: Adaptado de Schlumberger. (2004).

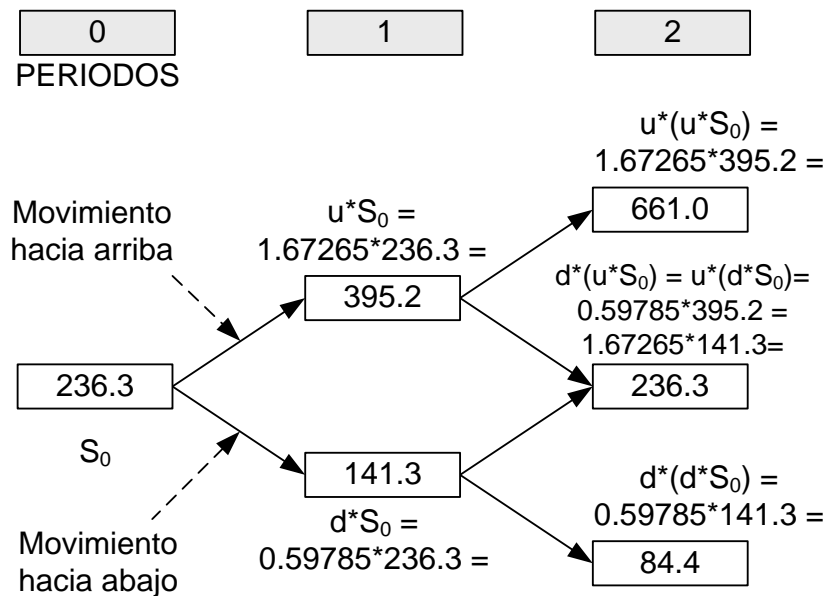


Figura 3.12. Ejemplo de Cálculo de los Nodos S_0 , uS_0 , dS_0 , u^2S_0 , udS_0 y d^2S_0 de la Figura 3.11.
Fuente: Elaboración propia con datos de Schlumberger. (2004).

3.3.7.4. Construcción del Árbol Binomial para la Valoración de la Opción

El árbol binomial para la valoración de la opción se muestra en la Figura 3.13.

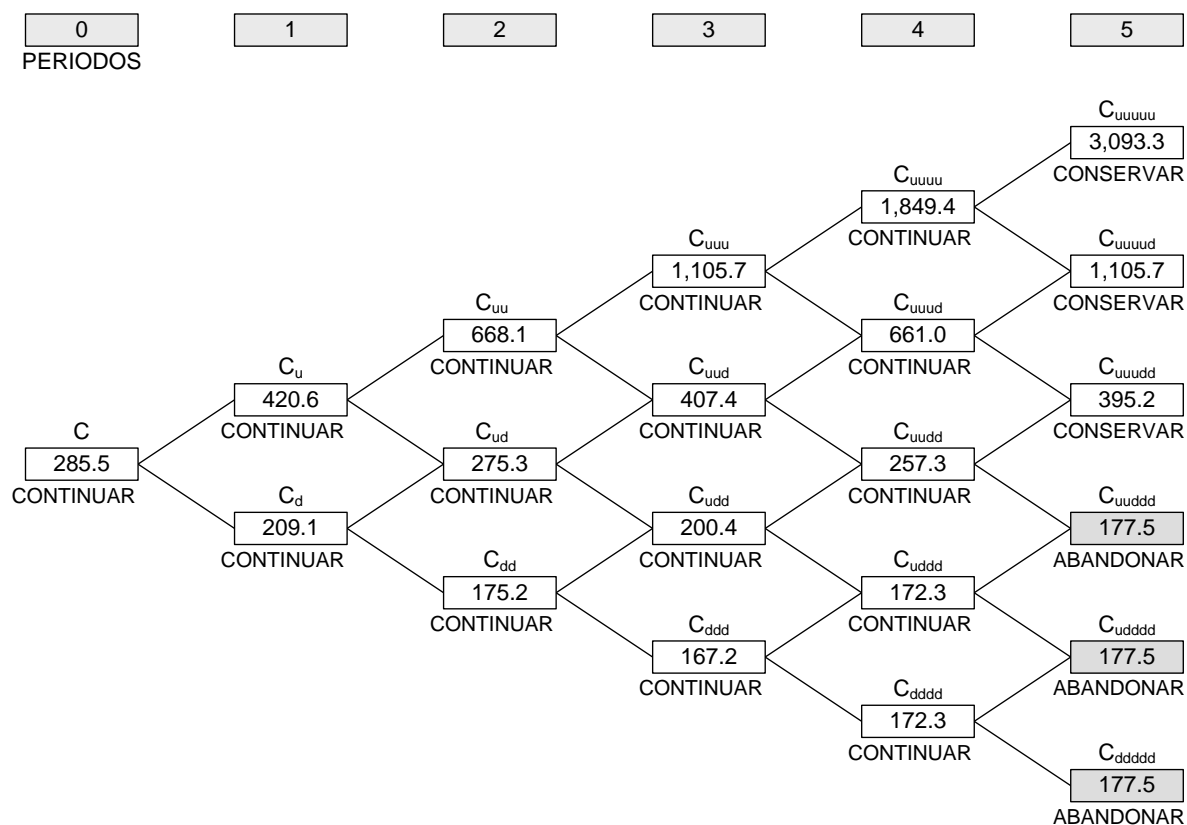


Figura 3.13. Árbol Binomial para la Valoración de la Opción de Abandono del Proyecto Charon. Fuente: Adaptado de Schlumberger. (2004).

Este árbol se construye de derecha hacia izquierda, comenzando con el cálculo de los nodos del periodo 5 aplicando para ello la fórmula correspondiente que se indica en la Tabla 3.7; una vez obtenidos estos se prosigue a calcular los valores de los nodos del periodo 4, para lo cual se utiliza la inducción inversa empleando la fórmula indicada en la Tabla 3.7 para este periodo; una vez calculados los nodos del periodo 4 se continua con la valoración de los nodos del periodo 3 empleando la fórmula indicada en la Tabla 3.7 y así se prosigue sucesivamente hasta llegar al nodo del periodo 0 en el extremo izquierdo del árbol.

Tabla 3.7. Fórmulas para la Evaluación de los Nodos de cada Periodo de la Figura 3.13.

Periodo	Fórmula para cada Nodo del Periodo	Interpretación
5	$\max(X_5, \text{valor correspondiente de } S_5)$	(Abandonar, Conservar)
4	$\max(X_4, pC_u + (1-p)C_d) / e^{rf \cdot \delta t}$ Con C_u y C_d obtenidos de los correspondientes nodos del periodo 5.	(Abandonar, Continuar)
3	$\max(X_3, pC_u + (1-p)C_d) / e^{rf \cdot \delta t}$ Con C_u y C_d obtenidos de los correspondientes nodos del periodo 4.	(Abandonar, Continuar)

2	$\max (X_2, pC_u+(1-p)C_d)/e^{rf*\delta t}$ Con C_u y C_d obtenidos de los correspondientes nodos del periodo 3.	(Abandonar, Continuar)
1	$\max (X_1, pC_u+(1-p)C_d)/e^{rf*\delta t}$ Con C_u y C_d obtenidos de los correspondientes nodos del periodo 2.	(Abandonar, Continuar)
0	$\max (X_0, pC_u+(1-p)C_d)/e^{rf*\delta t}$ Con C_u y C_d obtenidos de los correspondientes nodos del periodo 1.	(Abandonar, Continuar)

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de la Tabla 3.7, *Abandonar* significa ejercer la opción de abandonar el proyecto y con ello obtener el respectivo valor de rescate; *Continuar* significa no ejercer la opción en ese momento y por lo tanto continuar con el proyecto para seguir observando la evolución del mismo, y *Conservar* significa que una vez llegado el tiempo de expiración, no se ejerce la opción de abandono y por ende se continua con el proyecto, es decir se conserva.

Es importante señalar que el hecho de continuar con el proyecto, significa no ejercer la opción en ese momento y por consiguiente mantenerla abierta, considerando una posible implementación en un periodo más adelante; por ello, para evaluar esta condición se emplea la fórmula de valoración de una opción.

En la Figura 3.14, se muestra la aplicación del procedimiento antes descrito para algunos nodos del árbol de valoración de la opción (Figura 3.13).

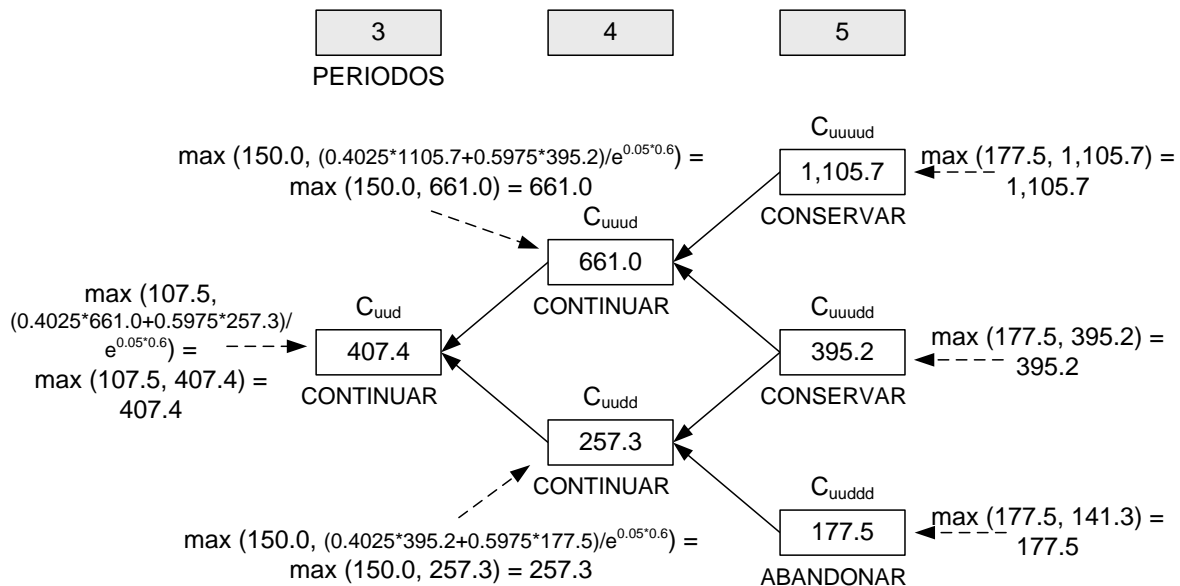


Figura 3.14. Ejemplo de Cálculo de los Nodos C_{uuuud} , C_{uuudd} , C_{uuddd} , C_{uuud} , C_{uudd} y C_{uud} de la Figura 3.13.

Fuente: Elaboración propia con datos de Schlumberger. (2004).

En la Tabla 3.8 se muestran los resultados para todos los nodos del árbol de valoración de la opción, los cuales se obtienen empleando las fórmulas de la Tabla 3.7.

Tabla 3.8. Valoración de los Nodos de la Figura 3.13.

Periodo	Nodo	Fórmula	Interpretación
5	C_{uuuuu}	$\max(177.5, 3,093.3) = 3,093.3$	Conservar
	C_{uuuud}	$\max(177.5, 1,105.7) = 1,105.7$	Conservar
	C_{uuudd}	$\max(177.5, 395.2) = 395.2$	Conservar
	C_{uuddd}	$\max(177.5, 141.3) = 177.5$	Abandonar
	C_{udddd}	$\max(177.5, 50.5) = 177.5$	Abandonar
	C_{ddddd}	$\max(177.5, 18.0) = 177.5$	Abandonar
4	C_{uuuu}	$\max(150.0, 1,849.4) = 1,849.4$	Continuar
	C_{uuud}	$\max(150.0, 661.0) = 661.0$	Continuar
	C_{uuudd}	$\max(150.0, 257.3) = 257.3$	Continuar
	C_{uuddd}	$\max(150.0, 172.3) = 172.3$	Continuar
	C_{ddddd}	$\max(150.0, 172.3) = 172.3$	Continuar
3	C_{uuu}	$\max(107.5, 1,105.7) = 1,105.7$	Continuar
	C_{uud}	$\max(107.5, 407.4) = 407.4$	Continuar
	C_{udd}	$\max(107.5, 200.4) = 200.4$	Continuar
	C_{ddd}	$\max(107.5, 167.2) = 167.2$	Continuar
2	C_{uu}	$\max(75.0, 668.1) = 668.1$	Continuar
	C_{ud}	$\max(75.0, 275.3) = 275.3$	Continuar
	C_{dd}	$\max(75.0, 175.2) = 175.2$	Continuar
1	C_u	$\max(50.0, 420.6) = 420.6$	Continuar
	C_d	$\max(50.0, 209.1) = 209.1$	Continuar
0	C	$\max(0, 285.5) = 285.5$	Continuar

Fuente: Elaboración propia con datos de Schlumberger. (2004).

3.3.7.5. Análisis e Interpretación de los Resultados

Empleando los anteriores árboles, Oberon puede interpretar el valor de la opción observando que la flexibilidad adicional, provista por el contrato de Thalassa, incrementa el VPN del proyecto Charon hasta US\$285.5 millones, por lo que este valor representa su Valor Presente Neto Expandido; de esta manera se observa que gracias a la presencia de la opción de abandono el proyecto adquiere un valor de US\$49.2 millones por encima del VPN sin flexibilidad (VPN Convencional de US\$236.3 millones). Por lo que hay que observar que estos US\$49.2 millones representan el valor de la opción.

De lo anterior, sería recomendable que la dirección de Oberon aceptara la oferta propuesta y con ello hacer el pago de la prima de US\$45 millones solicitada por Thalassa, esto con el propósito de capturar la flexibilidad ofrecida a su proyecto e incluso para aprovechar que aparentemente Thalassa subvaloró la opción en US\$4.2 millones, es decir, la diferencia entre el valor calculado de la opción y el precio de la prima solicitada. Esta subvaloración aparente indica que Thalassa tiene una percepción del riesgo y de la incertidumbre diferente a la de Oberon.

3.4. Conclusiones del Capítulo 3

En este capítulo se hizo una revisión de las opciones financieras, las cuales son el fundamento teórico de las opciones reales, siendo este análisis una alternativa adicional que se ha planteado para la evaluación de proyectos. Sin embargo, es importante señalar que el análisis de opciones reales no pretende desplazar el uso de los métodos tradicionales de evaluación; sino que por el contrario, parten de ellos, como es el caso del VPN, e incluso permiten complementarlos.

Si bien los métodos tradicionales permiten la evaluación de proyectos, su utilización de forma aislada no considera el riesgo en el que se estos se ven envueltos, siendo necesario que adicional a su uso se empleen metodologías ya sea no probabilísticas o probabilísticas que permitan evaluar de alguna manera el efecto de la incertidumbre a la que las inversiones están expuestas.

Si bien los métodos tradicionales junto con algunos enfoques no probabilísticos permiten la evaluación de escenarios, que por lo general se refieren a estimaciones en las que algunos parámetros son modificados dentro de algún rango (del optimista al pesimista) para un caso de referencia permitiendo con ello el análisis de los diferentes resultados que son posibles bajo las variaciones propuestas; estos no permiten plenamente determinar cuáles de todos los escenarios identificados serán más probables que otros ni en qué momento pueden llegar a presentarse estos a lo largo del tiempo.

Aunque el análisis de opciones reales es una metodología que de alguna manera valora una gran cantidad de escenarios, esta lo hace de una manera continua y atendiendo a la naturaleza estocástica de estos; permitiendo además el análisis de cómo diferentes fuentes de incertidumbre pueden afectar el valor de un proyecto y auxiliando conjuntamente al estudio del efecto de la toma de decisiones sobre el valor del mismo. Aunado a lo anterior, esta metodología incluso facilita, a diferencia de otras tanto probabilísticas o no, el consenso sobre el valor de un proyecto bajo incertidumbre, situación que puede permitir la negociación de algunos factores de interés entre los involucrados en el desarrollo de una inversión.

Así mismo, el análisis de opciones reales resulta de mayor utilidad cuando un proyecto de gran interés y de aparente inviabilidad no puede justificarse bajo los criterios tradicionales; sin reconocer que si esas inversiones presentan flexibilidad y se desenvuelven en ambientes con incertidumbre, son precisamente esas condiciones las que podrían sumarle un valor a estas llegando incluso a permitir su justificación; no obstante, dichas circunstancias difícilmente pueden conceptualizarse o evaluarse de una forma conveniente bajo las metodologías tradicionales.

Por lo que, dadas las características de las condiciones antes mencionadas, las cuales se relacionan con procesos estocásticos y de toma de decisiones, así como dados los principios en los que se fundamentan y los casos para los que se han desarrollado las distintas metodologías de valoración de opciones reales, hacen de esta herramienta de análisis una manera adecuada de evaluar dichas circunstancias y su impacto sobre un proyecto.

Capítulo 4

Evaluación de una Planta Genérica de Gas a Líquidos (GTL) y la Aplicación del Análisis de Opciones Reales

En este capítulo se realizará la evaluación económica de una Planta Genérica de Gas a Líquidos (GTL) basada en los métodos tradicionales de evaluación, para posteriormente proponer un enfoque de opciones reales aplicables al caso de estudio, con el propósito de evaluar e interpretar una cierta flexibilidad atribuible a este tipo de proyectos.

4.1. Características de una Planta Genérica de Gas a Líquidos (GTL)

Como se mostró en el Capítulo 2, los parámetros económicos para las instalaciones de GTL que se han reportado y difundido en la literatura, en la mayoría de los casos se han estimado para plantas que debieran considerarse “genéricas”. Así mismo, de la revisión bibliográfica, es posible observar que las dos principales compañías que han logrado desarrollar una tecnología capaz de llevarse a escalas comerciales son Sasol y Shell; sin embargo, de entre estas dos empresas, el modelo de planta desarrollado por Sasol es el que en mayor medida cumple con los criterios que se han atribuido a una planta genérica de GTL.

El modelo de planta de GTL diseñado por Sasol se ha replicado en las instalaciones de Oryx GTL y Escravos GTL y se pretende implementar en el proyecto de Uzbekistán; por lo que para los fines del presente trabajo, se considerará que este esquema de instalación es lo que se denomina como “Planta Genérica de GTL”; además, conviene utilizar este modelo de planta dado que hasta el momento es de los pocos que se ha logrado materializar con un propósito comercial e igualmente porque muchos de los parámetros reportados en la bibliografía corresponden a plantas de este tipo¹⁵.

Las características básicas que posee una Planta Genérica de GTL son (Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C., 2001):

- Se ubica en una zona costera con acceso a instalaciones portuarias.
- Se ubica en una zona cercana al campo de producción que suministra su gas natural.
- Se localiza en una región con estabilidad interna y con infraestructura para el desarrollo de proyectos similares.
- Su construcción es in-situ con unidades modulares y un programa de IPC de 3 años.

¹⁵ Los montos o eventos indicados en este capítulo para cada “Año”, corresponden a valores o situaciones que se presentan al final del Año al que se atribuyen.

- Tiene una configuración de proceso basada en tres etapas principales: generación de syngas (con tecnología ATR), conversión Fischer-Tropsch (con reactor de suspensión) y mejoramiento de productos (básicamente hidrocracking).
- Tiene una capacidad de producción de diseño de entre 32,000 bbl/d y 36,000 bbl/d.
- Tiene una distribución de su producción de la siguiente forma: LPG (≈3%), Naftas (≈26%) y Destilados Medios (Diesel) (≈71%).

4.2. Evaluación Financiera Tradicional de una Planta Genérica de GTL (Caso Base)

Con base en los criterios antes señalados, a continuación se procederá a realizar una evaluación financiera para una Planta Genérica de Gas a Líquidos (GTL), este análisis puede considerarse de orden de magnitud (AACE International, 2005) dado que se basa en estimaciones y datos reportados u obtenidos a partir de lo publicado en la literatura para este tipo de proyectos.

4.2.1. Parámetros Técnicos y Económicos para el Caso Base

En la Tabla 4.1 se indican los principales parámetros técnicos y económicos que se utilizaron para la evaluación financiera de la instalación antes indicada, la cual constituirá el “Caso Base” de este estudio.

Tabla 4.1. Parámetros para la Evaluación Financiera Tradicional de una Planta Genérica de GTL.

Parámetro	Valor o Criterio
Base de los Parámetros	- Los parámetros señalados en esta Tabla representan valores típicos de los Estados Unidos de América. - Los costos o precios indicados para el nombrado “Año 0”, corresponden a valores estimados hacia el 2012 en un escenario Norteamericano. - Los costos o precios indicados en esta Tabla corresponden al Año 2012 (Año 0).
	Notas: - Con el propósito de realizar una evaluación genérica, se tomarán como referencia los parámetros económicos-financieros de Estados Unidos para una Planta Genérica de GTL. - El inicio del “Caso Base” se plantea en el “Año 0” que corresponde al 2012.
Capacidad de Producción de la Planta (CP)	34,000 bbl/d
	Notas: - Esta es la capacidad en la que, al menos en los últimos años, se ha estandarizado el diseño de una Planta Genérica de GTL. - Este valor corresponde a la capacidad de diseño de la Planta Genérica de GTL.
Vida del Proyecto	30 años
	Notas: - Basado en Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010; HATCH, 2011.
Factor de Servicio de la Planta (FS)	95% anual
	Notas: - Se refiere al porcentaje de los días disponibles en un año que la planta está

	<p>en operación.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tomado de Towler, G., Sinnott, R., 2008.
Días de Operación Anual (DOA)	<p>346.75 días/año</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se calcula como DOA = 365*FS
Factor de Utilización de la Capacidad de la Planta (FUC_p)	<ul style="list-style-type: none"> - Año 1 = 15% - Año 2 = 65% - Año 3 = 85% - Año 4 y en adelante = 95% <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se refiere al porcentaje de la capacidad de producción (CP) a la que opera la planta. - La producción del Año 4 y en adelante puede considerarse como la capacidad normal de operación. - Basado en Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010; Sasol, 2011 y considerando que las nuevas plantas de GTL perfeccionen técnicamente su desempeño operativo y alcancen mejores factores de utilización que los conseguidos hasta el momento.
Consumo Anual de Gas Natural (CAGN)	<p>1.241x10¹¹ ft³/año</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se calcula como CAGN = CP*365*10,000 - Con base en Al-Fehaidi, R., 2010; Fleisch, T. H., 2012. - En este estudio se considerará que este valor representa un consumo anual de gas natural (CAGN) contratado con un suministrador por 30 años, bajo cláusula “take or pay” con un pago mínimo del 90.25% del consumo anual contratado; es decir, que independientemente de las condiciones de operación con las que trabaje la planta, dado que el gas se obtiene mediante un contrato de este tipo, los operadores se comprometen a pagar anualmente como mínimo el equivalente a 0.9025*CAGN, independientemente de que se utilice o no; este tipo de contratación es una práctica reportada para Plantas Genéricas de GTL, véase Cook, P., 2005; Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010.
Depreciación	<ul style="list-style-type: none"> - Depreciación en línea recta - 10 años - Valor de salvamento = 0 <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Propuesto con base en Raytheon/PDVSA, 2000.
Tasa de Impuestos	<p>35% anual</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Propuesto con base en HATCH, 2011.
Inflación General (f)	<p>3% anual</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Propuesto de Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010; HATCH, 2011.
CAPEX (CAPEX)	<p>100,000 US\$/bbl/d</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tomado de Salehi, E., et al., 2013. - Representa un costo unitario por capacidad, de la inversión para las

	<p>instalaciones de la planta de GTL.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Este CAPEX representa un valor reportado hacia el Año 2012. - Los CAPEX de las plantas de GTL hacia el 2012 son considerablemente mayores a los que se tuvieron antes de 2006 como consecuencia de un incremento de costos experimentado en ingeniería y materiales, véase Maitlis, P. M., De Klerk, A., 2013; Salehi, E., et al., 2013. - Para los propósitos de este trabajo se considerará que este costo representa un TOC (Total Overnight Capital), véase NETL, 2011.
OPEX (OPEX)	20 US\$/bbl
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Estimado con base en Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010; HATCH, 2011; Salehi, E., et al., 2013. - Este OPEX representa un valor estimado hacia el Año 2012. - Representa costos genéricos por químicos y catalizadores, servicios, gastos de operación y mantenimiento, gastos administrativos y generales, seguros e inclusive costos por transporte.
Precio del Gas Natural	4 US\$/MMBtu (0.00412 US\$/ft ³)
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se considerará que este valor corresponde a dólares del 2012. - Para este estudio se toma como base un precio promedio del gas cercano al que la EIA pronostica para el Henry Hub hacia el 2014, véase EIA, 2013b. - Dado que las plantas de GTL buscan establecerse en sitios donde se pueda conseguir el gas natural a bajos precios, para el caso de un mercado como el de los Estados Unidos se considerará un precio spot bajo, como los que se han alcanzado desde el 2009 hasta el 2012, los cuales oscilan alrededor de los 4 US\$/MMBtu en dólares del 2012, véase EIA, 2013a. - Considerando que en los proyectos de GTL es común encontrar contratos “take or pay” para el suministro de gas natural y dadas las características de estos proyectos, que los hacen diferentes de otros contratos take or pay como los establecidos en proyectos de LNG o de gasoductos; se supone apropiado el plantear que se obtenga materia prima a precios relativamente bajos y no tan expuestos a una alta variabilidad, véase Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010. - Es importante señalar que si la instalación empleara “stranded gas” se podrían obtener, con mayor certeza, precios del gas natural bajos y menos expuestos a cambios abruptos. - El precio del gas natural en US\$/ft³ = US\$/MMBtu*0.00103, véase CRE, 2008.
Tasa de Escalamiento del Precio del Gas Natural	3% anual
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Propuesto de Deutsche Securities/Deutsche Bank, 2010; HATCH, 2011.
Apalancamiento	No se considera apalancamiento.
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dado que la evaluación convencional servirá como punto de partida para el posterior análisis con opciones reales, no se considera pertinente para este

	<p>caso el tomar en cuenta un apalancamiento (deuda), ya que esto aunado con el uso de las opciones podría llevar a sobrevaluar los aspectos positivos de un proyecto de esta naturaleza.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se plantea como conveniente el uso de una misma tasa de descuento para todo el análisis sin tomar en cuenta el origen de los recursos, tal como hasta el momento lo han hecho muchos otros análisis de opciones reales reportados en la literatura; esto dado que el uso de una deuda implica el calcular una tasa de descuento ponderada que atiende a diferentes fuentes de financiamiento y que debe ser conveniente estructurada, situación que está más allá de los propósitos de esta evaluación.
Tasa de Descuento (i)	12% anual
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Propuesto de HATCH, 2011; NETL, 2008.
Tasa de Descuento Combinada (ic)	15.36% anual
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se calcula con la expresión: $ic = i + f + (i*f)$ - Véase Baca-Urbina, G., 2007; DeGarmo, E. P., 1998.
Producción de la Planta Genérica de GTL	<ul style="list-style-type: none"> - LPG (2.94%) = 1,000 bbl/d - Naftas GTL (26.47%) = 9,000 bbl/d - Destilados Medios GTL (70.59%) = 24,000 bbl/d
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tomado de Halstead, K., 2006.
Precios de los Productos de GTL	<ul style="list-style-type: none"> - LPG (No se consideran ingresos por la venta del LPG) - Naftas GTL [US\$/bbl] = $(0.914*WTI) + 5.32$ - Destilados Medios GTL [US\$/bbl] = $(1.273*WTI) - 2.23$
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Como se indicó en el Capítulo 2, las plantas de GTL en operación no necesariamente comercializan el LPG y lo pueden consumir dentro de la misma instalación, por lo que para esta evaluación se supondrá este caso; razón por la cual no se considerarán ingresos por la venta de este producto. Esta situación es similar a la planteada en HATCH, 2011; Raytheon/PDVSA, 2000. - Los precios de las Naftas y de los Destilados Medios se calculan con base en el precio del WTI (West Texas Intermediate), la obtención de estas fórmulas se detallará más adelante en este capítulo. - La planta de Oryx GTL produce una fracción de destilados medios, que es una mezcla de diesel con keroseno, ya que su diseño no cuenta con una unidad de separación para esta mezcla; sin embargo, aun bajo esta condición, este producto es clasificado como diesel y se emplea en mezclas con diesel de refinería. - El precio del WTI debe expresarse en US\$/bbl.
Precio del WTI (West Texas Intermediate) (WTI)	91 US\$/bbl
	<p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se considerará que este valor corresponde a dólares del 2012. - Para este estudio se toma como base el precio promedio del WTI pronosticado por la EIA hacia el 2014, véase EIA, 2013b.

Fuente: Elaboración propia.

La obtención de las fórmulas que se emplearán para el cálculo de los precios de las naftas y de los destilados medios de GTL, se realizó con base en los datos de la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Datos para la Obtención de las Ecuaciones de Regresión de los Precios de los Productos de GTL.

Fecha	Precio del WTI (US\$/bbl)	U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur Diesel No.2 (US\$/gal)	U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur Diesel No.2 (US\$/bbl)	Naftas CNF Japan (US\$/MT)	Naftas CNF Japan (US\$/bbl)
Ene-2007	54.51	1.639	68.84	552.5	59.73
Feb-2007	59.28	1.777	74.63	562.5	60.81
Mar-2007	60.44	1.970	82.74	667.5	72.16
Abr-2007	63.98	2.092	87.86	675.0	72.97
May-2007	63.46	2.045	85.89	715.0	77.29
Jun-2007	67.49	2.093	87.91	677.5	73.24
Jul-2007	74.12	2.144	90.05	710.0	76.75
Ago-2007	72.36	2.116	88.87	665.0	71.89
Sep-2007	79.92	2.294	96.35	687.5	74.32
Oct-2007	85.80	2.361	99.16	727.5	78.64
Nov-2007	94.77	2.657	111.59	817.5	88.37
Dic-2007	91.69	2.561	107.56	865.0	93.51
Ene-2008	92.97	2.551	107.14	857.5	92.70
Feb-2008	95.39	2.749	115.46	865.0	93.51
Mar-2008	105.45	3.153	132.43	905.0	97.83
Abr-2008	112.58	3.347	140.57	919.0	99.34
May-2008	125.40	3.733	156.79	1005.0	108.64
Jun-2008	133.88	3.851	161.74	1110.0	119.99
Jul-2008	133.37	3.816	160.27	1195.0	129.18
Ago-2008	116.67	3.241	136.12	1042.5	112.69
Sep-2008	104.11	3.076	129.19	927.5	100.26
Oct-2008	76.61	2.312	97.10	700.0	75.67
Nov-2008	57.31	1.843	77.41	297.5	32.16
Dic-2008	41.12	1.372	57.62	322.5	34.86
Ene-2009	41.71	1.426	59.89	380.0	41.08
Feb-2009	39.09	1.258	52.84	440.0	47.56
Mar-2009	47.94	1.292	54.26	422.5	45.67
Abr-2009	49.65	1.396	58.63	457.5	49.46
May-2009	59.03	1.489	62.54	460.0	49.73
Jun-2009	69.64	1.802	75.68	592.5	64.05
Jul-2009	64.15	1.695	71.19	585.0	63.24
Ago-2009	71.05	1.900	79.80	600.0	64.86
Sep-2009	69.41	1.773	74.47	637.5	68.91
Oct-2009	75.72	1.941	81.52	607.5	65.67
Nov-2009	77.99	1.980	83.16	691.5	74.75
Dic-2009	74.47	1.959	82.28	705.0	76.21

Ene-2010	78.33	2.035	85.47	722.5	78.10
Feb-2010	76.39	1.998	83.92	685.0	74.05
Mar-2010	81.20	2.125	89.25	740.0	79.99
Abr-2010	84.29	2.267	95.21	742.5	80.26
May-2010	73.74	2.093	87.91	760.0	82.16
Jun-2010	75.34	2.066	86.77	672.5	72.70
Jul-2010	76.32	2.042	85.76	642.5	69.45
Ago-2010	76.60	2.093	87.91	662.5	71.62
Sep-2010	75.24	2.130	89.46	670.0	72.43
Oct-2010	81.89	2.252	94.58	720.0	77.83
Nov-2010	84.25	2.324	97.61	790.0	85.40
Dic-2010	89.15	2.446	102.73	822.5	88.91
Ene-2011	89.17	2.601	109.24	872.5	94.32
Feb-2011	88.58	2.793	117.31	880.0	95.13
Mar-2011	102.86	3.081	129.40	990.0	107.02
Abr-2011	109.53	3.231	135.70	990.0	107.02
May-2011	100.90	3.001	126.04	1100.0	118.91
Jun-2011	96.26	3.015	126.63	ND	ND
Jul-2011	97.30	3.117	130.91	ND	ND
Ago-2011	86.33	2.974	124.91	ND	ND
Sep-2011	85.52	2.937	123.35	ND	ND
Oct-2011	86.32	2.960	124.32	ND	ND
Nov-2011	97.16	3.046	127.93	ND	ND
Dic-2011	98.56	2.878	120.88	ND	ND
Ene-2012	100.27	3.034	127.43	ND	ND
Feb-2012	102.20	3.178	133.48	ND	ND
Mar-2012	106.16	3.270	137.34	ND	ND
Abr-2012	103.32	3.217	135.11	ND	ND
May-2012	94.66	2.947	123.77	ND	ND
Jun-2012	82.30	2.667	112.01	ND	ND
Jul-2012	87.90	2.879	120.92	ND	ND
Ago-2012	94.13	3.143	132.01	ND	ND
Sep-2012	94.51	3.186	133.81	ND	ND
Oct-2012	89.49	3.157	132.59	ND	ND
Nov-2012	86.53	2.997	125.87	ND	ND
Dic-2012	87.86	2.960	124.32	ND	ND

Notas: El precio del “U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur Diesel No.2” en (US\$/bbl) es igual al de este en (US\$/gal)*42. El precio de la “Nafta CNF Japan” en (US\$/bbl) fue calculado empleando los datos de esta en (US\$/MT) y considerando una densidad de 680 kg/m³ (Sasol). ND, significa dato no disponible.

Fuente: Elaboración propia con datos para el WTI y el ULSD de EIA. (2013c) y para las Naftas de Plastemart. (2011).

En la Tabla 4.2 se muestran los datos de precios mensuales, en el periodo de enero de 2007 a diciembre de 2012, para el crudo WTI, para el U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur Diesel No.2 y para la Nafta CNF Japan. Cabe indicar que se utilizaron los datos de estos energéticos con el propósito de

obtener expresiones para el cálculo de los precios de los productos de GTL en función del precio de algún crudo de referencia, que en este caso, al ser un estudio planteado bajo las condiciones económicas de los Estados Unidos, se optó por elegir el West Texas Intermediate (WTI).

Así mismo, se propone el emplear los datos de los precios del U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur Diesel No.2 como referencia para el cálculo de los precios de los Destilados Medios de GTL, esto porque ambos combustibles presentan cualidades equiparables en términos ambientales. Mientras que para el caso de las Naftas de GTL se sugiere el emplear como base los precios de las Naftas CNF Japan, ya que estas son una materia prima de uso petroquímico que se comercializa en el mercado asiático, las cuáles son características similares a las que se identificaron en el Capítulo 2 para este producto de GTL.

Con los datos anteriores se procede a la elaboración de los diagramas de dispersión que se muestran en las Figuras 4.1 y 4.2, a los cuales se les aplicó una regresión lineal encontrándose las fórmulas que se muestran en dichas figuras.

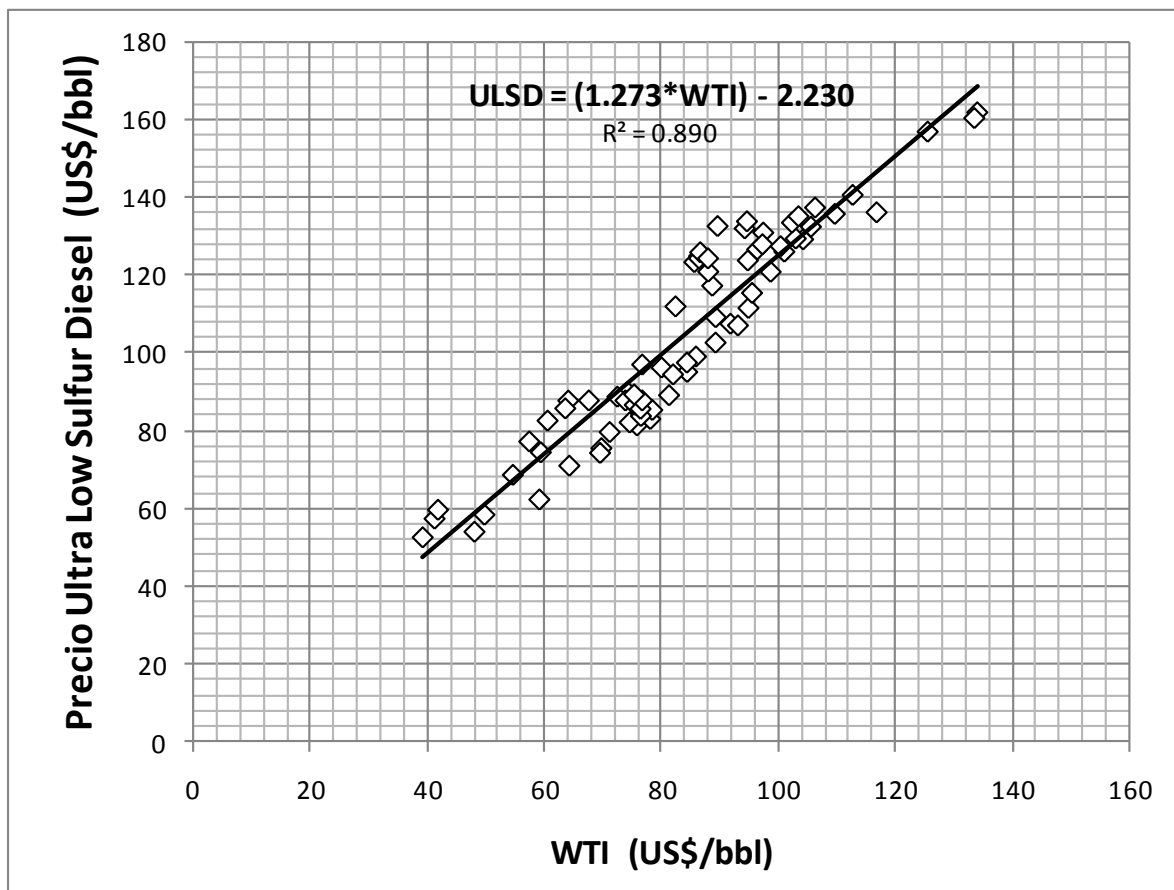


Figura 4.1. Diagrama de Dispersión y Regresión Lineal entre el Precio del Ultra-Low Sulfur Diesel No.2 y el Precio del WTI.

Nota: Estas variables presentan un coeficiente de correlación de 0.9437.

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA. (2013c).

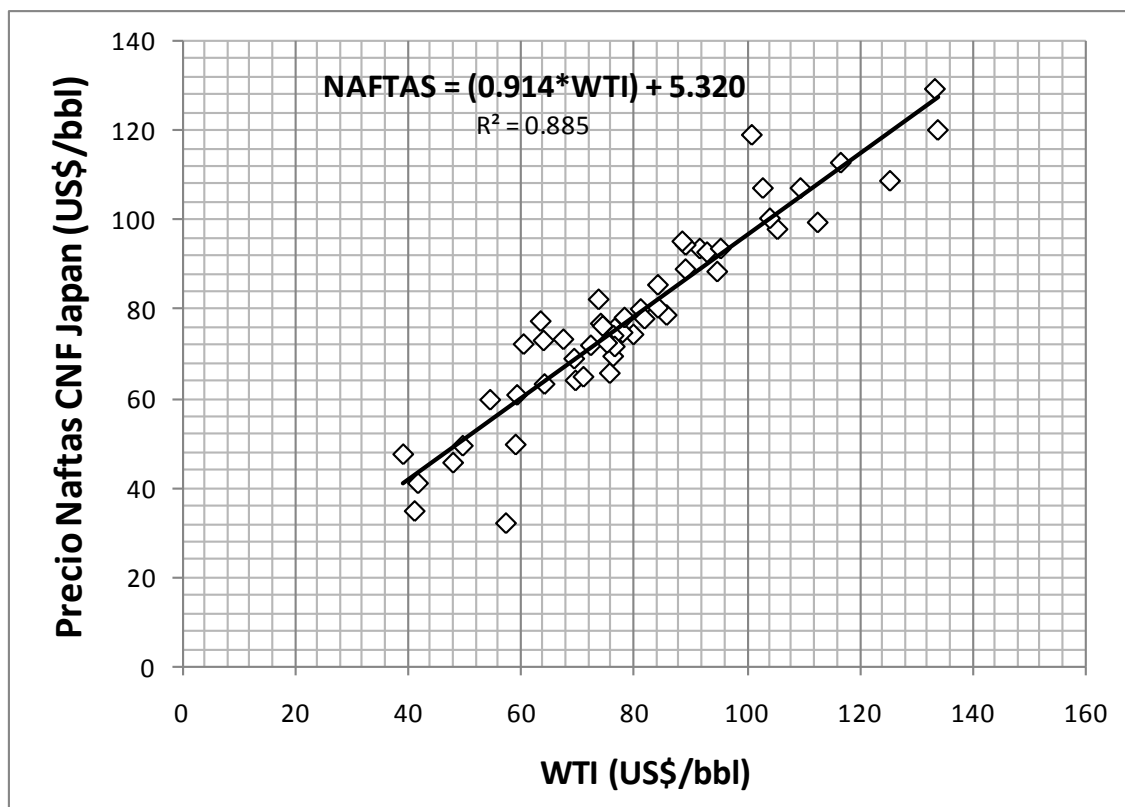


Figura 4.2. Diagrama de Dispersión y Regresión Lineal entre el Precio de las Naftas CNF Japan y el Precio del WTI.

Nota: Estas variables presentan un coeficiente de correlación de 0.9410.

Fuente: Elaboración propia con datos de Plastemart. (2011).

Suponiendo que la relación encontrada en la Figura 4.1 es aplicable para el cálculo de los precios de los Destilados Medios de GTL, se obtiene que:

$$\text{Destilados Medios GTL [US$/bbl]} = (1.273 * \text{WTI}) - 2.23$$

Y considerando que la relación encontrada en la Figura 4.2 es aplicable para el cálculo de los precios de las Naftas de GTL, se asumirá que:

$$\text{Naftas GTL [US$/bbl]} = (0.914 * \text{WTI}) + 5.32$$

4.2.2. Resultados de la Evaluación Tradicional del Caso Base y su Interpretación

Con base en los datos mostrados en la Tabla 4.1 se realizó una evaluación financiera para una Planta Genérica de GTL, la cual representa el “Caso Base” de este estudio; para ello se emplearon los métodos tradicionales de evaluación, el del VPN (Valor Presente Neto) y el de la TIR (Tasa Interna de Retorno).

Los resultados para el proyecto evaluado (Caso Base) se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Evaluación Financiera Tradicional de una Planta Genérica de GTL (Caso Base).

Año	AÑO	Ingresos	Costo CAPEX	Costo Gas Natural	Costo OPEX	FEAI	Depreciación	Ingreso Gravable	Impuestos	Costos Totales	FEDI
2012	0	\$0	\$3,400	\$0	\$0	-\$3,400	\$0	\$0	\$0	\$3,400	-\$3,400
2013	1	\$189	\$0	\$475	\$36	-\$323	\$340	\$0	\$0	\$512	-\$323
2014	2	\$842	\$0	\$490	\$163	\$190	\$340	\$0	\$0	\$652	\$190
2015	3	\$1,135	\$0	\$504	\$219	\$411	\$340	\$71	\$25	\$748	\$386
2016	4	\$1,306	\$0	\$519	\$252	\$535	\$340	\$195	\$68	\$840	\$467
2017	5	\$1,345	\$0	\$535	\$260	\$551	\$340	\$211	\$74	\$868	\$477
2018	6	\$1,386	\$0	\$551	\$267	\$567	\$340	\$227	\$80	\$898	\$488
2019	7	\$1,427	\$0	\$568	\$275	\$584	\$340	\$244	\$86	\$929	\$499
2020	8	\$1,470	\$0	\$585	\$284	\$602	\$340	\$262	\$92	\$960	\$510
2021	9	\$1,514	\$0	\$602	\$292	\$620	\$340	\$280	\$98	\$992	\$522
2022	10	\$1,560	\$0	\$620	\$301	\$639	\$340	\$299	\$104	\$1,026	\$534
2023	11	\$1,607	\$0	\$639	\$310	\$658	\$0	\$658	\$230	\$1,179	\$427
2024	12	\$1,655	\$0	\$658	\$319	\$677	\$0	\$677	\$237	\$1,214	\$440
2025	13	\$1,704	\$0	\$678	\$329	\$698	\$0	\$698	\$244	\$1,251	\$454
2026	14	\$1,755	\$0	\$698	\$339	\$719	\$0	\$719	\$252	\$1,288	\$467
2027	15	\$1,808	\$0	\$719	\$349	\$740	\$0	\$740	\$259	\$1,327	\$481
2028	16	\$1,862	\$0	\$740	\$359	\$762	\$0	\$762	\$267	\$1,367	\$496
2029	17	\$1,918	\$0	\$763	\$370	\$785	\$0	\$785	\$275	\$1,408	\$510
2030	18	\$1,976	\$0	\$786	\$381	\$809	\$0	\$809	\$283	\$1,450	\$526
2031	19	\$2,035	\$0	\$809	\$393	\$833	\$0	\$833	\$292	\$1,494	\$542
2032	20	\$2,096	\$0	\$833	\$405	\$858	\$0	\$858	\$300	\$1,538	\$558
2033	21	\$2,159	\$0	\$858	\$417	\$884	\$0	\$884	\$309	\$1,584	\$575
2034	22	\$2,224	\$0	\$884	\$429	\$910	\$0	\$910	\$319	\$1,632	\$592
2035	23	\$2,290	\$0	\$911	\$442	\$938	\$0	\$938	\$328	\$1,681	\$610
2036	24	\$2,359	\$0	\$938	\$455	\$966	\$0	\$966	\$338	\$1,731	\$628
2037	25	\$2,430	\$0	\$966	\$469	\$995	\$0	\$995	\$348	\$1,783	\$647
2038	26	\$2,503	\$0	\$995	\$483	\$1,025	\$0	\$1,025	\$359	\$1,837	\$666
2039	27	\$2,578	\$0	\$1,025	\$498	\$1,055	\$0	\$1,055	\$369	\$1,892	\$686
2040	28	\$2,655	\$0	\$1,056	\$512	\$1,087	\$0	\$1,087	\$380	\$1,949	\$707
2041	29	\$2,735	\$0	\$1,087	\$528	\$1,120	\$0	\$1,120	\$392	\$2,007	\$728
2042	30	\$2,817	\$0	\$1,120	\$544	\$1,153	\$0	\$1,153	\$404	\$2,067	\$750

VP (Ingresos)	\$8,097
----------------------	---------

VP (Costos Totales) No Incluye los Costos del "Año 0"	\$5,917
---	---------

VPN (Convencional)	-\$1,220
TIR	10.75%

Fuente: Elaboración propia.

NOTAS: Los valores monetarios están expresados en Millones de Dólares (US\$) y representan precios corrientes del año correspondiente.
 El VPN, los VP y la TIR corresponden a valores con respecto al Año 0. Esta evaluación empleó la tasa de descuento combinada (15.36%).
 FEAI (Flujo de Efectivo Antes de Impuestos); FEDI (Flujo de Efectivo Después de Impuestos).

La Tabla 4.3 muestra los resultados de la evaluación financiera convencional aplicada a una Planta Genérica de GTL cuyas características se indicaron en la Tabla 4.1.

Como se observa de la Tabla 4.3, se consideró que la inversión en la planta se desarrolla en el Año 0 (2012)¹⁶ y que el proyecto comienza a generar ingresos por la venta de destilados medios y naftas de GTL a partir del Año 1. Además, es a partir de este año en el que se suponen costos asociados al consumo de gas natural y por OPEX. Cabe señalar que tanto los ingresos como los costos por OPEX son escalados anualmente a la tasa de inflación general, mientras que los costos por gas natural se incrementan a la tasa de escalamiento que se ha considerado para su precio. De tal manera, que en todos los casos se consideran como referencia los precios indicados en la Tabla 4.1 para el Año 0 y de ahí se escalan anualmente de acuerdo con las tasas propuestas.

Para el caso de los ingresos y de los costos OPEX es importante reconocer que en su cálculo anual se toma en cuenta su respectivo precio o costo base, la capacidad o la distribución de la producción según corresponda, el factor de disponibilidad de la planta, el factor de utilización de la capacidad de la planta aplicable, así como su correspondiente escalamiento de precios con respecto al Año 0.

En el caso de los costos por gas natural se supone un consumo anual de materia prima equivalente al 90.25% del flujo anual de gas natural contratado, esto dadas las características que se indicaron en la Tabla 4.1 para el contrato de suministro de este insumo. Cabe señalar que el factor del 90.25% corresponde a un escenario promedio de la planta de GTL operando desde el Año 4 y en adelante con un Factor de Servicio de la Planta del 95% y un Factor de Utilización de la Capacidad de la Planta del 95%.

El cálculo de la depreciación y de los impuestos mostrados en la Tabla 4.3 se realizó empleando las indicaciones correspondientes señaladas en la Tabla 4.1.

Del mismo modo, de la Tabla 4.3 se destaca que para el cálculo de los FEAI (Flujo de Efectivo Antes de Impuestos), de los Costos Totales y de los FEDI (Flujo de Efectivo Después de Impuestos) de cada año, se emplearon las siguientes ecuaciones:

- $FEAI = \text{Ingresos} - \text{Costo CAPEX} - \text{Costo Gas Natural} - \text{Costo OPEX}$
- $\text{Costos Totales} = \text{Costo CAPEX} + \text{Costo Gas Natural} + \text{Costo OPEX} + \text{Impuestos}$
- $FEDI = \text{Ingresos} - \text{Costos Totales}$

Los resultados de la evaluación financiera, véase Tabla 4.3, para la Planta Genérica de GTL con las características descritas en la Tabla 4.1, arrojan un VPN de US\$ -1,220 Millones y una TIR del 10.75%.

¹⁶ En este estudio se considerará de una forma simplificada que la construcción de la planta y la erogación de su costo de inversión se hace de forma instantánea, es decir, como un Overnight Cost; por lo que no se toma en cuenta una distribución de la inversión durante los años de construcción, que como se indicó en el Capítulo 2, un promedio para esta sería de 3 años. Un análisis más detallado puede considerar la siguiente distribución de los costos de inversión durante el programa de construcción: Año -2 (10%), Año -1 (50%) y Año 0 (40%) (Raytheon/PDVSA, 2000).

Los anteriores valores nos llevarían a considerar la decisión de no emprender este proyecto (Caso Base); ya que al analizarlos bajo los criterios que plantean las metodologías convencionales, véase Capítulo 3, se debe razonar el no ejercer la decisión final de inversión. Ya que por un lado, el VPN del proyecto es negativo, lo cual implica que incluso se estaría perdiendo dinero con la ejecución del proyecto, y por otra parte, el valor de la TIR es menor que la tasa de descuento combinada (15.36%) que se utilizó para descontar los FEDI; es decir que, ambos métodos nos llevan a una misma conclusión: la inviabilidad financiera de la Planta Genérica de GTL, considerada como Caso Base, y con ello la decisión de no emprender este proyecto.

Sin embargo, los resultados arrojados por estas metodologías pueden verse desde otra perspectiva, si se considera la evaluación de un Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL bajo el enfoque de las opciones reales, situación que se plantea a continuación.

4.3. Aplicación del Análisis de Opciones Reales a la Evaluación de un Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL

4.3.1. Identificación de la Incertidumbre y la Flexibilidad de una Planta Genérica de GTL

Como se observó de la revisión de los proyectos de plantas de GTL hecha en el Capítulo 2, mucho ha sido el interés por tratar de desarrollar instalaciones de este tipo de la más diversa capacidad y en diferentes partes del mundo. Pese a ello, solo pocos proyectos de escala comercial han logrado materializarse ya que muchos de ellos solo lograron avanzar hasta sus estudios de factibilidad y algunos hasta el FEED, cancelándose al momento de tomar la decisión final de inversión y con ello renunciar a la construcción de la planta; lo anterior, como consecuencia de la poca viabilidad económica, que hasta ese momento, sus potenciales inversionistas han observado en este tipo de proyectos.

De la evaluación financiera desarrollada para una planta genérica de GTL con una capacidad de 34,000 bbl/d de productos y bajo las condiciones técnicas y económicas antes especificadas, se observó que esta recomendaría la decisión de no emprender el proyecto dado que se estaría perdiendo dinero con él, lo cual queda de manifiesto en el VPN (Valor Presente Neto) negativo que esta arroja¹⁷.

Sin embargo, cabe observar que el interés de los propietarios de estas plantas radica en tratar de comprar barato y vender caro, lo cual se basa en la diferencia de precios entre el petróleo y el gas natural. Para ello, buscan la posibilidad de fijar contratos de suministro y de establecerse en lugares que les permitan conseguir su materia prima (gas natural) a un precio bajo y relativamente estable, no influenciado tanto por la oferta y la demanda, lo cual puede darse en sitios que tengan el llamado “stranded gas” o en lugares con una gran abundancia y facilidad para explotar el gas natural de forma barata; con lo que logran reducir y controlar la incertidumbre asociada con los precios del gas y el impacto que este pudiera tener sobre la viabilidad del proyecto.

¹⁷ Como se indicó en el Capítulo 3, la teoría de las opciones reales se ha desarrollado como un análisis complementario al del VPN tradicional de un proyecto, por lo que en el resto de este estudio no se tomará en cuenta algún análisis adicional para el parámetro de la TIR.

En cuanto al petróleo, los propietarios de plantas de GTL saben que, como los precios de los productos que comercializan están vinculados con los de este, entonces tienen la oportunidad de obtener ingresos que, con alguna una cierta probabilidad, pueden llegar a ser más altos de los que se plantean bajo una evaluación convencional, esto como consecuencia de la volatilidad que experimenta el precio del petróleo.

No obstante, en las evaluaciones tradicionales planteadas para las plantas de GTL, es común encontrar que los analistas fijan un precio para el petróleo que suponen, es el que con mayor probabilidad les permitirá pronosticar los ingresos a obtener. Sin embargo, con los métodos tradicionales no es posible tomar en cuenta apropiadamente las múltiples variaciones que los ingresos podrían experimentar, más allá de su escalamiento a lo largo del tiempo, como consecuencia de la volatilidad asociada con el precio del crudo y al cual se encuentran, de alguna manera, relacionados los precios de sus derivados.

De lo anterior, es que se reconoce que un proyecto de esta naturaleza está sometido a una alta incertidumbre; la cual, nos lleva a considerar que evaluarlo bajo un esquema estático, o convencional, le restaría valor al ambiente económico que esta inversión podría vivir a lo largo de su vida.

Por otra parte, reconociendo que los productos que se consideran de importancia para este tipo de plantas son el diesel y las naftas de GTL, del Capítulo 2 se retoma la idea de que el mercado de ambos productos puede expandirse como consecuencia de algunos factores económicos y ambientales que en su momento se explicaron; lo cual, también nos lleva a suponer que una planta de GTL puede expandir su capacidad de producción a lo largo de su vida operativa, aprovechando las condiciones de incertidumbre del futuro y el potencial crecimiento de la demanda de sus productos.

Además, es importante señalar que de acuerdo con las estrategias hechas públicas por parte de los propietarios de plantas de GTL (Butcher, P., 2005; Heydenrich, R., 2005; Sasol, 2011; Sasol, 2012) destaca que dentro de sus planes se contempla la expansión de algunas de las instalaciones que tienen en operación o inclusive es una estrategia que se plantean desde el momento en que se estudia la factibilidad inicial de sus proyectos. Por lo que se considera útil el proponer una metodología que permita valorar una estrategia de este tipo y que sea de interés para empresas o analistas a los que se les presente un problema de forma similar.

Por lo que en resumen, se observa que una planta de GTL tiene, por un lado, la oportunidad de aprovechar la volatilidad de los ingresos que puede percibir en el futuro, los cuales pueden moverse en un sentido favorable para el proyecto valiéndose principalmente del incremento de los precios del petróleo. Y por otra parte, un proyecto de esta naturaleza también tiene la oportunidad de experimentar una expansión de sus instalaciones, y por consiguiente de su producción e ingresos, en caso de que las condiciones del mercado le sean favorables.

Por otro lado, como se revisó en el Capítulo 2, existen múltiples factores que afectan la economía de las plantas de GTL; de entre estos, el CAPEX se ha vuelto uno de los principales responsable de que los inversionistas desistan de estos proyectos al observarlo muy alto en comparación con otras alternativas similares y por llegar a considerarlo incierto.

Así mismo, dado que en el caso de emprender una planta inicial de GTL se puede contemplar el hacer una serie de expansiones de esta, se podría esperar que para la primera etapa de la planta se asuma el monto de inversión que en ese instante del tiempo corresponda. Pero, ante el conocimiento de que el aprendizaje obtenido principalmente durante el desarrollo de una planta inicial permite mejorar el de proyectos sucesivos (DeGarmo, E. P., 1998; Hess, R. W./RAND., 1985a; Hess, R. W./RAND., 1985b; Merrow. E. W./RAND., 1989; Robertson E. P., 1999), se considera pertinente el esperar que las siguientes etapas de expansión que se le adicionen a la planta de GTL inicial tengan costos menores con respecto a la inmediata anterior.

De ahí que, con base en los planteamientos anteriores, se plantea que una planta genérica de GTL presenta una alta incertidumbre y flexibilidad que justifican el uso de las opciones reales como una forma de valorar estrategias que pueden implementarse para aprovechar dichas circunstancias.

4.3.2. Planteamiento de un Programa de Inversiones con Opciones Reales (Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL)

De lo discutido en los párrafos anteriores, se identifican potenciales fuentes de valor que pueden ser tomadas en cuenta para la evaluación financiera de una planta genérica de GTL, las cuales difícilmente se logran modelar y valorar de una forma apropiada por medio del uso de los métodos tradicionales de evaluación de proyectos; razón por la que se plantea el uso de las opciones reales con el propósito de cuantificar el impacto de estas condiciones sobre el proyecto.

Bajo los anteriores argumentos, se propone la siguiente estrategia a valorar: considerar un programa de expansión para una planta genérica de GTL; lo cual implica la construcción inicial del Caso Base, es decir, un Tren Inicial con una capacidad de 34,000 bbl/d y de las características especificadas en la Tabla 4.1, en el Año 0, asumiendo el costo de inversión (CAPEX0) que en ese instante de tiempo corresponda; con lo que, en caso de que las condiciones del proyecto sean favorables, se emprenda una primera expansión de la capacidad inicial (Expansión 1) con la incorporación de un tren de 17,000 bbl/d en el Año X bajo un CAPEX1 menor al anterior, y que en caso de que las condiciones continúen siendo favorables se inicie una segunda expansión (Expansión 2) con la adición de otro tren de 17,000 bbl/d en el Año Y con un CAPEX2 menor al de la primera expansión; debiendo aclarar que los CAPEX1 y CAPEX2 de la primera y segunda expansión respectivamente, deben fijarse entre el propietario y el contratista desde el momento en que se emprenda el Caso Base, es decir en el Año 0; por lo que los valores de los CAPEX0, CAPEX1 y CAPEX2 se fijan teniendo como base precios del Año 0.

Para lo anterior se busca establecer un contrato de flexibilidad con opciones¹⁸ entre ambas partes, el propietario y el contratista, en el que se detalle que el propietario posee el derecho, más no la obligación, de solicitarle al contratista el desarrollo de la Expansión 1 en el Año X, siempre y cuando previamente se haya desarrollado el Caso Base o Tren Inicial, y de la Expansión 2 en el Año Y, siempre y cuando antes se haya realizado la Expansión 1; y que además, estas se realicen bajo un CAPEX1 y CAPEX2 para la Expansión 1 y Expansión 2 respectivamente.

¹⁸ Un concepto similar al de la propuesta aquí planteada pero con un enfoque hacia otras aplicaciones y bajo otros modelos se aborda en Boukendour, S; Cheng, F. et al., 2003; Fotopoulos, S. B., Munson, C. L., 2008; Hinojosa, S. A., 2012; Höhn, M. I., 2010; Nystén-Haarala, S., et al., 2010; Sethi, S. P., et al., 2004.

Para lo cual, el contratista asume el acatar los términos del contrato dado que acepta un SOBRECOSTO otorgado por el propietario desde el desarrollo del Tren Inicial (Caso Base); con lo que la inversión en este tren del programa será igual al monto correspondiente bajo el CAPEX0 más el SOBRECOSTO.

Para el programa propuesto, las capacidades que se han seleccionado toman en cuenta que, al menos para la tecnología GTL de Sasol, esta se ha basado en trenes con capacidades de diseño de 17,000 bbl/d, lo cual permitiría utilizar esta tecnología bien conocida en una forma estandarizada sin necesidad de mayores adaptaciones que requieran de diseños más complejos y que impliquen un mayor costo; por el contrario, se esperaría que al ser la tecnología que mejor se conoce, su sucesiva replica contribuya a la reducción de los costos de inversión.

Para los fines demostrativos de este estudio, se considerará que para la cuantificación del CAPEX1 y CAPEX2 se emplee el modelo de “Mejoramiento de Costos” propuesto por Merrow, E. W./RAND, 1989; en cuyo estudio analiza la mejora en los costos de inversión de plantas químicas tomando en cuenta, entre otros factores, el aprendizaje que se obtiene con el desarrollo de proyectos, los avances tecnológicos y las economías de escala; y en donde propone el siguiente modelo que se adaptará a la situación planteada en este trabajo:

$$CAPEX(E) = CAPEX0(v)^b$$

En donde: E = número que identifica a cada etapa del programa; con valores de 0, 1 y 2

Con: $v = \frac{\text{Capacidad Acumulada hasta la Etapa } E}{\text{Capacidad en } E=0}$

Y: $b = \frac{\log(\text{Pendiente de la Curva de Mejoramiento})}{\log(2)}$

Donde: *Pendiente de la Curva de Mejoramiento* = 100% – *Tasa de Mejora de Costos (%)*

En este estudio se supondrá una *Tasa de Mejora de Costos* para las plantas de GTL del 25%¹⁹. De tal modo, que con las anteriores fórmulas y datos se obtienen los resultados de la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. CAPEX Correspondiente a las Distintas Etapas del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL

Etapa del Programa	Capacidad (bbl/d)	Capacidad Acumulada (bbl/d)	E	v	CAPEX (E)	CAPEX Unitario [US\$ del Año 0 (2012)]
Caso Base (Tren Inicial)	34,000	34,000	0	1	CAPEX0	100,000 US\$/bbl/d
Expansión 1	17,000	51,000	1	1.5	CAPEX1	84,511 US\$/bbl/d
Expansión 2	17,000	68,000	2	2	CAPEX2	75,000 US\$/bbl/d

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, con el propósito de fijar el valor del Año X y Y, se supondrá apropiado el definir una tasa anual de crecimiento promedio para la capacidad, para lo que se razona que la demanda por

¹⁹ Propuesto con base en Foster, E. P., et al., 1998; Gradassi, M. J., 2001; Merrow, E. W./RAND, 1989.

destilados medios de GTL (o diesel de GTL) sea quién domine los criterios para decidir los tiempos de expansión de la planta, dado que este es su principal producto; así mismo, con la intención de determinar una razonable tasa de crecimiento de la capacidad y dado el propósito ejemplificativo de este ejercicio, se asumirá que esta sea igual a la mejor tasa de crecimiento indicada en el Capítulo 2 para la demanda de diesel, la cual se reporta para el mercado de Asia-Pacífico (4.1% anual).

Lo anterior no implica que ese mercado vaya a ser realmente el principal consumidor de diesel de GTL, ya que existe una alta posibilidad de que por sus características ambientales sea de mayor interés en mercados con regulaciones ambientales más estrictas, como el europeo; sin embargo, dado que no se cuentan con estudios que cuantifiquen como irá creciendo la demanda por un producto como este gracias a sus propiedades, se supondrá que el mejor escenario de crecimiento en un futuro cercano será el representado por la tasa antes indicada. De esta manera, se plantea que la capacidad del Tren Inicial del programa deberá expandirse a una tasa anual promedio del 4.1%, con lo que se obtiene que:

$$\text{Año } X' = \frac{\log\left(\frac{34,000 + 17,000}{34,000}\right)}{\log(1 + .041)} = 10.09 \sim 10$$

Este valor (X') indica que la capacidad de la Expansión 1 deberá estar lista a finales del Año 10, por lo que la decisión de emprenderla o no deberá tomarse tres años antes, suponiendo que este es el lapso necesario para el programa de ingeniería, procura, construcción, pruebas y arranque del nuevo tren del programa, por lo que:

$$\text{Año } X = 10 - 3 = 7$$

Es decir, la decisión de emprender la Expansión 1 se deberá tomar a finales del Año 7.

Así mismo, el cálculo del año en el que la Expansión 2 debe estar lista es el siguiente:

$$\text{Año } Y' = \frac{\log\left(\frac{34,000 + 17,000 + 17,000}{34,000}\right)}{\log(1 + .041)} = 17.25 \sim 17$$

Y considerando un periodo de 3 años para el programa de IPC, pruebas y arranque de este nuevo tren, se tiene que:

$$\text{Año } Y = 17 - 3 = 14$$

Con lo que la decisión de emprender la Expansión 2 se deberá tomar a finales del Año 14.

Por lo que, la decisión de emprender la Expansión 1 se tomará a finales del Año 7 y la decisión de emprender la Expansión 2 se tomará a finales del Año 14.

En el párrafo anterior se indicaron los años en los que se tomarán las decisiones de emprender o no las fases de expansión del programa; sin embargo, con el propósito de aplicar la metodología de valoración de las opciones reales, se considerará en lo sucesivo, que los desembolsos o

inversiones en los trenes de las expansiones se realizarán de forma instantánea a finales de los años en los que se termina su construcción y arranque; es decir, se supondrá, para los propósitos de valoración, que las inversiones en las expansiones se realizan en el Año X' y Y', Año 10 para la Expansión 1 y Año 17 para la Expansión 2; con lo que cabe señalar que los montos de inversión a considerar para cada una de ellas representarán un Total Overnight Cost (TOC).

Para el programa antes descrito, se propone modelar el caso como una opción real compuesta secuencial; ya que este tipo de opción puede aplicarse a proyectos que están compuestos de múltiples fases, y en donde el desarrollo de cada una de ellas depende del éxito de las que le anteceden. Por lo que la inversión en la primera etapa da el derecho, pero no la obligación, de tomar la decisión de desarrollar una segunda inversión y así sucesivamente (Copeland, T. E., Antikarov, V., 2001; Kodukula, P., Papudesu, C., 2006; Mun, J., 2002; Radjenovic, T., 2008).

En resumen, con el propósito de aplicar la metodología de las opciones reales al programa propuesto se asumirá que, el desarrollo de la Expansión 1 en el Año 10 se dará solo si el Caso Base (la Planta Genérica de GTL), es decir, la fase inicial de 34,000 bbl/d del programa, emprendida en el Año 0 resulta exitosa, y que la ejecución de la Expansión 2 en el Año 17 se dará solo si el Caso Base y la Expansión 1 siguen manteniendo condiciones favorables. De tal manera, que la inversión en el Caso Base ofrece el derecho, pero no la obligación, de invertir en la Expansión 1; y esta última nuevamente proporciona el derecho, pero no la obligación, de emprender la Expansión 2. Las características antes indicadas nos llevan a encontrar su similitud con el tipo de opción antes comentada y por ello recomendar que la situación se modele de esa forma.

Por otra parte, se propone que el SOBRECOSTO planteado sea una cantidad que el propietario pueda negociar con el contratista teniendo como margen de negociación la FLEXIBILIDAD que el acuerdo le provea.

Por lo que para la cuantificación de la FLEXIBILIDAD que adquiere el propietario con el establecimiento del acuerdo, se considerará que el programa antes descrito se evalúe como una opción real compuesta secuencial bajo la consideración de la reducción de los CAPEX de las expansiones sucesivas, con lo que se obtiene un VPN Expandido (VPNx) para este caso; y al cual se le resta otro VPNx obtenido de la evaluación del mismo modelo pero bajo la suposición de que no existe una mejora de los CAPEX de las expansiones y que estos son equivalentes al CAPEX del Caso Base en el Año 0.

4.3.3. Identificación y Cálculo de los Parámetros Requeridos en la Valoración del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL

En este estudio se identificaron y calcularon los parámetros requeridos para la evaluación del programa propuesto con opciones reales del modo que se muestra en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Parámetros Requeridos para la Valoración por Opciones Reales del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL.

Parámetro	Valor
S ₀	VP(Ingresos) = US\$ 8,097 Millones
	Notas: - Este valor se calculó con base en los datos de la columna de Ingresos del Caso Base,

	<p>descontados con la tasa de descuento combinada (15.36%), véase Tabla 4.3.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Como se indicó anteriormente, se considerará que los ingresos percibidos por una planta de GTL a lo largo de su vida son sensibles a la variación de los precios del petróleo, por lo que se supondrá que estos presentan una volatilidad de interés para la viabilidad del proyecto; razón por la cual se propone el considerar el Valor Presente de los Ingresos del Caso Base, VP(Ingresos), como el subyacente para la valoración de la opción real compuesta secuencial aquí planteada. - Aunque algunos autores seleccionan para sus análisis de opciones reales el VP de los FEDI, en este estudio se infiere que este puede no ser del todo satisfactorio, esto ya que su valor presenta una influencia de muchos componentes, tales como ingresos y diferentes costos, los cuales pueden presentar diferentes volatilidades; por lo que para este caso se razona como pertinente el valorar la opción real manteniendo un enfoque sobre los ingresos y suponiendo que los costos son mejor cuantificados, menos inciertos y controlables, con lo que la volatilidad de estos se desprecia. - Así mismo, se presume conveniente el utilizar el VP(Ingresos) como subyacente porque este siempre será un valor positivo, como consecuencia de que los ingresos también lo son, lo cual es un requerimiento en la teoría de valoración de opciones que se basa en una distribución lognormal; mientras que los FEDI pueden llegar a ser, bajo ciertas circunstancias, valores negativos, lo cual se contrapone con este supuesto.
t	<p>17 años</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Como se cálculo previamente, la decisión de emprender o no la Expansión 2 se tomará a finales del Año 17, por lo que este plazo queda de antemano definido entre el propietario del programa y el contratista, y representa la fecha de ejercicio para la última etapa de la opción real compuesta.
n	<p>17 periodos</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se considerará un numero de n igual a t.
δt	<p>1 año/periodo</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se calcula como: $\delta t = t/n$
σ	<p>34.11% anual</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se considerará como la volatilidad que presentará el VP(Ingresos). - Este parámetro se obtuvo mediante el cálculo de la volatilidad histórica de los ingresos, cuyo procedimiento se detalla más adelante.
r_f	<p>4% anual</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tomada de Duff & Phelps, 2012.
u	<p>1.4065</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se calcula con: $u = e^{\sigma\sqrt{\delta t}}$
d	<p>0.7110</p> <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se calcula con: $d = 1/u$

p	0.4742
	Notas: - Se calcula con: $p = \frac{e^{r_f \cdot \delta t} - d}{u - d}$
1 - p	0.5258
	Notas: - Se calcula con: $1 - p$

Fuente: Elaboración propia.

El valor del parámetro de volatilidad indicado en la Tabla 4.5, corresponde a una volatilidad histórica que se calculó empleando las fórmulas del Capítulo 3 y los datos que se muestran en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Datos para el Cálculo de la Volatilidad Histórica de los Ingresos.

Considerando:									
Producción de Destilados Medios GTL = 24,000 bbl/d Producción de Naftas GTL = 9,000 bbl/d Precio Destilados Medios GTL (US\$/bbl) = (1.273*WTI) – 2.23 Precio Naftas GTL (US\$/bbl) = (0.914*WTI) + 5.32 Factor de Disponibilidad de la Planta = 95% anual Factor de Utilización de la Capacidad de la Planta = 95% anual 30.42 Días/Mes									
k	Fecha	Precio del WTI (US\$/bbl)	Precio Destilados Medios GTL (US\$/bbl)	Precio Naftas GTL (US\$/bbl)	Ingresos Mensuales por Destilados Medios GTL (US\$ Millones)	Ingresos Mensuales por Naftas GTL (US\$ Millones)	Ingresos Totales Mensuales por Productos GTL (US\$ Millones) (P _i)	x _i	(x _i - \bar{x}) ²
0	Ene-2007	54.51	67.16	55.14	44.25	13.62	57.88		
1	Feb-2007	59.28	73.23	59.50	48.25	14.70	62.96	0.0841	0.0060
2	Mar-2007	60.44	74.71	60.56	49.23	14.96	64.19	0.0194	0.0002
3	Abr-2007	63.98	79.22	63.80	52.20	15.76	67.96	0.0571	0.0025
4	May-2007	63.46	78.55	63.32	51.76	15.65	67.41	-0.0082	0.0002
5	Jun-2007	67.49	83.68	67.01	55.14	16.56	71.70	0.0617	0.0030
6	Jul-2007	74.12	92.12	73.07	60.70	18.05	78.75	0.0939	0.0076
7	Ago-2007	72.36	89.88	71.46	59.22	17.66	76.88	-0.0241	0.0009
8	Sep-2007	79.92	99.51	78.37	65.57	19.36	84.93	0.0996	0.0086
9	Oct-2007	85.80	106.99	83.74	70.50	20.69	91.19	0.0711	0.0041
10	Nov-2007	94.77	118.41	91.94	78.02	22.72	100.74	0.0996	0.0086
11	Dic-2007	91.69	114.49	89.12	75.44	22.02	97.46	-0.0331	0.0016
12	Ene-2008	92.97	116.12	90.29	76.51	22.31	98.82	0.0139	0.0001
13	Feb-2008	95.39	119.20	92.51	78.54	22.86	101.40	0.0257	0.0004

14	Mar-2008	105.45	132.01	101.70	86.98	25.13	112.11	0.1004	0.0088
15	Abr-2008	112.58	141.08	108.22	92.96	26.74	119.70	0.0655	0.0035
16	May-2008	125.40	157.40	119.94	103.71	29.63	133.35	0.1080	0.0102
17	Jun-2008	133.88	168.20	127.69	110.83	31.55	142.38	0.0655	0.0035
18	Jul-2008	133.37	167.55	127.22	110.40	31.43	141.83	-0.0038	0.0001
19	Ago-2008	116.67	146.29	111.96	96.39	27.66	124.05	-0.1339	0.0198
20	Sep-2008	104.11	130.30	100.48	85.86	24.83	110.68	-0.1141	0.0146
21	Oct-2008	76.61	95.29	75.34	62.79	18.62	81.41	-0.3072	0.0986
22	Nov-2008	57.31	70.73	57.70	46.60	14.26	60.86	-0.2909	0.0886
23	Dic-2008	41.12	50.12	42.90	33.02	10.60	43.62	-0.3330	0.1154
24	Ene-2009	41.71	50.87	43.44	33.52	10.73	44.25	0.0143	0.0001
25	Feb-2009	39.09	47.53	41.05	31.32	10.14	41.46	-0.0651	0.0052
26	Mar-2009	47.94	58.80	49.14	38.74	12.14	50.88	0.2048	0.0392
27	Abr-2009	49.65	60.97	50.70	40.18	12.53	52.70	0.0352	0.0008
28	May-2009	59.03	72.92	59.27	48.04	14.65	62.69	0.1735	0.0278
29	Jun-2009	69.64	86.42	68.97	56.94	17.04	73.98	0.1657	0.0253
30	Jul-2009	64.15	79.43	63.95	52.34	15.80	68.14	-0.0823	0.0079
31	Ago-2009	71.05	88.22	70.26	58.13	17.36	75.49	0.1024	0.0091
32	Sep-2009	69.41	86.13	68.76	56.75	16.99	73.74	-0.0234	0.0009
33	Oct-2009	75.72	94.16	74.53	62.04	18.41	80.46	0.0872	0.0065
34	Nov-2009	77.99	97.05	76.60	63.95	18.93	82.87	0.0296	0.0005
35	Dic-2009	74.47	92.57	73.39	60.99	18.13	79.13	-0.0463	0.0028
36	Ene-2010	78.33	97.48	76.91	64.23	19.00	83.24	0.0506	0.0019
37	Feb-2010	76.39	95.01	75.14	62.60	18.57	81.17	-0.0251	0.0010
38	Mar-2010	81.20	101.14	79.54	66.64	19.65	86.29	0.0612	0.0030
39	Abr-2010	84.29	105.07	82.36	69.23	20.35	89.58	0.0374	0.0009
40	May-2010	73.74	91.64	72.72	60.38	17.97	78.35	-0.1340	0.0198
41	Jun-2010	75.34	93.68	74.18	61.72	18.33	80.05	0.0215	0.0002
42	Jul-2010	76.32	94.93	75.08	62.55	18.55	81.10	0.0129	0.0000
43	Ago-2010	76.60	95.28	75.33	62.78	18.61	81.39	0.0037	0.0000
44	Sep-2010	75.24	93.55	74.09	61.64	18.31	79.95	-0.0179	0.0006
45	Oct-2010	81.89	102.02	80.17	67.22	19.81	87.03	0.0849	0.0061

46	Nov-2010	84.25	105.02	82.32	69.20	20.34	89.54	0.0285	0.0005
47	Dic-2010	89.15	111.26	86.80	73.31	21.45	94.76	0.0566	0.0025
48	Ene-2011	89.17	111.28	86.82	73.32	21.45	94.78	0.0002	0.0000
49	Feb-2011	88.58	110.53	86.28	72.83	21.32	94.15	-0.0066	0.0002
50	Mar-2011	102.86	128.71	99.33	84.81	24.54	109.35	0.1497	0.0204
51	Abr-2011	109.53	137.20	105.43	90.40	26.05	116.45	0.0629	0.0032
52	May-2011	100.90	126.22	97.54	83.16	24.10	107.26	-0.0822	0.0079
53	Jun-2011	96.26	120.31	93.30	79.27	23.05	102.32	-0.0471	0.0029
54	Jul-2011	97.30	121.63	94.25	80.14	23.29	103.43	0.0108	0.0000
55	Ago-2011	86.33	107.67	84.23	70.94	20.81	91.75	-0.1198	0.0160
56	Sep-2011	85.52	106.64	83.49	70.26	20.63	90.89	-0.0094	0.0003
57	Oct-2011	86.32	107.66	84.22	70.93	20.81	91.74	0.0093	0.0000
58	Nov-2011	97.16	121.45	94.12	80.03	23.26	103.28	0.1185	0.0125
59	Dic-2011	98.56	123.24	95.40	81.20	23.57	104.77	0.0143	0.0001
60	Ene-2012	100.27	125.41	96.97	82.63	23.96	106.59	0.0172	0.0001
61	Feb-2012	102.20	127.87	98.73	84.25	24.40	108.65	0.0191	0.0002
62	Mar-2012	106.16	132.91	102.35	87.58	25.29	112.86	0.0381	0.0010
63	Abr-2012	103.32	129.30	99.75	85.19	24.65	109.84	-0.0272	0.0011
64	May-2012	94.66	118.27	91.84	77.93	22.69	100.62	-0.0877	0.0089
65	Jun-2012	82.30	102.54	80.54	67.56	19.90	87.46	-0.1402	0.0216
66	Jul-2012	87.90	109.67	85.66	72.26	21.17	93.42	0.0659	0.0035
67	Ago-2012	94.13	117.60	91.35	77.48	22.57	100.06	0.0686	0.0038
68	Sep-2012	94.51	118.08	91.70	77.80	22.66	100.46	0.0040	0.0000
69	Oct-2012	89.49	111.69	87.11	73.59	21.52	95.12	-0.0547	0.0038
70	Nov-2012	86.53	107.92	84.41	71.11	20.86	91.97	-0.0337	0.0016
71	Dic-2012	87.86	109.62	85.62	72.23	21.16	93.38	0.0153	0.0001
								$\bar{x} =$ 0.00674	$\sum_{k=1}^{71} = 0.67869$

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA. (2013c).

Con los datos de la Tabla 4.6 y las fórmulas del Capítulo 3, se obtiene que:

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{1}{71 - 1} (0.67869)} = 9.847\% \text{ mensual}$$

$$\sigma = 9.847\% \sqrt{12} = 34.11\% \text{ anual}$$

Ya que para la evaluación del Caso Base se emplearon las fórmulas que permiten calcular el precio de los destilados medios y de las naftas de GTL a partir del precio del WTI, se asume que para el cálculo de la volatilidad histórica se utilicen los precios que se obtienen con su empleo, lo cual se muestra en la Tabla 4.6. Igualmente, como aquellas fórmulas se obtuvieron de datos para un periodo de enero de 2007 a diciembre de 2012, se consideró la obtención de los precios de ambos productos para este lapso de tiempo empleando las fórmulas y los precios del WTI que se indican en la Tabla 4.6.

Una vez calculados estos precios y bajo las consideraciones que se señalan en la Tabla 4.6, se calcularon los ingresos mensuales que en el correspondiente mes se hubieran obtenido por su venta; finalmente, con los ingresos totales mensuales, que se supone se hubieran ganado durante el periodo de tiempo considerado, se calculó la volatilidad histórica de estos; obteniéndose con ello una $\sigma = 34.11\%$ anual para los ingresos.

Con este valor de volatilidad anual, que se obtuvo de datos históricos, se supondrá que para la valoración de la opción real aquí abordada, el comportamiento de los futuros ingresos será similar al que estos experimentaron durante el periodo de tiempo previamente analizado.

4.3.4. Evaluación del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL como una Opción Real Compuesta Secuencial

Para la evaluación del programa de expansión para una planta genérica de GTL como una opción real compuesta secuencial y con el propósito de determinar la FLEXIBILIDAD adquirida por el propietario con la implementación del acuerdo aquí sugerido, se propone el uso de la siguiente metodología.

4.3.4.1. Evaluación del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL, Considerando Reducción de los CAPEX

Como se puntualizó en el Capítulo 3, el análisis de opciones reales parte del uso de la metodología tradicional del VPN; por lo que el primer paso es retomar los resultados de la evaluación financiera hecha para la planta genérica de GTL (Caso Base) que se realizó previamente, véase Tabla 4.3.

Considerando que el VP(Ingresos) calculado en la Tabla 4.3 es el subyacente en el que se basa la opción a evaluar, véase Tabla 4.5; el siguiente paso es la construcción del árbol binomial para la evolución del subyacente, el cual se muestra en la Figura 4.3.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	\$245,299	\$345,012	\$485,258	\$682,512	\$959,949	\$1,350,162	\$1,898,995	\$2,670,924	A
	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	\$245,299	\$345,012	\$485,258	\$682,512	\$959,949	\$1,350,162	B
		\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	\$245,299	\$345,012	\$485,258	\$682,512	C
			\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	\$245,299	\$345,012	D
				\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	E
					\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	F
						\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	G
							\$744	\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	H
								\$529	\$744	\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	I
									\$376	\$529	\$744	\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	J
										\$267	\$376	\$529	\$744	\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	K
											\$190	\$267	\$376	\$529	\$744	\$1,046	\$1,471	L
												\$135	\$190	\$267	\$376	\$529	\$744	M
													\$96	\$135	\$190	\$267	\$376	N
														\$68	\$96	\$135	\$190	O
															\$49	\$68	\$96	P
																\$35	\$49	Q
																	\$25	R

Figura 4.3. Árbol Binomial para la Evolución del Subyacente del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL (Con Reducción de CAPEX).

Los valores están expresados en Millones de Dólares (US\$).

Fuente: Elaboración propia.

La construcción del árbol binomial de la Figura 4.3 siguió el procedimiento descrito en el ejemplo del Capítulo 3, partiendo de la izquierda con el valor del subyacente, $S_0 = VP(Ingresos) = US\$ 8,097$ Millones, en el Año o Periodo 0 (nodo A0) y siguiendo su construcción hacia la derecha, empleando para ello los factores u y d calculados en la Tabla 4.5.

El siguiente paso consiste en la evaluación de la Expansión 2 de la opción, para lo cual se construye el árbol binomial que permite la valoración de esta fase de la opción real compuesta secuencial (o del programa), el cual se muestra en la Figura 4.4.

2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
10	11	12	13	14	15	16	17	
\$117,361	\$167,002	\$236,900	\$335,293	\$473,768	\$668,622	\$942,774	\$1,328,465	A
\$56,722	\$81,698	\$116,921	\$166,543	\$236,423	\$334,796	\$473,251	\$668,084	B
\$26,156	\$38,598	\$56,271	\$81,240	\$116,444	\$166,047	\$235,906	\$334,258	C
\$11,006	\$16,964	\$25,655	\$38,118	\$55,794	\$80,743	\$115,927	\$165,509	D
\$3,938	\$6,487	\$10,443	\$16,405	\$25,135	\$37,622	\$55,277	\$80,205	E
\$1,084	\$1,945	\$3,422	\$5,876	\$9,805	\$15,824	\$24,618	\$37,084	F
\$197	\$391	\$765	\$1,474	\$2,788	\$5,137	\$9,120	\$15,286	G
\$17	\$38	\$84	\$184	\$404	\$886	\$1,944	\$4,267	H
\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	I
\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	J
\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	K
	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	L
		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	M
			\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	N
				\$0	\$0	\$0	\$0	O
					\$0	\$0	\$0	P
						\$0	\$0	Q
							\$0	R

Figura 4.4. Árbol Binomial para la Valoración de la Expansión 2 (Con Reducción de CAPEX).

Valores en Millones de Dólares (US\$).

Fuente: Elaboración propia.

La construcción del árbol de la Figura 4.4 se comienza en los nodos del extremo derecho (del Año 17) y se continúa hacia atrás, empleando para ello el método de inducción inversa que se mostró en el ejemplo del Capítulo 3.

Para el cálculo de los nodos del Año 17 de la Figura 4.4 se emplea la siguiente fórmula en cada uno de ellos:

$$\text{Nodo } x17 \text{ de la Figura 4.4} = \max \left(\left[\frac{\text{Nodo } x17 \text{ de la Figura 4.3}}{2} - X_2 \right], 0 \right)$$

Con $x = A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R$.

Y donde X_2 es el “precio de ejercicio” de la Expansión 2, el cual se calcula como:

$$X_2 = \frac{(\text{CAPEX2} * 17,000) * (1 + f)^{17}}{1 \times 10^6} + \frac{VP(\text{Costos Totales}) * (1 + f)^{17}}{2}$$

Donde $VP(\text{Costos Totales})$ se calculó como el valor presente, en el Año 0, de la columna de Costos Totales de la Tabla 4.3 y sin considerar los costos del Año 0, los cuales representan la inversión para el Caso Base.

De modo que con un $\text{CAPEX2} = 75,000$, véase Tabla 4.4, un $VP(\text{Costos Totales}) = 5,917$ y una $f = 3\%$, se obtiene que:

$$X_2 = \text{US\$ 6,997 Millones (US\$ del Año 17)}$$

Una vez calculados los valores de cada uno de los nodos del Año 17 de la Figura 4.4 se prosigue al cálculo de los nodos de cada uno de los años anteriores mediante la inducción inversa y aplicando en cada nodo la siguiente fórmula:

$$C = \frac{pC_u + (1 - p)C_d}{e^{r_f * \delta t}}$$

En donde los valores para los parámetros de esta fórmula se indican en la Tabla 4.5.

Como se observa de la Figura 4.4, la valoración de la Expansión 2 de la opción compuesta se hace desde el Año 17 y hasta el Año 10 que es la fecha en la que se ejerce la Expansión 1.

Para evaluar la Expansión 1 del programa se prosigue con la elaboración de una nueva retícula de subyacente para esta etapa, la cual se muestra en la Figura 4.5.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
\$5,233	\$7,802	\$11,670	\$17,455	\$26,013	\$38,502	\$56,471	\$82,028	\$118,096	\$168,803	\$240,011	A
	\$3,510	\$5,217	\$7,803	\$11,713	\$17,576	\$26,250	\$38,877	\$56,976	\$82,621	\$118,722	B
		\$2,362	\$3,488	\$5,198	\$7,805	\$11,768	\$17,724	\$26,527	\$39,291	\$57,497	C
			\$1,599	\$2,340	\$3,461	\$5,177	\$7,813	\$11,842	\$17,910	\$26,849	D
				\$1,093	\$1,582	\$2,314	\$3,431	\$5,155	\$7,830	\$11,947	E
					\$756	\$1,081	\$1,561	\$2,283	\$3,393	\$5,132	F
						\$528	\$749	\$1,067	\$1,536	\$2,244	G
							\$373	\$525	\$742	\$1,052	H
								\$264	\$372	\$523	I
									\$188	\$264	J
										\$134	K

Figura 4.5. Árbol Binomial para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).
Valores en Millones de Dólares (US\$).
Fuente: Elaboración propia.

Para la construcción del árbol de la Figura 4.5, se comienza por el lado derecho de este calculando el valor de los nodos del Año 10, para lo que se emplea en cada nodo de este periodo la siguiente fórmula:

$$\text{Nodo } x_{10} \text{ de la Figura 4.5} = (\text{Nodo } x_{10} \text{ de la Figura 4.3})/2 + (\text{Nodo } x_{10} \text{ de la Figura 4.4})$$

Una vez calculados cada uno de los nodos del Año 10 se prosigue a calcular el valor de los nodos de los años anteriores utilizando la inducción inversa y aplicando en cada uno de ellos la siguiente fórmula:

$$\Sigma = \frac{p'\Sigma_u + (1 - p')\Sigma_d}{e^{r_f * \delta t}}$$

Donde p' se calcula como:

$$p' = \frac{e^{r_f \cdot \delta t} - d'}{u' - d'}$$

Sin embargo, a cada nodo de los Años 0 a 9 del subyacente de la Expansión 1, véase Figura 4.5, les corresponde una u' , una d' , una p' y un $1 - p'$ específicos, por lo que se hace necesario el ir calculando estos parámetros antes de evaluar los nodos. El procedimiento a seguir se describe a continuación.

Como ya se conocen los valores de los nodos del Año 10 del subyacente de la Expansión 1, se prosigue a calcular los valores Σ de los nodos del Año 9; para ello, primero se fija el nodo de este año del cual se desea calcular su Σ y por consiguiente se identifican sus Σ_u y Σ_d , cabe señalar que esto se hace de la misma forma que con C , C_u y C_d , véase Capítulo 3.

Una vez con estos datos, se continúa con el cálculo de su correspondiente u' mediante la siguiente fórmula:

$$u' = \sqrt{\frac{\Sigma_u}{\Sigma_d}}$$

Posteriormente, empleando esta u' se calcula su correspondiente d' mediante la expresión:

$$d' = \frac{1}{u'}$$

Y ya con estos datos, se puede calcular la p' y $1 - p'$ correspondientes con las fórmulas antes indicadas, para después utilizar sus valores en el cálculo del Σ del nodo de interés.

A manera de ejemplo, a continuación se ejemplificará el procedimiento de cálculo para el nodo A9 del Árbol Binomial para el Subyacente de la Expansión 1, véase Figura 4.5.

El cálculo del nodo A9 del subyacente de la Expansión 1, Figura 4.5, se basa en una inducción hacia atrás de los nodos A10 y B10 de esta misma figura, los cuales se calcularon directamente con la fórmula antes especificada para estos nodos; sin embargo este proceso requiere del computo de una u' , d' , p' y $1 - p'$ para ese nodo, los cuáles se calculan a continuación.

Como se quiere conocer el valor Σ del nodo A9 de la Figura 4.5, se identifica que $\Sigma_u = A10 = 240,011$ y $\Sigma_d = B10 = 118,722$; con estos datos se calcula un valor de u' para el nodo A9 de la Figura 4.5 como:

$$u'(A9) = \sqrt{\frac{240,011}{118,722}} = 1.4218$$

Con el cual a su vez se calcula su correspondiente d' :

$$d'(A9) = \frac{1}{1.4218} = 0.7033$$

Una vez obtenidos u' y d' , estos se emplean para estimar p' y $1 - p'$, con:

$$p'(A9) = \frac{e^{0.04*1} - 0.7033}{1.4218 - 0.7033} = 0.4697$$

$$1 - p'(A9) = 1 - 0.4697 = 0.5303$$

Finalmente, con estos datos se puede calcular el valor Σ del nodo A9 del subyacente de la Expansión 1, Figura 4.5, de la siguiente manera:

$$\Sigma(A9) = \frac{(0.4697 * 240,011) + (0.5303 * 118,722)}{e^{0.04*1}} = 168,803$$

Este procedimiento se repite para cada uno de los nodos del Año 9 de la Figura 4.5; con lo que una vez calculados todos sus valores, se vuelve a aplicar este procedimiento para todos los nodos del Año 8 y así sucesivamente hasta llegar al Año 0 de esta figura.

Ya que para la valoración del Σ de cada nodo del subyacente de la Expansión 1 se obtiene una u' , d' , p' y $1 - p'$ específica, conviene capturar sus valores en una retícula para cada uno de estos parámetros, tal como se muestra en las Figuras 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1.4909	1.4957	1.4957	1.4903	1.4801	1.4667	1.4526	1.4397	1.4294	1.4218	A
	1.4862	1.4958	1.5011	1.5006	1.4935	1.4810	1.4655	1.4501	1.4369	B
		1.4766	1.4904	1.5016	1.5076	1.5062	1.4967	1.4811	1.4634	C
			1.4630	1.4793	1.4957	1.5091	1.5157	1.5124	1.4991	D
				1.4468	1.4631	1.4824	1.5025	1.5190	1.5257	E
					1.4307	1.4440	1.4625	1.4862	1.5124	F
						1.4176	1.4257	1.4392	1.4605	G
							1.4094	1.4124	1.4183	H
								1.4065	1.4065	I
									1.4065	J

Figura 4.6. Retícula de u' para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).
Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0.6707	0.6686	0.6686	0.6710	0.6756	0.6818	0.6884	0.6946	0.6996	0.7033	A
	0.6729	0.6686	0.6662	0.6664	0.6695	0.6752	0.6823	0.6896	0.6959	B
		0.6772	0.6709	0.6659	0.6633	0.6639	0.6681	0.6752	0.6833	C
			0.6835	0.6760	0.6686	0.6626	0.6598	0.6612	0.6671	D
				0.6912	0.6835	0.6746	0.6655	0.6583	0.6554	E
					0.6989	0.6925	0.6837	0.6729	0.6612	F
						0.7054	0.7014	0.6948	0.6847	G
							0.7095	0.7080	0.7051	H
								0.7110	0.7110	I
									0.7110	J

Figura 4.7. Retícula de d' para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).
Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0.4512	0.4500	0.4500	0.4514	0.4539	0.4574	0.4611	0.4647	0.4676	0.4697	A
	0.4524	0.4500	0.4487	0.4488	0.4506	0.4537	0.4577	0.4618	0.4654	B
		0.4548	0.4513	0.4486	0.4471	0.4475	0.4498	0.4537	0.4583	C
			0.4584	0.4541	0.4500	0.4468	0.4452	0.4460	0.4492	D
				0.4627	0.4583	0.4534	0.4484	0.4444	0.4428	E
					0.4672	0.4635	0.4585	0.4524	0.4460	F
						0.4709	0.4686	0.4648	0.4590	G
							0.4733	0.4725	0.4707	H
								0.4742	0.4742	I
									0.4742	J

Figura 4.8. Retícula de p' para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).

Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0.5488	0.5500	0.5500	0.5486	0.5461	0.5426	0.5389	0.5353	0.5324	0.5303	A
	0.5476	0.5500	0.5513	0.5512	0.5494	0.5463	0.5423	0.5382	0.5346	B
		0.5452	0.5487	0.5514	0.5529	0.5525	0.5502	0.5463	0.5417	C
			0.5416	0.5459	0.5500	0.5532	0.5548	0.5540	0.5508	D
				0.5373	0.5417	0.5466	0.5516	0.5556	0.5572	E
					0.5328	0.5365	0.5415	0.5476	0.5540	F
						0.5291	0.5314	0.5352	0.5410	G
							0.5267	0.5275	0.5293	H
								0.5258	0.5258	I
									0.5258	J

Figura 4.9. Retícula de $1-p'$ para el Subyacente de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).

Fuente: Elaboración propia.

El siguiente paso consiste en la evaluación de la Expansión 1, para lo que se construye un segundo árbol binomial de valoración, el cual se muestra en la Figura 4.10.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
\$2,877	\$4,889	\$8,178	\$13,420	\$21,532	\$33,697	\$51,438	\$76,789	\$112,643	\$163,128	\$234,104	A
	\$1,438	\$2,560	\$4,495	\$7,745	\$13,027	\$21,278	\$33,638	\$51,523	\$76,946	\$112,815	B
		\$618	\$1,167	\$2,182	\$4,017	\$7,229	\$12,602	\$21,075	\$33,616	\$51,591	C
			\$205	\$419	\$851	\$1,716	\$3,412	\$6,610	\$12,235	\$20,942	D
				\$40	\$91	\$206	\$473	\$1,097	\$2,570	\$6,040	E
					\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	F
						\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	G
							\$0	\$0	\$0	\$0	H
								\$0	\$0	\$0	I
									\$0	\$0	J
										\$0	K

Figura 4.10. Árbol Binomial para la Valoración de la Expansión 1 (Con Reducción de CAPEX).

Valores en Millones de Dólares (US\$).

Fuente: Elaboración propia.

El árbol de la Figura 4.10 se construye de derecha a izquierda, comenzando con el cálculo de los nodos del Año 10, en donde a cada uno de ellos se les aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Nodo } x_{10} \text{ de la Figura 4.10} = \max (\text{Nodo } x_{10} \text{ de la Figura 4.5} - X_1, 0)$$

Y donde X_1 es el “precio de ejercicio” de la Expansión 1, el cual se calcula como:

$$X_1 = \frac{(\text{CAPEX1} * 17,000) * (1 + f)^{10}}{1 \times 10^6} + \frac{VP(\text{Costos Totales}) * (1 + f)^{10}}{2}$$

Donde $VP(\text{Costos Totales})$ se calculó como el valor presente, en el Año 0, de la columna de Costos Totales de la Tabla 4.3 y sin considerar los costos del Año 0, los cuales representan la inversión para el Caso Base.

De forma que con un $\text{CAPEX1} = 84,511$, véase Tabla 4.4, un $VP(\text{Costos Totales}) = 5,917$ y una $f = 3\%$, se obtiene que:

$$X_1 = \text{US\$ } 5,907 \text{ Millones (US\$ del Año 10)}$$

Una vez obtenidos todos los nodos del Año 10 de la Figura 4.10, se continúa con la valoración de los nodos de los años anteriores hasta llegar al nodo del Año 0, para lo cual se utiliza la siguiente fórmula:

$$C = \frac{p' C_u + (1 - p') C_d}{e^{r_f * \delta t}}$$

En donde para el cálculo de cada nodo de cada año debe emplearse la p' y $1 - p'$ correspondiente, las cuales se encuentran en las retículas antes calculadas, véanse Figuras 4.8 y 4.9.

Por último se obtiene el valor total del programa mediante la siguiente fórmula:

$$VPN_{X_{\text{Año } 0}} (\text{Programa con Reducción de CAPEX}) = \text{Nodo } A0 \text{ de la Figura 4.3} + VP(\text{Ingresos}) - X_0$$

Donde X_0 es el precio de ejercicio del Caso Base, el cual se calcula como:

$$X_0 = \frac{(\text{CAPEX0} * 34,000)}{1 \times 10^6} + VP(\text{Costos Totales})$$

De forma que con un $\text{CAPEX0} = 100,000$, véase Tabla 4.4, un $VP(\text{Costos Totales}) = 5,917$ y una $f = 3\%$, se obtiene que:

$$X_0 = \text{US\$ } 9,317 \text{ Millones (US\$ del Año 0)}$$

Con lo que se calcula que:

$$VPN_{X_{\text{Año } 0}} (\text{Programa Con Reducción de CAPEX}) = 2,877 + 8,097 - 9,317 = \text{US\$ } 1,657 \text{ Millones}$$

$$\text{VPN}_{X_{\text{Año } 0}} (\text{Programa Con Reducción de CAPEX}) = \text{US\$ } 1,657 \text{ Millones}$$

4.3.4.2. Evaluación del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL, Sin Mejora en los CAPEX

A continuación se aplicará el método propuesto en la sección anterior para la evaluación del mismo programa de expansión para una planta genérica de GTL pero considerando que no hay mejora en los CAPEX de las sucesivas etapas, de tal modo que:

$$\text{CAPEX}_0 = \text{CAPEX}_1 = \text{CAPEX}_2 = 100,000 \text{ US\$/bbl/d (US\$ del Año 0)}$$

Utilizando los mismos criterios, fórmulas y el procedimiento descrito para el caso anterior, se obtienen las siguientes figuras y resultados.

$$X_2 = \text{US\$ 7,700 Millones (US\$ del Año 17)}$$

$$X_1 = \text{US\$ 6,261 Millones (US\$ del Año 10)}$$

$$X_0 = \text{US\$ 9,317 Millones (US\$ del Año 0)}$$

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	\$245,299	\$345,012	\$485,258	\$682,512	\$959,949	\$1,350,162	\$1,898,995	\$2,670,924	A
	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	\$245,299	\$345,012	\$485,258	\$682,512	\$959,949	\$1,350,162	B
		\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	\$245,299	\$345,012	\$485,258	\$682,512	C
			\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	\$245,299	\$345,012	D
				\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	\$124,000	\$174,405	E
					\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	\$62,682	\$88,162	F
						\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	\$31,686	\$44,566	G
							\$744	\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	\$16,017	\$22,528	H
								\$529	\$744	\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	\$8,097	\$11,388	I
									\$376	\$529	\$744	\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	\$4,093	\$5,757	J
										\$267	\$376	\$529	\$744	\$1,046	\$1,471	\$2,069	\$2,910	K
											\$190	\$267	\$376	\$529	\$744	\$1,046	\$1,471	L
												\$135	\$190	\$267	\$376	\$529	\$744	M
													\$96	\$135	\$190	\$267	\$376	N
														\$68	\$96	\$135	\$190	O
															\$49	\$68	\$96	P
																\$35	\$49	Q
																	\$25	R

Figura 4.11. Árbol Binomial para la Evolución del Subyacente del Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL (Sin Reducción de CAPEX).

Los valores están expresados en Millones de Dólares (US\$).

Fuente: Elaboración propia.

2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
10	11	12	13	14	15	16	17	
\$116,830	\$166,449	\$236,325	\$334,694	\$473,145	\$667,973	\$942,099	\$1,327,762	A
\$56,197	\$81,146	\$116,346	\$165,945	\$235,800	\$334,148	\$472,576	\$667,381	B
\$25,668	\$38,058	\$55,696	\$80,641	\$115,821	\$165,398	\$235,231	\$333,556	C
\$10,619	\$16,487	\$25,103	\$37,520	\$55,171	\$80,095	\$115,252	\$164,806	D
\$3,703	\$6,151	\$9,995	\$15,852	\$24,512	\$36,973	\$54,602	\$79,503	E
\$985	\$1,781	\$3,162	\$5,488	\$9,272	\$15,175	\$23,943	\$36,381	F
\$172	\$343	\$674	\$1,310	\$2,501	\$4,668	\$8,445	\$14,583	G
\$15	\$32	\$70	\$154	\$337	\$740	\$1,624	\$3,564	H
\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	I
\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	J
\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	K
	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	L
		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	M
			\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	N
				\$0	\$0	\$0	\$0	O
					\$0	\$0	\$0	P
						\$0	\$0	Q
							\$0	R

Figura 4.12. Árbol Binomial para la Valoración de la Expansión 2 (Sin Reducción de CAPEX).
Valores en Millones de Dólares (US\$).

Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
\$5,162	\$7,688	\$11,493	\$17,197	\$25,660	\$38,054	\$55,948	\$81,460	\$117,519	\$168,243	\$239,480	A
	\$3,467	\$5,142	\$7,682	\$11,525	\$17,303	\$25,884	\$38,425	\$56,465	\$82,088	\$118,197	B
		\$2,337	\$3,443	\$5,120	\$7,676	\$11,567	\$17,436	\$26,149	\$38,841	\$57,010	C
			\$1,586	\$2,315	\$3,415	\$5,094	\$7,674	\$11,626	\$17,604	\$26,462	D
				\$1,087	\$1,569	\$2,289	\$3,382	\$5,065	\$7,678	\$11,711	E
					\$753	\$1,076	\$1,549	\$2,258	\$3,342	\$5,033	F
						\$527	\$747	\$1,063	\$1,526	\$2,219	G
							\$372	\$525	\$741	\$1,049	H
								\$264	\$372	\$523	I
									\$188	\$264	J
										\$134	K

Figura 4.13. Árbol Binomial para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).
Valores en Millones de Dólares (US\$).

Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1.4892	1.4950	1.4962	1.4922	1.4830	1.4702	1.4560	1.4427	1.4316	1.4234	A
	1.4834	1.4938	1.5003	1.5014	1.4959	1.4845	1.4695	1.4538	1.4399	B
		1.4731	1.4872	1.4993	1.5069	1.5073	1.4997	1.4854	1.4678	C
			1.4592	1.4752	1.4918	1.5064	1.5150	1.5142	1.5032	D
				1.4433	1.4587	1.4775	1.4978	1.5157	1.5254	E
					1.4281	1.4402	1.4574	1.4800	1.5062	F
						1.4161	1.4232	1.4352	1.4543	G
							1.4089	1.4114	1.4163	H
								1.4065	1.4065	I
									1.4065	J

Figura 4.14. Retícula de u' para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).

Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0.6715	0.6689	0.6683	0.6702	0.6743	0.6802	0.6868	0.6932	0.6985	0.7025	A
	0.6741	0.6695	0.6665	0.6661	0.6685	0.6736	0.6805	0.6879	0.6945	B
		0.6788	0.6724	0.6670	0.6636	0.6634	0.6668	0.6732	0.6813	C
			0.6853	0.6779	0.6703	0.6639	0.6601	0.6604	0.6653	D
				0.6928	0.6855	0.6768	0.6677	0.6597	0.6556	E
					0.7002	0.6943	0.6861	0.6757	0.6639	F
						0.7062	0.7026	0.6968	0.6876	G
							0.7097	0.7085	0.7060	H
								0.7110	0.7110	I
									0.7110	J

Figura 4.15. Retícula de d' para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).
Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0.4516	0.4502	0.4499	0.4509	0.4532	0.4565	0.4602	0.4638	0.4669	0.4693	A
	0.4531	0.4505	0.4489	0.4486	0.4500	0.4528	0.4567	0.4608	0.4646	B
		0.4557	0.4521	0.4491	0.4473	0.4472	0.4490	0.4526	0.4571	C
			0.4594	0.4552	0.4510	0.4474	0.4454	0.4455	0.4482	D
				0.4637	0.4595	0.4546	0.4495	0.4452	0.4429	E
					0.4679	0.4645	0.4598	0.4540	0.4475	F
						0.4714	0.4693	0.4659	0.4607	G
							0.4735	0.4728	0.4713	H
								0.4742	0.4742	I
									0.4742	J

Figura 4.16. Retícula de p' para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).
Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0.5484	0.5498	0.5501	0.5491	0.5468	0.5435	0.5398	0.5362	0.5331	0.5307	A
	0.5469	0.5495	0.5511	0.5514	0.5500	0.5472	0.5433	0.5392	0.5354	B
		0.5443	0.5479	0.5509	0.5527	0.5528	0.5510	0.5474	0.5429	C
			0.5406	0.5448	0.5490	0.5526	0.5546	0.5545	0.5518	D
				0.5363	0.5405	0.5454	0.5505	0.5548	0.5571	E
					0.5321	0.5355	0.5402	0.5460	0.5525	F
						0.5286	0.5307	0.5341	0.5393	G
							0.5265	0.5272	0.5287	H
								0.5258	0.5258	I
									0.5258	J

Figura 4.17. Retícula de $1 - p'$ para el Subyacente de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX).
Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
\$2,759	\$4,700	\$7,887	\$12,998	\$20,958	\$32,979	\$50,613	\$75,907	\$111,740	\$162,228	\$233,219	A
	\$1,367	\$2,438	\$4,293	\$7,427	\$12,559	\$20,646	\$32,873	\$50,686	\$76,072	\$111,936	B
		\$581	\$1,099	\$2,058	\$3,801	\$6,874	\$12,068	\$20,369	\$32,826	\$50,749	C
			\$191	\$389	\$790	\$1,595	\$3,180	\$6,196	\$11,589	\$20,202	D
				\$37	\$83	\$187	\$428	\$992	\$2,319	\$5,451	E
					\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	F
						\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	G
							\$0	\$0	\$0	\$0	H
								\$0	\$0	\$0	I
									\$0	\$0	J
										\$0	K

Figura 4.18. Árbol Binomial para la Valoración de la Expansión 1 (Sin Reducción de CAPEX). Valores en Millones de Dólares (US\$). Fuente: Elaboración propia.

Con lo que se obtiene:

$$VPNX_{Año 0} (\text{Programa Sin Mejora en los CAPEX}) = 2,759 + 8,097 - 9,317 = \text{US\$ } 1,539 \text{ Millones}$$

$$VPNX_{Año 0} (\text{Programa Sin Mejora en los CAPEX}) = \text{US\$ } 1,539 \text{ Millones}$$

4.3.4.3. Cálculo de la Flexibilidad y del Sobrecosto

Con los resultados anteriores y del modo previamente descrito, se calcula la FLEXIBILIDAD que el establecimiento del acuerdo le otorga al propietario como:

$$FLEXIBILIDAD = VPNX_{Año 0} (\text{Programa Con Reducción de CAPEX}) - VPNX_{Año 0} (\text{Programa Sin Mejora en los CAPEX})$$

$$FLEXIBILIDAD = \text{US\$ } 1,657 \text{ Millones} - \text{US\$ } 1,539 \text{ Millones} = \text{US\$ } 118 \text{ Millones}$$

$$FLEXIBILIDAD = \text{US\$ } 118 \text{ Millones}$$

Por lo que el **SOBRECOSTO** que el propietario puede negociar con el contratista, puede tomar cualquier valor monetario que no exceda la FLEXIBILIDAD que el contrato entablado le otorga.

4.4. Conclusiones del Capítulo 4

Para este capítulo se realizó una evaluación financiera tradicional para una Planta Genérica de GTL de ciertas características; la cual mostró, bajo los procedimientos y criterios de esas metodologías, que dicho proyecto resulta inviable.

Sin embargo, también se identificaron para este tipo de inversiones ciertas fuentes de incertidumbre, asociada principalmente con los ingresos percibidos por la planta, y de flexibilidad, relacionada con la posibilidad de realizar expansiones de la planta; las cuales condujeron al desarrollo de una propuesta para el establecimiento de un acuerdo entre un propietario y un

contratista que permita la ejecución de un Programa de Expansión para una Planta Genérica de GTL bajo una reducción sucesiva de los CAPEX de cada etapa del programa.

Dicho programa se valoró como una opción real compuesta secuencial, hallándose un VPN expandido para este, el cual muestra la conveniencia para el propietario de buscar el establecimiento de la propuesta en comparación con la sola planta, lo que además demuestra que al incorporar la incertidumbre y la flexibilidad en la evaluación de un proyecto de GTL el valor de este se incrementa llegando a justificarlo.

Así mismo, el VPNx obtenido para la propuesta planteada se comparó con el VPN expandido pero calculado para un programa de expansión bajo la suposición de que los costos de inversión no se mejoran. De esta manera, fue posible calcular una FLEXIBILIDAD, la cual es de interés porque representa el valor máximo que el propietario estaría dispuesto a negociar con el contratista como un SOBRECOSTO que permita la formalización entre ambos del convenio sugerido.

Capítulo 5

Análisis e Interpretación de los Resultados

5.1. Análisis e Interpretación de los Planteamientos y Resultados

La reducción en los costos asociados con la inversión en plantas de GTL se considera un aspecto prioritario para la aceptación y la difusión de esta tecnología a escala comercial. El interés por implementar este tipo de proyectos surge en principio de los desarrolladores de la tecnología de GTL, quienes con el propósito de licenciar esta, buscan garantizar una reducción en los CAPEX de las instalaciones que utilizarán sus avances. Así mismo, clientes potenciales en todo el mundo podrían estar interesados en monetizar algunas de sus reservas de gas natural a través de proyectos de este tipo, si su viabilidad se mejorara como consecuencia de la disminución de sus costos de inversión.

Actualmente el principal impulso por incentivar esta clase de plantas proviene precisamente de los desarrolladores de la tecnología de GTL, lo cual queda de manifiesto en que las empresas que cuentan con estos avances han sido, al mismo tiempo, quienes han buscado la materialización de las cinco instalaciones que actualmente operan o que están en construcción; convirtiéndose al mismo tiempo en desarrolladores-licenciadores y clientes de sus propios avances (como propietarios de las plantas de GTL que emplean su propia tecnología). Lo cual puede suponerse como parte de una estrategia de estas empresas por promover su tecnología y demostrar la viabilidad de sus proyectos; por lo que, al menos hasta el momento, ellas mismas han tenido que asumir, en parte, el riesgo de implementar estos desarrollos.

Por otro lado, en el caso de que las plantas de GTL comenzaran a adquirir interés, las empresas contratistas estarían compitiendo entre sí por la adjudicación de los contratos de IPC (Ingeniería, Procura y Construcción) de estos proyectos. Para lo cual, la experiencia que cada una de estas empresas demuestre en el desarrollo de instalaciones de este tipo será una pieza clave para su elección; situación que al menos en la actualidad podría ser de interés para algunos contratistas, considerando que básicamente cuatro empresas de este tipo a nivel mundial cuentan con la experiencia en la construcción de plantas comerciales de GTL.

Por lo que, en el caso de que los proyectos de GTL comenzaran a proliferar como consecuencia de la mejora en su rentabilidad, cada vez habría más licitaciones para la construcción de estas plantas; en las que los contratistas que tengan una amplia experiencia y ofrezcan los mejores resultados en esta área tendrán las mayores oportunidades de ganar los futuros contratos.

Considerando el esquema actual bajo el que se han emprendido las plantas de GTL que se han logrado materializar, con empresas desarrolladoras de tecnología y clientes de estos proyectos al mismo tiempo y con contratistas en búsqueda de posicionarse como líderes en el desarrollo de

estas plantas, es posible considerar que ambas partes estarían interesadas en que este tipo de proyectos adquieran una mayor difusión en el futuro.

Sin embargo, para que las plantas de GTL sean del interés de otros clientes potenciales su viabilidad debe mejorarse, por lo que para lograr esto, la mejora en los costos de inversión de estas instalaciones es una pieza clave que permitirá ir superando una de las principales limitantes de esta tecnología y que ha restringido su desarrollo. De tal manera, que para alcanzar este objetivo y tomando en cuenta los beneficios que esto reportaría para las partes involucradas, sería conveniente que ambas mostraran una disposición por lograr dicho propósito y contribuir, cada una desde su ámbito, por alcanzarlo²⁰.

De los planteamientos anteriores es que se propone el implementar el acuerdo para la ejecución del programa que se detalló en el Capítulo 4; suponiendo que, los actuales interesados en una planta de GTL, que en su mayoría son los desarrolladores y licenciadores de esta tecnología, podrían considerar un programa como el recomendado que les permita mejorar y demostrar la viabilidad de sus proyectos y con ello promover su futuro desarrollo por parte de otros interesados.

Mientras que por parte del contratista, este estaría adjudicándose de forma segura futuros contratos de IPC que le permitirían ir adquiriendo una importante experiencia sobre este tipo de plantas, la cual lo posicionaría como un líder en la construcción de estas; permitiéndole ofrecer mejores resultados, en términos técnicos y económicos, en otros futuros proyectos y para otros clientes diferentes, lo cual se reflejaría principalmente como reducciones en los CAPEX de las futuras plantas de GTL que el contratista pudiera construir.

Por lo que se considera como provechoso para ambas partes, el entablar un contrato de flexibilidad con opciones en el que se establezcan las condiciones que se describieron para el programa sugerido.

Suponiendo que las condiciones mencionadas en los párrafos anteriores pudieran ser del interés tanto del posible propietario del programa como del contratista elegido para su desarrollo, se razona que su aceptación le reportaría un beneficio a ambas partes. Para lo cual se infiere como normal la disposición del propietario por aceptar un “SOBRECOSTO” en el CAPEX del Tren Inicial del programa, que permita formalizar la intención tanto del propietario por realizar las futuras expansiones, en el caso de que su negocio le sea rentable, así como el de garantizar que el contratista elegido sea el responsable de desarrollar las sucesivas expansiones a un costo progresivamente menor.

El planteamiento de la reducción de los costos de inversión se basa en el hecho de esta se puede lograr, por una parte, gracias a que el contratista puede mejorar sus costos como consecuencia de la experiencia adquirida en la construcción de trenes previos y con ello el perfeccionamiento de prácticas constructivas específicas, mejoras en la administración del proyecto y el establecimiento

²⁰ Los argumentos presentados con respecto a los intereses por parte de propietarios y contratistas sobre las plantas de GTL se basan en: Al-Fehaidi, R., 2010; Al-Suwaidi; Brown, A., 2010; Brown, A., 2011; Butcher, P., 2005; Cook, P., 2005; Heydenrich, R., 2005; JCG Corporation, 2002; JGC Corporation, 2012; KBR (a); KBR (b); KBR (c); Persily, L., 2012; Sasol; Sasol, 2005; Sasol, 2011; Sasol, 2012; Technip, 2003; Technip, 2006; Van Rijseen, P., 2011; Zeiss, J., 2012; Zennaro, R., et al., 2006.

de cadenas de suministro (que incluyan mano de obra, materiales y equipo) mejor consolidadas para proyectos repetitivos con un diseño idéntico y que se estarían desarrollando en una misma localización; e inclusive, gracias a las mejoras continuas que con el tiempo se estarían dando en los diseños y en la ingeniería del proceso, las cuales también podrían contribuir a la reducción de los costos de inversión.

Para el caso aquí planteado, los cálculos previamente realizados muestran que el propietario de un programa, consistente en la inversión en un Tren Inicial de GTL seguido de dos ampliaciones a un costo sucesivamente menor, se encuentra en la posibilidad de negociar hasta US\$ 118 Millones (el valor que se calculó en el Capítulo 4 para la FLEXIBILIDAD) como un SOBRECOSTO adicional a la inversión requerida para desarrollar el Tren Inicial del programa. Por lo que si bien el CAPEX de esta fase tiene un valor estimado de US\$ 3,400 Millones, adicionándole a este el máximo SOBRECOSTO que el propietario estaría dispuesto a otorgarle al contratista, el cual sería de US\$ 118 Millones, se estima que el monto máximo de inversión que el propietario del programa estaría en disposición de desembolsar por el primer tren de 34,000 bbl/d del programa sería de US\$ 3,518 Millones.

La forma en la que se calculó la FLEXIBILIDAD que el propietario adquiere con la aceptación del acuerdo propuesto, surge de los siguientes planteamientos.

En este trabajo se ha considerado que los CAPEX de las Expansiones 1 y 2 son cantidades que se pueden estimar con mucha certidumbre, esto porque se parte de la suposición de que si bien el CAPEX0 del Tren Inicial (Caso Base) es necesario que se cuantifique de la manera más precisa, esto solo se logrará hasta que este se construya (Crundwell, F. K., 2008); por lo que como se indicó en el Capítulo 4, el propietario estará dispuesto a pagar de inicio, por esta etapa del proyecto, el costo de inversión que corresponda bajo el CAPEX0.

Sin embargo, al haber realizado el Tren Inicial, el CAPEX0 estará bien cuantificado y dado que para las Expansiones no se estaría partiendo totalmente de cero y que además se estarían llevando a cabo en un mismo lugar y bajo diseños bien conocidos, permite suponer que estas etapas tengan CAPEX que se puedan cuantificar con una alta exactitud desde el momento en el que se finalice el Caso Base. Por lo que los costos de inversión de estas futuras etapas podrían establecerse desde el momento en que se acepta el acuerdo, con la reserva de que estos CAPEX se ajustarán a las condiciones económicas del futuro bajo ciertos factores de ajuste previamente acordados.

El hecho de suponer que los CAPEX de las expansiones son bien conocidos, permite considerar que el propietario del acuerdo tendría la posibilidad de ejecutar el programa de expansiones de su planta sin necesidad de entablar ningún acuerdo y con ello el evitar el otorgamiento del SOBRECOSTO; por lo que como consecuencia, si el propietario decidiera realizar las siguientes etapas del programa, estas las tendría que ejecutar bajo los CAPEX sin reducción. De tal manera, que sin la existencia del contrato de por medio, la valoración del programa de expansión para una planta genérica de GTL sin reducción en los CAPEX se tomaría como un “Escenario de Referencia”.

Ahora bien, en el caso de que tanto el propietario como el contratista acepten el acuerdo que consienta el desarrollo de las expansiones bajo el planteamiento de la reducción en sus CAPEX, permite evaluar dicho programa como una opción real compuesta secuencial bajo el mismo procedimiento que para el caso anterior, pero considerando la reducción en los costos de

inversión de las expansiones; situación que ofrece una FLEXIBILIDAD por encima del “Escenario de Referencia”.

De lo anterior, es que se supone que la FLEXIBILIDAD que otorga la implementación del contrato de flexibilidad con opciones para el programa sugerido, se tome con respecto al valor del programa pero sin acuerdo. Y que por lo tanto, la forma de cuantificar esta FLEXIBILIDAD sea la diferencia entre el VPN expandido (VPNx) del programa con acuerdo y el VPNx del programa sin acuerdo, ambos obtenidos por medio de la aplicación de la misma metodología de valoración de opciones reales.

Así mismo, como se ha señalado, el SOBRECOSTO es una cantidad de dinero que el propietario puede negociar con el contratista, teniendo como límite de negociación el valor monetario que se ha calculado para la FLEXIBILIDAD; de tal modo, que en el caso de que el acuerdo sea del interés de ambas partes, el SOBRECOSTO al que ambos decidieran aceptar tal contrato demostraría la percepción que cada uno de ellos tiene de la incertidumbre que envuelve a este tipo de proyectos y de la manera en que podrían aprovecharla.

Cabe apuntar además que el SOBRECOSTO que el propietario está dispuesto a asumir para que el contratista acepte el acuerdo propuesto, podría visualizarse como la PRIMA que se otorga en el mundo de las opciones financieras y que se describió en el Capítulo 3.

Una vez aceptado el contrato por ambas partes, el propietario del programa adquiere el derecho, pero no obligación, de solicitarle al contratista con el que estableció el contrato de flexibilidad, la construcción del tren de 17,000 bbl/d de la Expansión 1 en el año acordado y que en caso de que este se lleve a cabo, abre a su vez la posibilidad de emprender la construcción del otro tren de 17,000 bbl/d de la Expansión 2 en el año establecido.

Por lo que como se observa, el propietario del programa ejercerá el derecho que ha ganado solo cuando las circunstancias económicas de su programa le sean favorables, siendo que no está obligado a solicitar las expansiones si las condiciones no le son propicias.

Tabla 5.1. Montos de Inversión para Cada Etapa del Programa.

Etapas del Programa	Capacidad (bbl/d)	Año Z_i (Fin de la Construcción)	CAPEX Unitario [US\$ del Año 0 (2012)]	CAPEX a Precio Alzado [US\$ Millones del Año 0 (2012)]	CAPEX a Precio Alzado [US\$ Millones del Año Z_i]
Tren Inicial (Caso Base)	34,000	0	103,471 US\$/bbl/d*	US\$ 3,518*	US\$ 3,518*
Expansión 1	17,000	10	84,511 US\$/bbl/d	US\$ 1,437	US\$ 1,931
Expansión 2	17,000	17	75,000 US\$/bbl/d	US\$ 1,275	US\$ 2,107

Notas: *Estos valores incluyen el máximo SOBRECOSTO que el propietario podría entregar al contratista por el Tren Inicial. Los CAPEX a Precio Alzado del Año Z_i se ajustaron con una inflación del 3% anual.

Fuente: Elaboración propia.

Con el pago del SOBRECOSTO por parte del propietario y su recepción por parte del contratista se formaliza el contrato de flexibilidad antes especificado, en el que además se fija que la Expansión 1 y la Expansión 2 se harán mediante un contrato de llave en mano (turnkey) a precio alzado (Brown, A., 2010; Sasol, 2005; Technip, 2006), a un costo fijado en el Año 0 y que se ajustará a las condiciones del momento en las que se desarrolle cada expansión mediante el uso de ciertos factores de ajuste previamente acordados. De esta manera se acuerdan, para este ejercicio, los montos de inversión para cada etapa del programa que se muestran en la Tabla 5.1.

Que como se aprecia de la Tabla 5.1, el CAPEX unitario en US\$ del Año 0 de la Expansión 2 es menor que el de la Expansión 1 y el de esta etapa es menor que el del Tren Inicial; es decir, de la forma en que se programó en el acuerdo.

Por otra parte, cabe indicar que aunque el propietario del programa haga un desembolso por US\$ 118 Millones adicionales al monto de inversión que realmente valdría el primer tren de 34,000 bbl/d, este actor podría conseguir la captura del valor, el VPN expandido (VPNx), que tendría el programa propuesto sin la reducción de los CAPEX, el cual se calculó en US\$ 1,539 Millones; por lo que aun en comparación con los resultados arrojados por la evaluación tradicional del Caso Base, hecha en la sección 4.2 del Capítulo 4, es un valor positivo que indica la viabilidad del programa en comparación con la del proyecto de solo contar con una planta genérica de GTL cuyo VPN convencional (VPNc) es negativo (US\$ -1,220 Millones).

Lo anterior exhibe además, que aún en el caso de que la aceptación del contrato no se llegara a concretar, el solo hecho de considerar las estrategias de expansión de la planta en un futuro le suman valor al proyecto original de la Planta Genérica de GTL, tal como lo muestra el VPNx del Programa Sin Mejora en los CAPEX cuyo valor de US\$ 1,539 Millones es superior por US\$ 2,759 Millones al VPNc de la Planta Genérica de GTL (VPNc = US\$ -1,220 Millones). De tal modo que, como se describió en el Capítulo 3, para este caso el “Valor de las Opciones” del proyecto ascendería a US\$ 2,759 Millones.

5.2. Criterios y Consideraciones de Utilidad para la Ejecución del Programa

Como se aprecia de las evaluaciones hechas en el Capítulo 4, de una forma simplificada se consideró que la construcción y la inversión en cada etapa del programa se hacían de una forma instantánea en el Año 0, Año 10 y Año 17, lo cual se realizó de esa manera porque en las metodologías de valoración con opciones reales tiende a suponerse que las inversiones se desembolsan de forma instantánea, lo cual es equivalente al concepto de precio de ejercicio de una opción financiera el cual se cubre como un pago único. Sin embargo, se reconoce que un proyecto real de esta naturaleza no se construye ni se cubre instantáneamente, por lo que en la realidad la decisión de invertir o no en él, se toma con un cierto tiempo de anticipación que permita dar paso a las etapas de construcción y puesta en marcha de la planta.

Ahora bien, en el caso de que ambas partes acepten el acuerdo propuesto, se iniciaría la construcción del Tren Inicial de la planta y posteriormente el contratista quedaría a la expectativa de que el propietario decida emprender o no el desarrollo de la Expansión 1. No obstante, durante este periodo, el SOBRECOSTO recibido por el contratista lo podría utilizar con el propósito de financiar actividades que le permitan mejorar su desempeño con miras a lograr las mejoras

necesarias en las etapas de IPC, pruebas y arranque que efectivamente se traduzcan en la disminución de los CAPEX de cada una de las etapas subsecuentes del programa.

Mientras tanto, el propietario del programa debe mantenerse activo y en un constante análisis de las condiciones prevalecientes en su proyecto, de tal forma que llegado el momento, decida de forma acertada la conveniencia o no de desarrollar el tren de la Expansión 1. Por ello, a continuación se describirán las condiciones que, al menos, podría tomar en cuenta el propietario durante el periodo de tiempo que va desde el inicio de las operaciones del primer tren hasta la decisión de emprender la Expansión 1.

En la metodología empleada para el análisis de las opciones reales de este programa se consideró que la Expansión 1, en caso de emprenderse, deberá tenerse lista para finales del Año 10, por lo que se supuso que la inversión en esta se desarrolla de una forma instantánea en ese año; aunque en la práctica la decisión de emprender o no esta fase debe tomarse 3 años antes del fin del año indicado (el cual es el tiempo necesario para la construcción y puesta en marcha del tren), es decir, a finales del Año 7 y con ello iniciar la construcción a principios del Año 8. Así mismo, como se señaló en párrafos anteriores, el contrato propuesto otorga al propietario del programa el derecho, pero no la obligación, de desarrollar subsecuentes expansiones; por lo que llegado el momento de decidir, primero para la Expansión 1, el propietario deberá tomar en cuenta algunos criterios que le permitan considerar que su proyecto va por buen camino y con ello justificar la implementación del siguiente tren.

Bajo el esquema aquí tratado, el propietario del programa cuenta con un periodo de 7 años para planear y tomar la decisión de emprender o no la Expansión 1; siendo que en este tipo de proyectos es común que antes de tomar la decisión final de inversión y con ello el dar inicio a la ingeniería, la procura y la construcción de la instalación, se pase antes por una etapa de estudios de factibilidad y de FEED que para este tipo de plantas abarca alrededor de 3 años (Sasol, 2012), se observa que este es un lapso que bien puede enmarcarse dentro del periodo de 7 años planteado.

Durante ese periodo de tiempo el propietario desarrollará, de entre muchas otras tareas, el análisis de la viabilidad del proyecto por emprender; por lo que se recomienda que, como punto de partida y con el propósito de tomar una decisión sobre la Expansión 1, el propietario del programa tome en cuenta como parámetros que le permitan la justificación de emprender esta fase, el crecimiento en la demanda de su producción y el precio del petróleo.

Con respecto al crecimiento en la demanda de su producción, el propietario del programa deberá analizar si al menos el interés por su principal producto, el diesel de GTL, crece a una tasa promedio del 4.1%, que fue la tasa empleada para el cálculo de los años en los que deberían de efectuarse las expansiones, lo cual sería un indicador de que el producto está siendo del interés de los clientes y es una expectativa de que exista un mercado a futuro por cubrir.

Adicional al criterio anterior, se propone el considerar el precio del crudo WTI como un indicador que justifique la Expansión 1; para esto se retomará la evaluación financiera realizada para el Caso Base, véase sección 4.2 del Capítulo 4, de donde con el modelo empleado se obtiene que un precio del WTI por encima de los US\$ 111.17 del Año 0 (Año 2012) hace que este caso se vuelva viable. Es decir, en la evaluación original se consideró que el precio más probable y constante del WTI sería de US\$ 91 del Año 0 y con ello se obtuvo un VPN negativo, lo cual indicaba la inviabilidad de este proyecto; en cambio, si el precio del crudo se encontrara por arriba de los US\$ 111.17 del

Año 0, el VPN del Caso Base estaría por encima de cero, mostrando que al menos esta etapa deja de ser inviable y que puede dar paso, aunado con el crecimiento por la demanda de los productos, a que se justifique la realización de la Expansión 1.

El precio del WTI presenta variaciones continuas, las cuales si se dan en un sentido favorable para el proyecto pueden mejorar su rentabilidad y además dar pie a considerar una posible expansión del Tren Inicial. En el caso del precio del crudo es difícil pensar que este se mantendrá constante durante todo el tiempo de vida del proyecto e incluso no es posible asegurar que una vez alcanzado un cierto valor este se dirija en un sentido benéfico para el proyecto, ya que hay que recordar que es un producto cuyo precio está fuertemente sometido a la interacción de la oferta y la demanda.

De lo anterior, es que en este estudio se propone el considerar la valoración de la probabilidad para cada año, desde al Año 1 hasta el Año 10, de que el precio del petróleo WTI se mantenga por encima de los US\$ 111.17 del Año 0. Para esto se construye un árbol binomial que exhiba la posible evolución del precio del WTI, véase Figura 5.1. De este modo, se muestra la posible evolución que seguirán los precios del WTI conforme transcurran las diferentes etapas del programa propuesto.

Como se aprecia del árbol binomial de la Figura 5.1, en este caso se plantea que el subyacente sea el precio del WTI que se consideró como referencia para la evaluación financiera del Caso Base, es decir US\$ 91 del Año 0, y que para su construcción se utilicen los factores u y d de la Tabla 4.5 así como la metodología descrita en el Capítulo 3.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Caso Base					Expansión 1						Expansión 2							
					Estudio de Viabilidad	FEED	IPC, Pruebas y Arranque			Estudio de Viabilidad	FEED	IPC, Pruebas y Arranque						
															5	6		7
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
\$91	\$128	\$180	\$253	\$356	\$501	\$704	\$991	\$1,394	\$1,960	\$2,757	\$3,878	\$5,454	\$7,671	\$10,789	\$15,174	\$21,343	\$30,018	A
	\$65	\$91	\$128	\$180	\$253	\$356	\$501	\$704	\$991	\$1,394	\$1,960	\$2,757	\$3,878	\$5,454	\$7,671	\$10,789	\$15,174	B
		\$46	\$65	\$91	\$128	\$180	\$253	\$356	\$501	\$704	\$991	\$1,394	\$1,960	\$2,757	\$3,878	\$5,454	\$7,671	C
			\$33	\$46	\$65	\$91	\$128	\$180	\$253	\$356	\$501	\$704	\$991	\$1,394	\$1,960	\$2,757	\$3,878	D
				\$23	\$33	\$46	\$65	\$91	\$128	\$180	\$253	\$356	\$501	\$704	\$991	\$1,394	\$1,960	E
					\$17	\$23	\$33	\$46	\$65	\$91	\$128	\$180	\$253	\$356	\$501	\$704	\$991	F
						\$12	\$17	\$23	\$33	\$46	\$65	\$91	\$128	\$180	\$253	\$356	\$501	G
							\$8	\$12	\$17	\$23	\$33	\$46	\$65	\$91	\$128	\$180	\$253	H
								\$6	\$8	\$12	\$17	\$23	\$33	\$46	\$65	\$91	\$128	I
									\$4	\$6	\$8	\$12	\$17	\$23	\$33	\$46	\$65	J
										\$3	\$4	\$6	\$8	\$12	\$17	\$23	\$33	K
											\$2	\$3	\$4	\$6	\$8	\$12	\$17	L
												\$2	\$2	\$3	\$4	\$6	\$8	M
													\$1	\$2	\$2	\$3	\$4	N
														\$1	\$1	\$2	\$2	O
															\$1	\$1	\$1	P
																\$0	\$1	Q
																	\$0	R

Figura 5.1. Árbol Binomial de la Evolución del Precio del WTI, Precios en US\$ Corrientes.

Fuente: Elaboración propia.

Como los valores mostrados en la Figura 5.1 son precios corrientes del año correspondiente y ya que el precio objetivo que se considera como necesario para darle viabilidad al proyecto es de US\$ 111.17 del Año 0, se procederá a construir otro árbol binomial equivalente al de la Figura 5.1 pero cuyos valores reflejen precios constantes del Año 0, empleando para ello una tasa de inflación constante del 3% anual; el árbol que se obtiene como resultado de este procedimiento se muestra en la Figura 5.2.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029			
Caso Base	Expansión 1										Expansión 2									
						Estudio de Viabilidad	FEED	IPC, Pruebas y Arranque								Estudio de Viabilidad	FEED	IPC, Pruebas y Arranque		
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
\$91	\$124	\$170	\$232	\$316	\$432	\$590	\$806	\$1,100	\$1,502	\$2,051	\$2,801	\$3,825	\$5,223	\$7,133	\$9,740	\$13,300	\$18,162	A		
	\$63	\$86	\$117	\$160	\$218	\$298	\$407	\$556	\$759	\$1,037	\$1,416	\$1,934	\$2,640	\$3,606	\$4,924	\$6,723	\$9,181	B		
		\$43	\$59	\$81	\$110	\$151	\$206	\$281	\$384	\$524	\$716	\$977	\$1,335	\$1,823	\$2,489	\$3,399	\$4,641	C		
			\$30	\$41	\$56	\$76	\$104	\$142	\$194	\$265	\$362	\$494	\$675	\$921	\$1,258	\$1,718	\$2,346	D		
				\$21	\$28	\$39	\$53	\$72	\$98	\$134	\$183	\$250	\$341	\$466	\$636	\$868	\$1,186	E		
					\$14	\$19	\$27	\$36	\$50	\$68	\$92	\$126	\$172	\$235	\$321	\$439	\$599	F		
						\$10	\$13	\$18	\$25	\$34	\$47	\$64	\$87	\$119	\$163	\$222	\$303	G		
							\$7	\$9	\$13	\$17	\$24	\$32	\$44	\$60	\$82	\$112	\$153	H		
								\$5	\$6	\$9	\$12	\$16	\$22	\$30	\$42	\$57	\$77	I		
									\$3	\$4	\$6	\$8	\$11	\$15	\$21	\$29	\$39	J		
										\$2	\$3	\$4	\$6	\$8	\$11	\$14	\$20	K		
											\$2	\$2	\$3	\$4	\$5	\$7	\$10	L		
												\$1	\$1	\$2	\$3	\$4	\$5	M		
													\$1	\$1	\$2	\$3	\$5	N		
														\$1	\$1	\$2	\$3	O		
															\$0	\$1	\$1	P		
																\$0	\$0	Q		
																	\$0	R		

Figura 5.2. Árbol Binomial de la Evolución del Precio del WTI, Precios en US\$ Constantes del Año 0 (2012).
Fuente: Elaboración propia.

Con el propósito de calcular la probabilidad de que ocurra cada uno de los precios indicados en la Figura 5.2, se retoma del Capítulo 3 que el subyacente (S) pueda experimentar un movimiento hacia arriba y tomar un valor uS con una probabilidad q , o puede sufrir un movimiento hacia abajo y tomar un valor dS con una probabilidad $1-q$. No obstante, q es una probabilidad para la que la teoría del modelo binomial no proporciona una forma de cálculo conveniente, salvo para el caso específico de un inversionista neutral al riesgo (Cox, J. C., Ross, S. A., Rubinstein, M., 1979); por lo que en mayor medida tiende a considerarse que este parámetro es propenso a variar de analista a analista dependiendo de las apreciaciones, suposiciones o modelos que empleen para su cálculo.

Por otro lado, como el árbol binomial propone que el valor del subyacente puede subir o bajar en una proporción u y d constantes con una probabilidad q y $1-q$ respectivamente, esto conduciría a suponer que el precio del petróleo siempre sube o baja con esas proporciones; sin embargo, una revisión histórica de los precios del petróleo deja observar que los factores con los que puede aumentar o reducir su valor no siempre son los mismos y que por el contrario también pueden tener una cierta distribución de probabilidad.

Por lo que esto permite razonar que en lugar de tratar de calcular una probabilidad q para un incremento u específico y una $1-q$ para un decremento d específico, se considere que q sea simplemente la probabilidad de que el Factor de Cambio del precio del WTI en el periodo i (FC_i) sea mayor a 1, es decir, que el precio del WTI se incremente; mientras que $1-q$ sea la probabilidad de que FC_i sea igual o menor a 1, o en otras palabras, que el precio del crudo se mantenga o se reduzca.

Retomando los precios anuales promedio del WTI para el mismo periodo que se consideró en las Tablas 4.2 y 4.6, se encuentran los factores FC_i que se muestran en la Tabla 5.2; los cuáles son equivalentes a valores de u y d .

Tabla 5.2. Calculo de los Factores de Cambio (FC_i) Anuales del Precio Promedio del WTI.

Año	Precio Promedio del WTI (US\$/bbl)	FC_i	$FC_i > 1$
2007	72.34	-	-
2008	99.67	1.3778	SI
2009	61.95	0.6216	NO
2010	79.48	1.2830	SI
2011	94.88	1.1938	SI
2012	94.11	0.9919	NO

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA. (2013d)

Tomando como referencia los datos de la Tabla 5.2 y observando que de 5 movimientos anuales del precio promedio del WTI, 3 fueron ascendentes con $FC_i > 1$, se obtiene que la probabilidad de un ascenso en el precio del WTI es de 3/5, es decir del 60%; con lo que:

$$q \text{ (Probabilidad de que el Precio del WTI Ascienda al Siguiete Año}^{21}) = 60\%$$

$$1-q \text{ (Probabilidad de que el Precio del WTI se Mantenga o Descienda al Siguiete Año)} = 40\%$$

Así mismo, continuando con el propósito de determinar la probabilidad de que el precio del petróleo llegue a un determinado valor de la Figura 5.2, considérese el árbol binomial de la Figura 5.3 en el que se plantea un análisis para determinar la probabilidad de alcanzar cada uno de los nodos de su 2º periodo partiendo del valor inicial del subyacente (S) mostrado en el periodo 0. En la Figura 5.3 se aprecia que para que el valor del subyacente en el segundo periodo sea u^2S es necesario que el precio S del periodo 0 siga un único camino que implica que su valor tenga dos movimientos hacia arriba con probabilidad q cada uno, con lo que se obtiene que la probabilidad de llegar a ese nodo es q^2 .

²¹ Se ha manejado que q sea la probabilidad de que el precio del WTI ascienda al siguiente año, porque en el presente estudio se ha considerado que el lapso de cada periodo es igual a un año.

Para el caso de que el valor del subyacente llegue al nodo udS del periodo 2 de la Figura 5.3, se pueden seguir dos caminos; uno es el que implica que el valor S del periodo 0 tenga un ascenso con probabilidad q y después un descenso con probabilidad $1-q$, mientras que el segundo camino implica que el valor S del periodo 0 tenga un descenso con probabilidad $1-q$ y posteriormente un ascenso con probabilidad q , de esta forma se obtiene que la probabilidad total de llegar a este nodo es de $2*q*(1-q)$.

Por último, para el caso de que el valor del subyacente llegue al nodo d^2S del periodo 2 de la Figura 5.3, el valor del subyacente (S) del periodo 0 debe seguir un único camino que implica dos movimientos descendentes con una probabilidad de $1-q$ para cada uno, de tal manera que la probabilidad de llegar a este punto es de $(1-q)^2$.

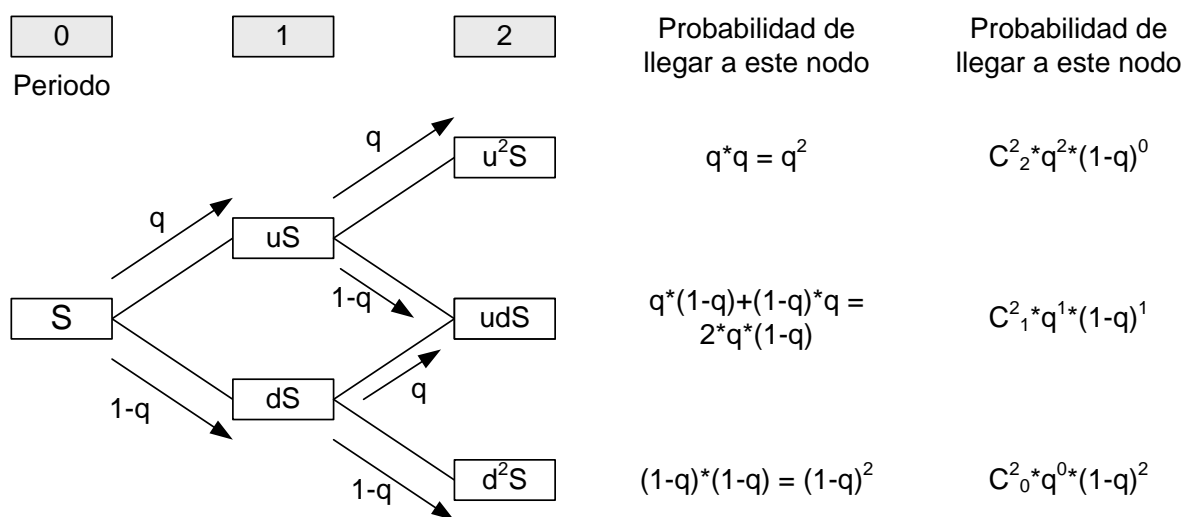


Figura 5.3. Ejemplo de Cálculo de la Probabilidad de Ocurrencia de un Nodo del Árbol Binomial. Fuente: Adaptado de Cox, J. C., Ross, S. A., Rubinstein, M. (1979).

Ahora bien, una forma de resumir lo anterior es que la probabilidad de ocurrencia de que se presente un determinado valor del subyacente en cada periodo del árbol binomial, es decir la probabilidad de ocurrencia de cada nodo de este árbol, se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$PO_{nodo} = C_{\beta}^{No.Periodo} * q^{\beta} * (1 - q)^{No.Periodo - \beta}$$

Donde:

- PO_{nodo} = Probabilidad de ocurrencia de cada nodo del árbol binomial de la evolución del subyacente.
- q = Probabilidad de que el valor del subyacente ascienda al siguiente periodo.
- $No.Periodo$ = Número del periodo.
- $C_{\beta}^{No.Periodo}$ = Representa un coeficiente binomial o combinaciones de $No.Periodo$ en β .
- β = Parámetro que toma en el nodo superior de cada periodo un valor igual al del $No.Periodo$ y que por cada nodo hacia abajo se le va restando uno.

Con la anterior fórmula y con el valor de q antes calculado se pueden construir los árboles de las Figuras 5.4 y 5.5.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	A
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	B
		1	3	6	10	15	21	28	36	45	55	66	78	91	105	120	136	C
			1	4	10	20	35	56	84	120	165	220	286	364	455	560	680	D
				1	5	15	35	70	126	210	330	495	715	1001	1365	1820	2380	E
					1	6	21	56	126	252	462	792	1287	2002	3003	4368	6188	F
						1	7	28	84	210	462	924	1716	3003	5005	8008	12376	G
							1	8	36	120	330	792	1716	3432	6435	11440	19448	H
								1	9	45	165	495	1287	3003	6435	12870	24310	I
									1	10	55	220	715	2002	5005	11440	24310	J
										1	11	66	286	1001	3003	8008	19448	K
											1	12	78	364	1365	4368	12376	L
												1	13	91	455	1820	6188	M
													1	14	105	560	2380	N
														1	15	120	680	O
															1	16	136	P
																1	17	Q
																	1	R

Figura 5.4. Árbol de Coeficientes Binomiales.
Fuente: Elaboración propia.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
100.0%	60.0%	36.0%	21.6%	13.0%	7.8%	4.7%	2.8%	1.7%	1.0%	0.6%	0.4%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	A
	40.0%	48.0%	43.2%	34.6%	25.9%	18.7%	13.1%	9.0%	6.0%	4.0%	2.7%	1.7%	1.1%	0.7%	0.5%	0.3%	0.2%	B
		16.0%	28.8%	34.6%	34.6%	31.1%	26.1%	20.9%	16.1%	12.1%	8.9%	6.4%	4.5%	3.2%	2.2%	1.5%	1.0%	C
			6.4%	15.4%	23.0%	27.6%	29.0%	27.9%	25.1%	21.5%	17.7%	14.2%	11.1%	8.5%	6.3%	4.7%	3.4%	D
				2.6%	7.7%	13.8%	19.4%	23.2%	25.1%	25.1%	23.6%	21.3%	18.4%	15.5%	12.7%	10.1%	8.0%	E
					1.0%	3.7%	7.7%	12.4%	16.7%	20.1%	22.1%	22.7%	22.1%	20.7%	18.6%	16.2%	13.8%	F
						0.4%	1.7%	4.1%	7.4%	11.1%	14.7%	17.7%	19.7%	20.7%	20.7%	19.8%	18.4%	G
							0.2%	0.8%	2.1%	4.2%	7.0%	10.1%	13.1%	15.7%	17.7%	18.9%	19.3%	H
								0.1%	0.4%	1.1%	2.3%	4.2%	6.6%	9.2%	11.8%	14.2%	16.1%	I
									0.0%	0.2%	0.5%	1.2%	2.4%	4.1%	6.1%	8.4%	10.7%	J
										0.0%	0.1%	0.2%	0.6%	1.4%	2.4%	3.9%	5.7%	K
											0.0%	0.0%	0.1%	0.3%	0.7%	1.4%	2.4%	L
												0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.4%	0.8%	M
													0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	N
														0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	O
															0.0%	0.0%	0.0%	P
																0.0%	0.0%	Q
																	0.0%	R

Figura 5.5. Árbol con las Probabilidades de Ocurrencia para cada Nodo del Árbol Binomial de la Evolución del Precio del WTI.

Fuente: Elaboración propia.

El árbol de la Figura 5.5 permite obtener observaciones interesantes, como por ejemplo, el hecho de que aún cuando el árbol binomial para la evolución del precio del WTI, véase Figura 5.2, muestra en los nodos superiores o inferiores de algunos de sus periodos y sobre todo en varios de los nodos de sus últimos periodos, precios para el WTI demasiado altos o muy bajos; el árbol con las probabilidades de ocurrencia, Figura 5.5, muestra que el propio análisis de opciones reales evidencia que la probabilidad de ocurrencia de esos escenarios es nula o casi nula. De la Figura 5.5 se observa además que los eventos con las probabilidades más altas de ocurrencia en cada periodo, se concentran en solo algunos de sus nodos, que en general, tienden a ser los que están hacia y cercanos al centro.

Como en este caso se considera que el precio del WTI que da viabilidad al Caso Base es de US\$ 111.17 del Año 0, se sumarán para cada periodo de la Figura 5.2 las probabilidades de ocurrencia de los nodos de la Figura 5.5, que en cada uno de ellos cumplan con el criterio de tener un valor por encima de los 111.17, con lo que se obtienen los resultados de la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Probabilidad por Año de que el Precio del WTI esté por encima de los US\$ 111.17 del Año 0.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Probabilidad de que el Precio del WTI sea superior a los US\$ 111.17 del Año 0.	60.0%	36.0%	64.8%	47.5%	33.7%	54.4%	42.0%	59.4%	48.3%	63.3%	53.3%	66.5%	57.4%	69.2%	61.0%	71.6%	64.1%
Probabilidad de que el Precio del WTI sea igual o menor a los US\$ 111.17 del Año 0.	40.0%	64.0%	35.2%	52.5%	66.3%	45.6%	58.0%	40.6%	51.7%	36.7%	46.7%	33.5%	42.6%	30.8%	39.0%	28.4%	35.9%

Con $S_0 = \text{US\$ } 91$ del Año 0 (Año 2012), $q = 60\%$ y $\sigma = 34.11\%$ anual.

Fuente: Elaboración propia.

Es importante reconocer que los resultados obtenidos en la Tabla 5.3 aplican cuando la u y la d para el precio del crudo se calculan con una volatilidad anual del 34.11%. Aunque, dado que la q antes calculada solo es una probabilidad de que el precio del WTI ascienda, pero sin considerar hasta cuanto, el parámetro que permite modificar la magnitud de su ascenso (u) o de su descenso (d) es la volatilidad; la cual no necesariamente es constante durante el tiempo y puede modificarse a lo largo de la vida del programa. Sin embargo, como el modelado de esta situación va más allá de los propósitos de este trabajo, en la Tabla 5.4 solo se calculan las probabilidades de que el precio del WTI sea superior a US\$ 111.17 del Año 0 para cada periodo (año) bajo diferentes escenarios de volatilidad constante y teniendo como punto de partida el Año 2012.

Tabla 5.4. Probabilidad por Año de que el Precio del WTI esté por encima de los US\$ 111.17 del Año 0 bajo Diferentes Escenarios de Volatilidad.

σ (% anual)	u	d	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
34.11%	1.4065	0.7110	60.0%	36.0%	64.8%	47.5%	33.7%	54.4%	42.0%	59.4%	48.3%	63.3%	53.3%	66.5%	57.4%	69.2%	61.0%	71.6%	64.1%
30%	1.3499	0.7408	60.0%	36.0%	64.8%	47.5%	33.7%	54.4%	42.0%	59.4%	48.3%	63.3%	53.3%	66.5%	57.4%	48.6%	61.0%	52.7%	64.1%
25%	1.2840	0.7788	60.0%	36.0%	21.6%	47.5%	33.7%	54.4%	42.0%	59.4%	48.3%	63.3%	53.3%	43.8%	57.4%	48.6%	61.0%	52.7%	64.1%
23%	1.2586	0.7945	60.0%	36.0%	21.6%	47.5%	33.7%	54.4%	42.0%	59.4%	48.3%	38.2%	53.3%	43.8%	57.4%	48.6%	61.0%	52.7%	44.8%
22%	1.2461	0.8025	0.0%	36.0%	21.6%	47.5%	33.7%	54.4%	42.0%	59.4%	48.3%	38.2%	53.3%	43.8%	57.4%	48.6%	61.0%	52.7%	44.8%
20%	1.2214	0.8187	0.0%	36.0%	21.6%	47.5%	33.7%	54.4%	42.0%	31.5%	48.3%	38.2%	53.3%	43.8%	57.4%	48.6%	40.3%	52.7%	44.8%
15%	1.1618	0.8607	0.0%	36.0%	21.6%	13.0%	33.7%	23.3%	42.0%	31.5%	23.2%	38.2%	29.6%	43.8%	35.3%	27.9%	40.3%	32.9%	44.8%
10%	1.1052	0.9048	0.0%	0.0%	21.6%	13.0%	7.8%	23.3%	15.9%	10.6%	23.2%	16.7%	11.9%	22.5%	16.9%	12.4%	21.7%	16.7%	12.6%

Con $S_0 = \text{US\$ } 91$ del Año 0 (Año 2012) y $q = 60\%$.

Fuente: Elaboración propia.

Las anteriores tablas tienen el propósito de mostrar que el análisis de opciones reales presenta un enfoque probabilístico ya que incluso sus fundamentos y el tipo de situaciones para las que se ha formulado su empleo son de naturaleza estocástica; lo cual permite considerar que al menos para el caso de la evolución del subyacente, en lugar de razonar que los valores a los que este pueda cambiar deban calcularse de una forma determinista, este análisis ofrece la posibilidad de considerar que la estimación de los precios futuros del subyacente puede hacerse bajo un uso de las probabilidades de ocurrencia de ciertos eventos. Por lo que además, con el propósito de caracterizar a cada periodo (o año) de la vida del programa contemplado en este trabajo con un precio esperado del crudo, se considerará que estos se estimen para cada año, como la sumatoria de las multiplicaciones de cada uno de los nodos de la Figura 5.2 por su correspondiente nodo de la Figura 5.5, con lo que se obtienen los precios esperados para el WTI que se muestran en la Tabla 5.5 bajo diferentes escenarios de volatilidad.

Tabla 5.5. Precios Esperados del WTI por Año bajo Diferentes Escenarios de Volatilidad, Precios en US\$ Constantes del Año 0.

σ (% anual)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
34.11%	99.68	109.20	119.62	131.03	143.54	157.23	172.24	188.67	206.68	226.40	248.01	271.68	297.60	326.00	357.11	391.19	428.52
30%	97.74	104.97	112.74	121.09	130.05	139.68	150.01	161.12	173.05	185.85	199.61	214.39	230.26	247.30	265.61	285.27	306.38
25%	95.59	100.41	105.47	110.79	116.38	122.24	128.41	134.88	141.68	148.83	156.33	164.21	172.49	181.19	190.33	199.93	210.01
23%	94.80	98.75	102.87	107.16	111.63	116.29	121.14	126.20	131.46	136.95	142.66	148.61	154.82	161.27	168.00	175.01	182.31
22%	94.42	97.96	101.63	105.45	109.41	113.51	117.77	122.19	126.78	131.53	136.47	141.59	146.91	152.42	158.14	164.07	170.23
20%	93.68	96.44	99.28	102.20	105.21	108.31	111.50	114.78	118.17	121.65	125.23	128.92	132.71	136.62	140.64	144.79	149.05
15%	92.01	93.02	94.05	95.09	96.14	97.20	98.28	99.36	100.46	101.57	102.70	103.83	104.98	106.14	107.31	108.50	109.70
10%	90.56	90.13	89.69	89.26	88.83	88.40	87.97	87.55	87.13	86.71	86.29	85.88	85.46	85.05	84.64	84.23	83.83

Con $S_0 = \text{US\$ } 91$ del Año 0 (Año 2012) y $q = 60\%$

Fuente: Elaboración propia.

Como se aprecia de las Tablas 5.4 y 5.5 la volatilidad juega un papel muy importante en la evolución de los precios del WTI y por consiguiente en la evolución del valor del proyecto. De la Tabla 5.4 es importante observar que incluso bajo cada escenario en el que se mantenga constante la q y la σ , la probabilidad de que el precio del WTI este por encima de los US\$ 111.17 del Año 0 varía con el paso del tiempo.

Cabe apuntar que en estos análisis se toma como punto de referencia el Año 0, por lo que la evolución que se observa de las variables, muestra cómo cambian estas con respecto a este punto bajo ciertas suposiciones que se han planteado a lo largo de este capítulo; en otras palabras, significa que los resultados aquí mostrados representan valores que podrían presentarse en un futuro, estimados bajo los supuestos que se han considerando desde un punto de partida, el Año 0 (2012).

Lo anterior se comenta porque a lo largo de la vida de un proyecto los valores de algunas de sus variables pueden sufrir importantes cambios; como en este caso el precio del WTI, el cual es de suma importancia para un proyecto de GTL cuyos ingresos están profundamente relacionados con aquél, afectando de forma decisiva la rentabilidad de estas plantas.

Y es precisamente ese cambio a lo largo del tiempo, el que le demanda al propietario del programa a que continuamente calcule y analice los nuevos valores que van adquiriendo las variables que son de interés para la toma de sus decisiones. Por lo que dentro del tiempo en el que se van especificando y planeando las nuevas etapas de expansión es de vital importancia el renovar los análisis considerando las nuevas condiciones prevalecientes en cada periodo que vaya transcurriendo; esto con el propósito de tomar la mejor decisión ante las circunstancias que se le vayan presentando al programa, lo cual, es la pieza fundamental de la flexibilidad que habría adquirido.

En este caso, solo se tiene la posibilidad de estimar en el presente, algunos eventos futuros bajo el planteamiento de que estos tienen alguna cierta probabilidad de ocurrencia. De ahí que, por ejemplo, suponiendo que el Tren Inicial (Caso Base) de este programa se vuelve viable cuando el precio del WTI es superior a los US\$ 111.17 del Año 0, se podría esperar que una vez llegado el fin del Año 7, es decir, el momento de tomar la decisión de emprender o no la Expansión 1, y tomando en cuenta un escenario con volatilidad del 34.11%, que fue el que se ha seguido en la mayor parte de este trabajo, y una q del 60%, exista una probabilidad del 42%, véase Tabla 5.3, de que el propietario del programa decida emprender esta etapa del programa; esto solo al considerar que este toma una decisión basada en el criterio propuesto para el precio del WTI.

Aun en el caso de que la volatilidad no tuviera la magnitud antes indicada, de la Tabla 5.4 se aprecia que para un amplio rango de volatilidades, con valores de entre el 15% al 34.11%, la probabilidad de que el propietario decida ejercer la Expansión 1 se mantiene en un 42%, esto nuevamente bajo el criterio propuesto para el precio del WTI.

Por otra parte, en el caso de que la Expansión 1 se haya decidido realizar y con ello se espere tomar la decisión de desarrollar o no la Expansión 2 al llegar el final del Año 14; se requiere, otra vez, de una nueva etapa de diseño y planeación de 3 años que bien pueden encuadrarse dentro del periodo de 4 años que se tiene entre el inicio de las operaciones de la Expansión 1, a principios del Año 11, y de la fecha para tomar la decisión, a finales del Año 14. En este periodo de tiempo, al igual que para el caso de la expansión anterior, el propietario debe mantenerse atento a la revisión actualizada de las condiciones en las que se desenvuelve su programa para con ello tomar la decisión acertada de emprender o no la última etapa.

Así mismo, se propone que como criterios mínimos que el propietario del programa podría tomar en cuenta como factores que le permitan justificar el desarrollo de la Expansión 2, emplee los que se indicaron para el caso anterior; es decir, que verifique que la demanda por su producción crezca a una tasa anual promedio de por lo menos el 4.1% y que además considere el criterio del precio del WTI que se ha venido manejando. Por lo que atendiendo a este último y bajo un escenario con una volatilidad del 34.11% y una q del 60%, se consideraría que existe una probabilidad del 69.2%, véase Tabla 5.4, de emprender esta expansión.

No obstante, en el caso de que la volatilidad tuviera un valor menor al que se empleó como referencia, existiría una probabilidad del 48.6% de que esa fase se implementara en el caso de que la volatilidad del precio del WTI estuviera en el rango del 20% al 30%, mientras que para el caso de una volatilidad del 15% la probabilidad de que se decidiera implementar esta etapa sería del 27.9%, recordando que estos valores se ven desde un punto de vista del Año 0 y bajo ciertas suposiciones asumidas para este punto de referencia; las cuáles, cabe subrayar, seguramente se modificarán continuamente a lo largo de la vida del programa y por ello requerirán de un constante análisis.

Luego entonces, en el caso de que las expansiones no se llegaran a ejecutar no necesariamente implica que el Caso Base está destinado a la inviabilidad tal como lo señalaba la evaluación tradicional de la planta genérica; sino que por el contrario, el análisis de opciones reales nos hace recordar que un proyecto de esta naturaleza difícilmente puede ser evaluado convenientemente bajo esquemas y suposiciones estáticas; como por ejemplo al considerar un precio para el WTI único, ya que dependiendo de la volatilidad de este, sus precios pueden evolucionar a diferentes valores en los que algunos de ellos pueden ser benéficos para el proyecto e incluso, si se dan de una forma sostenida, garantizar la rentabilidad del Caso Base, es decir la Planta Genérica de GTL, sin necesidad de que se ejerzan las expansiones.

De tal manera que para la situación aquí planteada, de la Tabla 5.5 se retoma que para los escenarios de volatilidades empleados, aquellos con valores para este parámetro del 20% y superiores permiten estimar que en un plazo no mayor a 7 años, los precios esperados para el WTI podrían estar por encima de los US\$ 111.17 del Año 0, con lo que la planta genérica del Caso Base contaría con expectativas de mejorar su factibilidad.

Los anteriores aspectos también son del interés tanto del propietario como del contratista, esto porque cada uno de ellos evaluará la conveniencia de tomar un acuerdo como el que se propone; evaluando desde su punto de vista las posibilidades de cumplir con los acuerdos que en él se plantean y los beneficios que podrían ganar con él. Por ello, dentro de estas evaluaciones se razona que es de utilidad para ambas partes, el tener un conocimiento de la posibilidad de que cada una de las etapas que conforman el programa pueda o no concretarse, lo cual representa un riesgo para ambas partes.

Ya que desde el punto de vista del propietario, este estaría asumiendo un riesgo al haber emprendido un programa en cuya etapa inicial se estaría enfrentando a un proyecto que posiblemente en sus primeros años podría tener dificultades hasta que con el paso del tiempo pudiera experimentar una mejora en su situación. Igualmente, este actor podría llegar a encontrarse en la situación de haberle entregado al contratista un SOBRECOSTO, que en el caso de no ejercer las expansiones no hubiera tenido necesidad de otorgarle.

Por parte del contratista, este estaría asumiendo el riesgo de que si la etapa inicial del programa marcha bien su propietario le solicite las expansiones pactadas, con lo cual se vería en el deber de cumplir con los acuerdos del contrato. Sin embargo, esta parte también estaría interesada en conocer la probabilidad de que el propietario no llegue a solicitar las fases subsecuentes del programa, con lo que el contratista estaría evaluando la posibilidad de que estas no se concretaran y con ello el obtener una ganancia, el SOBRECOSTO otorgado por el propietario, sin necesidad de realizar ningún otro proyecto; situación que pudiera presentarse si se recuerda que en la

experiencia real se ha visto que algunas de las expansiones planeadas para plantas de GTL en operación no se han logrado concretar.

Finalmente y de manera similar a lo propuesto en Copeland, T. E., Antikarov, V., 2001; Kodukula, P., Papudesu, C., 2006; Mun, J., 2002; se puede considerar que el propietario del programa puede hacer uso de los árboles de las Figuras 4.4 y 4.10 con el propósito de auxiliar su decisión de emprender o no las Expansiones 1 y 2.

En donde para el caso de poder ejecutar el programa bajo la reducción en los CAPEX; se halla que, de la Figura 4.4, esta indica que llegado el final del Año 14, el cual es el momento en el que se decide si se ejecuta o no la Expansión 2, en aquellos nodos en los que se presente un valor de cero se aconsejaría que la opción no se ejecute, mientras que en aquellos que tengan un valor numérico positivo y diferente de cero se aconsejaría el emprender dicha expansión. Por ejemplo, el nodo I14 de la Figura 4.4 tiene un valor de US\$ 0, por lo que lo recomendable sería no hacer la Expansión 2, mientras que el nodo G14 de esta misma figura tiene un valor de US\$ 2,788 Millones, lo cual sería un señalamiento de que el desarrollo de la Expansión 2 es viable dado que esta reportaría un valor adicional al programa.

En el caso de la Figura 4.10 ocurriría algo parecido a la situación anterior, solo que para esta se estaría decidiendo el emprender o no la Expansión 1; para lo cual esta figura señala que llegado el final del Año 7, el cual es el momento en el que se decide si se ejecuta o no esta etapa, en aquellos nodos en los que se presente un valor de cero se recomendaría que no se desarrolle la expansión, mientras que en aquellos en los haya un valor numérico positivo y diferente de cero se sugeriría el implementar tal opción. Por ejemplo, el nodo F7 de la Figura 4.10 tiene un valor de US\$ 0, lo cual aconsejaría el no hacer la Expansión 1, mientras que el nodo D7 de esta figura tiene un valor de US\$ 3,412 Millones, lo cual apuntaría a la conveniencia de iniciar la Expansión 1.

No obstante, como se ha venido diciendo, es necesario que llegado el momento de decidir si se toman o no las opciones de expandir; el propietario del programa vuelva a replantear sus análisis, empleando para ello la información o los datos más recientes con los que cuente, con el propósito de identificar la condición en la que se halla su proyecto, que bien podría asociarse con alguno de los escenarios planteados en los nodos de las Figuras 4.4 y 4.10 o incluso con contextos que solo pueden analizarse bajo la construcción de nuevas retículas, y de esta manera evaluar la conveniencia de emprender o no la etapa del programa que corresponda.

5.3. Conclusiones del Capítulo 5

En este capítulo se hizo un análisis de las principales razones que permiten el sugerir el establecimiento de un contrato de flexibilidad con opciones como el que se detalló en el Capítulo 4; que de forma concreta, buscan que tanto el propietario como el contratista aprovechen la actual condición del sector del GTL para obtener una ventaja competitiva con miras al futuro.

Así también, en este capítulo se interpretaron algunos de los resultados que se obtuvieron en el capítulo anterior, principalmente la cuestión de la FLEXIBILIDAD y del SOBRECOSTO que fueron calculados.

Además, se introdujeron algunos criterios que pueden ser de utilidad durante el transcurso del programa en caso de que este se entable. Dichos criterios se relacionan básicamente con el crecimiento en la demanda de la producción y el precio del petróleo, como principales factores que conduzcan a la decisión de emprender o no una determinada fase del programa.

También se propuso que tanto para el establecimiento del acuerdo así como durante su ejecución, tanto el propietario como el contratista, tengan presente que los resultados que esperen obtener tienen una cierta probabilidad de ocurrencia, la cual puede auxiliar su toma de decisiones; situación que se ejemplificó para el ejercicio aquí abordado.

6.1. Conclusiones Generales y Recomendaciones

Las plantas de gas a líquidos (GTL) son instalaciones en las que se procesa gas natural para la producción de combustibles sintéticos y compuestos petroquímicos de alta calidad y amigables con el medio ambiente, así mismo representan una alternativa adicional que permite justificar el desarrollo de algunos yacimientos de gas natural.

A pesar de ser una tecnología investigada desde la década de 1920, solo cinco plantas de GTL a escala comercial se han logrado concretar a nivel mundial en los últimos 25 años, siendo además que estas se han caracterizado por adquirir un carácter de inversión estratégica para las compañías que las han desarrollado.

Los principales impulsores de los proyectos de GTL esperan que sus tecnologías se consoliden y que en un futuro cercano se conviertan en una propuesta viable que pueda ser del interés de otros actores en diversas partes del mundo; promovidas además, por el crecimiento en la demanda de combustibles y petroquímicos con altos estándares ambientales y de calidad a nivel internacional resultado del crecimiento económico que se espera tengan diversas regiones del mundo.

No obstante, a pesar de los esfuerzos que las compañías desarrolladoras de tecnología GTL están desplegando en diversos frentes, en búsqueda del perfeccionamiento en sus diseños; estas han considerando que el desarrollo de plantas a escala comercial, en diversas partes del mundo, es una de las mejores formas de poner a prueba sus procesos permitiéndoles con ello reducir la incertidumbre tanto técnica como económica de sus proyectos.

Sin embargo, lo anterior ha implicado que estas empresas hayan tenido que ser las primeras en proponer y participar en la materialización de las plantas que incorporen su propia tecnología; lo que ha representado que estas compañías asuman proyectos que al ser valorados bajo los métodos tradicionales de evaluación, estos les recomendarían no desarrollar esta clase de instalaciones, lo cual a largo plazo podría representarles desventajas competitivas de diferente índole.

Es por ello que considerando el potencial futuro de esta tecnología, así como el contexto bajo el que se ha venido desarrollado esta industria hasta el momento, es que se propuso, por una parte, que las inversiones en plantas de GTL sean valoradas bajo el análisis de opciones reales, lo cual permite tomar en cuenta la incertidumbre y la flexibilidad en la que se desenvuelven o presentan estas inversiones y, por otro lado, se hizo una propuesta de un contrato de flexibilidad con opciones que pueda ser del interés tanto para los posibles propietarios como contratistas que podrían participar en los proyectos de GTL a desarrollarse en el futuro inmediato.

Así mismo, en este trabajo se contrastaron los resultados obtenidos de una evaluación financiera tradicional para un proyecto consistente en una sola planta genérica de GTL, frente a los obtenidos de la valoración de un programa de expansión para una planta genérica de GTL por medio del análisis de las opciones reales.

Para lo anterior, se realizó inicialmente una evaluación financiera para una planta genérica de GTL, que bajo los supuestos considerados para esta, que entre otros planteaban un precio promedio para el crudo WTI, y empleando la metodología convencional del valor presente neto se obtuvo un VPNc = US\$ -1,220 Millones; lo cual, bajo los criterios de esta técnica, recomendaría el no implementar este proyecto.

Sin embargo, si se propone el desarrollo de un programa de expansión (con dos etapas de expansión) para una planta genérica de GTL, bajo el planteamiento de una reducción progresiva en los costos de inversión (CAPEX) de cada una de las subsecuentes expansiones del programa; dadas las suposiciones que se indicaron y discutieron en capítulos anteriores, y empleando una metodología para valorar dicho programa como una opción real compuesta secuencial, se obtiene un VPNx de US\$ 1,657 Millones.

Basado en lo anterior, se propuso que entre el propietario y el contratista que se involucren en el desarrollo de una próxima planta de GTL se entable un contrato de flexibilidad con opciones que permita la implementación del programa anterior, lo cual les permitiría obtener beneficios en términos tanto cuantitativos como cualitativos de la situación actual y futura de esta industria.

De tal manera, que en el caso de que el contrato propuesto fuera del interés de ambas partes, se consideró que el propietario tendría que otorgarle al contratista un SOBRECOSTO sobre el CAPEX del Tren Inicial del programa para con ello formalizar dicho convenio. Por ello, se planteó que este SOBRECOSTO fuera algún valor monetario capaz de negociarse entre el propietario y el contratista, pero cuya magnitud no debería exceder la FLEXIBILIDAD que el acuerdo le otorga al propietario del mismo.

Por lo anterior fue que la FLEXIBILIDAD que gana el propietario con el contrato, se calculó con respecto al valor de un programa de las mismas características que las del caso expuesto, pero con CAPEX que no experimentan una mejora; fue así como para este escenario se obtuvo un VPNx de US\$ 1,539 Millones empleando para ello la misma metodología que en la situación anterior.

Con estos resultados fue posible estimar que el valor de la FLEXIBILIDAD que adquiere el propietario con la implementación del contrato para un programa con reducción de los CAPEX asciende a US\$ 118 Millones; con lo que el SOBRECOSTO que este actor estaría dispuesto a otorgarle al contratista por encima del costo del Tren Inicial no debería exceder dicha cantidad.

De lo anterior se observó además, que aún en el caso de que el SOBRECOSTO otorgado fuera equivalente a los US\$ 118 Millones, el VPNx del programa con reducciones en los CAPEX alcanzaría un valor de US\$ 1,539; cifra que aún así, alentaría el desarrollo de tal propuesta y resultaría de mayor interés en comparación con el resultado mostrado por el VPNc para una sola planta genérica de GTL.

Por último, se hizo una recomendación de algunos parámetros, como por ejemplo el del precio del WTI, que el propietario podría tomar en cuenta para la toma de sus decisiones al momento de

resolver si se efectuarán o no las expansiones. Así mismo, se recomendó que los resultados que puedan obtenerse con la aplicación del análisis de opciones reales deberían interpretarse en términos probabilísticos; lo cual permitiría, el contar al menos con una visión de los posibles resultados a obtener, situación que es de utilidad frente a la incertidumbre que en todo momento enfrentan los proyectos, y con ello, tener una idea de la posibilidad de que ciertos escenarios se presenten o bien de que una decisión se tome o no.

Entre algunas recomendaciones que se tienen para continuar con estudios relacionados al tema de la aplicación del análisis de las opciones reales a la evaluación de plantas de GTL cabe indicar las siguientes.

- En el caso de este estudio se consideró que la principal fuente de incertidumbre del proyecto se asociaba con sus ingresos mientras que los costos asociados con el gas natural se consideraron definidos y controlables, esto dada la forma en la que la literatura ha reportado la manera en la que se han establecido negociaciones para este tipo de plantas; no obstante, en el caso de que por ejemplo, los costos relacionados al gas natural también contribuyeran de forma significativa a la incertidumbre del proyecto, este podría evaluarse nuevamente bajo el enfoque de las opciones reales pero modelando la situación como una opción rainbow. Incluso, a esta forma de valorar el proyecto podrían incorporársele una mayor variedad de fuentes de incertidumbre que permitirían ir refinando el análisis del valor del proyecto.
- En el caso de las plantas de GTL, estas también pueden planearse para que a partir de un diseño inicial, en el futuro se puedan incorporar otras unidades de proceso que le permitan modificar su producción; por ejemplo, si se parte de una planta enfocada a la producción de combustibles y petroquímicos es posible que en futuro produzca además bases lubricantes, ceras y otros productos. Razón por la que puede aconsejarse el valorar estas posibilidades bajo el análisis de las opciones reales.
- En este trabajo se planteó una forma de calcular y explicar un tipo de flexibilidad para los propósitos de entablar un contrato de flexibilidad; sin embargo, el enfoque de las opciones reales podría replantarse para la valoración de otras cuestiones de interés para las empresas involucradas en el desarrollo de plantas de GTL, como por ejemplo para temas relacionados con el control de los costos de inversión de sus instalaciones o bien, para decidir el presupuesto de sus programas de investigación y desarrollo.
- Una situación que ha dificultado la aceptación del enfoque de las opciones reales entre los desarrolladores de proyectos, es que estos las aprecian como escenarios que no ven plasmados en forma de contratos; por lo que se sugeriría el continuar con la investigación de los llamados contratos de flexibilidad con opciones, como una forma de facilitar que entre actores de una industria se diseñen estrategias conjuntas que les permitan tomar ventajas de ciertos contextos que se les presenten e incluso como una manera de controlar tareas, como el suministro de materiales, o situaciones, como los sobrecostos no planeados que en muchas ocasiones se presentan en el desarrollo de los proyectos de infraestructura energética.
- Aunque existen diferentes métodos para la valoración de opciones reales, aquellos basados en árboles o retículas han demostrado ser de los más prácticos y versátiles para el

modelado de una gran variedad de situaciones, además de ser de los de mayor aceptación entre los tomadores de decisiones; razones por las que se propone continuar trabajando sobre estos y en el desarrollo de metodologías aplicables a ellos. Igualmente, aun en el caso de que se exploren otros métodos, como los de forma cerrada, es importante recalcar el papel que tendrá la generación de criterios y la forma de interpretar los resultados arrojados por este tipo de análisis, como uno de los requisitos fundamentales para que este enfoque tenga una mayor aceptación y difusión práctica.

Finalmente, es importante reconocer que los actuales y futuros estudios en ingeniería poco a poco irán más allá de la sola cuantificación de costos e ingresos asociados con un proyecto que pareciera estar aislado y de antemano definido e inalterable; por el contrario, y en el caso específico de los proyectos relacionados con el sector energético, es necesario que al evaluarlos se tomen en cuenta condiciones de incertidumbre técnica y económica, la competencia, las condiciones económicas y financieras en las que se desenvuelven, las estrategias que pueden incorporar durante su vida, entre otras cuestiones que difícilmente se pueden abordar con los métodos tradicionales de evaluación de proyectos y para las que han surgido metodologías como la de las opciones reales.

Aunque es necesario reconocer, que estas metodologías deben seguirse investigando para tomar en cuenta supuestos que permitan modelar la realidad de una mejor manera, como por ejemplo situaciones con volatilidad que cambia con el tiempo; o incluso ir las vinculando con otros enfoques, como recientemente ha ocurrido entre las opciones reales y la teoría de juegos.

Los recientes acontecimientos han demostrado que los megaproyectos energéticos que se realicen en cualquier parte del mundo, ahora deben tomar en cuenta aspectos relacionados con la economía y las finanzas internacionales e incluso incorporar conceptos de estas áreas en sus evaluaciones; ejemplo de ello son cuestiones relacionadas al financiamiento de proyectos, el cual puede ir más allá de solo tomar en cuenta una deuda y capital, sobre todo si se consideran los diversos instrumentos que el mundo financiero ha creado.

Es por ello, que más allá de las cuestiones técnicas inherentes a cualquier tipo de proyecto de ingeniería, estos tienden a comportarse como entes en un mundo incierto pero flexible, aspectos que ya no pueden dejarse de lado al momento de planearlos.

6.2. Conclusiones Finales relativas a las Hipótesis

Con respecto a las hipótesis planteadas al comienzo de este trabajo; cabe concluir que, para la primera de estas, efectivamente el uso del método tradicional del VPN reportó la inviabilidad del Caso Base de la Planta Genérica de GTL estudiada; no obstante, también se identificaron posibles fuentes de incertidumbre para este tipo de inversiones, asociadas principalmente a los ingresos percibidos por estos proyectos; así como condiciones de flexibilidad, relacionadas principalmente con la capacidad de efectuar expansiones de una instalación inicial bajo costos de inversión progresivamente menores.

Las anteriores condiciones se incorporaron al Caso Base dando origen al programa de expansión que se propuso, el cual se modeló como una opción real compuesta secuencial y cuya valoración arrojó, para el caso del programa con reducción de CAPEX, un VPNx de US\$ 1,657 Millones, el cual

es por US\$ 2,877 Millones superior al VPNC del caso base el cual fue de US\$ -1,220 Millones. Situación que corrobora la hipótesis de que la flexibilidad y la incertidumbre a la que está expuesta un proyecto de este tipo le suma valor a este llegando incluso a hacerlo atractivo para la inversión; siendo además, que dicho valor fue cuantificado mediante una metodología de opciones reales que permitió su valoración.

Así mismo, se consideró conveniente el empleo del análisis de las opciones reales para la evaluación de proyectos de GTL, porque tanto la incertidumbre como la flexibilidad que presentan estos exhiben una naturaleza estocástica y de toma de decisiones que bien pueden analizarse con las metodologías de opciones reales, cuyos fundamentos teóricos en los que se basan estas se ajustan de una manera más apropiada al estudio de dichas condiciones.

En lo relativo a la segunda hipótesis, se considera que un acuerdo entre un propietario y un contratista para la ejecución de un programa de expansión como el que se describió en este trabajo, reporta una utilidad en términos cuantitativos y cualitativos para las partes que deciden aceptarlo; esto en un futuro cercano y bajo las actuales condiciones de desarrollo del sector del GTL cuyo contexto nos muestra una industria naciente, con poca competencia comercialmente hablando, con tecnologías asequibles y con un futuro interesante. Sin embargo, se reconoce que la adopción de un acuerdo con las características aquí propuestas solo podría verificarse si las empresas del propietario y el contratista para quienes se ha aconsejado su implementación valoran que el acuerdo planteado tiene suficientes elementos para que sea considerado ganar-ganar.

Referencias para el Capítulo 1

- Alawode, A. J., Omisakin O. A. (2011). *Monetizing Natural Gas Reserves: Global Trend, Nigeria's Achievements, and Future Possibilities*. Pacific Journal of Science and Technology. 12(1):138-151.
- Basse, M. E. (2007). *Economic Viability of a Floating Gas-to-Liquids (GTL) Plant*. Master Thesis. North-West University. May 2007.
- Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy Economics. Concepts, Issues, Markets and Governance*. Springer. London.
- Boyer, C., et al. (2011). *Shale Gas: A Global Resource*. Oilfield Review. Schlumberger. Autumn 2011:23, no 3.
- BP (British Petroleum). (2007). *BP Statistical Review of World Energy, June 2007*. BP p.l.c. London.
- BP (British Petroleum). (2012). *BP Statistical Review of World Energy, June 2012*. BP p.l.c. London.
- EIA (U.S. Energy Information Administration). (2011a). *Annual Energy Outlook 2011 with Projections to 2035*. Department of Energy. Washington DC.
- EIA (U.S. Energy Information Administration). (2011b). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. US Department of Energy, Washington DC.
- EIA (U.S. Energy Information Administration). (2012a). *Annual Energy Outlook 2012 - Early Release Overview*. U.S. Department of Energy. Washington DC.
- EIA (U.S. Energy Information Administration). (2012b). *Factors Affecting Natural Gas Prices*. June 29, 2012. Disponible en: http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural_gas_factors_affecting_prices
- Energy Charter Secretariat. (2007). *Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*. March 01, 2007. Brussels, Belgium.
- Erismann, F. (2011). *Shale Gas The Unconventional Truth?*. ETH. Zurich.
- Foster Wheeler. *Gas Monetization*. Disponible en: <http://www.fwc.com/publications/pdf/GasMonetization.pdf>
- Hedge, K., Fjeldstad, E. (2010). *The future of European Long-Term Natural Gas Contracts*. Executive Master in Energy Management 2009-2010. Sponsored by TOTAL. September 01, 2010. Oslo.
- Hydrocarbons-technology.com. *Central Asia-China Gas Pipeline, Turkmenistan to China*. Disponible en: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/centralasiachinagasp/>
- IEA (International Energy Agency). (2011a). *Are We Entering a Golden Age of Gas?, World Energy Outlook 2011 Special Report*. OECD/IEA. Paris.
- IEA (International Energy Agency). (2011b). *World Energy Outlook 2011*. OCDE/IEA. Paris.
- IEA (International Energy Agency). (2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. OECD/IEA. Paris.
- IFP Energies nouvelles. (2011). *Short-term trends in the gas industry*. France. December 2011.
- IGU (International Gas Union) (2011a). *Wholesale Gas Price Formation – A global review of drivers and regional trends*. June 2011. Oslo.
- IGU (International Gas Union) (2011b). *World LNG Report 2011*. Oslo.

- Jacobs, D. (2011). *The Global Market for Liquefied Natural Gas*. Reserve Bank of Australia. Bulletin, September Quarter 2011.
- Jensen, J. T. (2011). *Asian Natural Gas Markets, Supply Infrastructure, and Pricing Issues*. Advance Summit paper from the 2011 Pacific Energy Summit. February 21-23, 2011, Jakarta, Indonesia.
- Le-Leuch H. (2011). *Good Practice Note on (Upstream) Natural Gas. A Guidance Note to Complement The EI Source Book*. University of Dundee. September 21, 2011. Draft N°2.
- Lurgi GmbH. *Gas-to-Chemicals*. Disponible en: http://lurgi.com/website/fileadmin/user_upload/1_PDF/1_Broshures_Flyer/englisch/0305e_Gas-to-Chemicals.pdf
- Marcano, J., Cheung, R. (2007). *Monetizing Stranded Natural Gas*. Oil & Gas Financial Journal. Volume 4, Issue 2. February 01, 2007. Disponible en: <http://www.ogfj.com/content/ogfj/en/articles/print/volume-4/issue-2/features/monetizing-stranded-natural-gas.html>
- Matteo, M. P., et al. (2008). *The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport*. Society of Petroleum Engineers. SPE 115310.
- Melling, A. J. (2010). *Natural Gas Pricing and its Future, Europe as the Battleground*. Carnegie Endowment for International Peace. USA.
- NaturalGas. Org. *Unconventional Natural Gas Resources*. Disponible en: http://www.naturalgas.org/overview/unconventional_resource.asp
- Neptune Gas Technologies. (2012). *Stranded Gas Monetization*. Disponible en: http://neptunegas.ca/applications/stranded_gas.html
- Pirog, R. (2004). *Natural Gas Prices and Market Fundamentals*. CRS Report for Congress. Congressional Research Service. December 8, 2004.
- Ratner, M. (2010). *Global Natural Gas: A Growing Resource*. Congressional Research Service. December 22, 2010.
- Ridley, M. (2011). *The Shale Gas Shock*. The Global Warming Policy Foundation. London.
- Shell. *Prelude FLNG - an overview*. Disponible en: <http://www.shell.com/global/aboutshell/our-strategy/major-projects-2/prelude-flng/overview.html>
- Shell. *Understanding Tight and Shale Gas*. Disponible en: http://www.shell.us/home/content/usa/aboutshell/shell_businesses/onshore/shale_tight/
- Stevens, P. (2010). *The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality*. The Royal Institute of International Affairs - Chatham House. September 2010. London.
- Thomas, S., Dawe, R. A. (2003). *Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use*. Energy 28 (2003) 1461–1477.
- Total S. A. (2007). *Gas Monetization Techniques with a Future*. The Know-How Series. Paris. Disponible en: http://www.total.com/MEDIAS/MEDIAS_INFOS/255/EN/gas-monetization-2007.pdf
- Wang, X., Economides, M. (2009). *Advanced Natural Gas Engineering*. Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
- WEC (World Energy Council). (2010). *Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*. London.

Referencias para el Capítulo 2

- Aasber-Petersen K., et al. (2002). *Recent Developments in Autothermal Reforming and Prereforming for Syntesis Gas Production in GTL Applications*. Fuel Chemistry Division Preprints. 47(1), 96-97.

- Albrecht, B. A. (2004). *Reactor Modeling and Process Analysis for Partial Oxidation of Natural Gas*. Doctoral thesis. University of Twente. Netherlands.
- Al-Fehaidi, R. (2010). *Oryx GTL*. Joint Qatari-Japanese Energy Seminar. September 29, 2010. Tokyo, Japan. Disponible en: <http://eneken.ieej.or.jp/data/3379.pdf>
- Al-Saadoon, F. T. (2007). *Economics of GTL Plants*. SPE Projects, Facilities & Construction, March 2007.
- Al-Shalchi, W. (2006). *Gas to Liquids Technoogy (GTL)*. Baghdad.
- Asheley, M., et al. (2003). *The ultimate 'clean' fuel – Gas-to-liquid products*. Clean Fuels, Special Report. Hydrocarbon Processing. February 2003.
- BP. (2012). *BP Statistical Review of World Energy, June 2012*. BP p.l.c. London.
- Brown, A. (2011). *Pearl GTL: People delivering a world-scale project*. Disponible en: [http://www.kgu.or.kr/download.php?tb=bbs_017&fn=SESSION_3_\(COMMERCIAL\)_Andy_Brown_Shell.pdf&rn=SESSION_3_\(COMMERCIAL\)_Andy_Brown_Shell.pdf](http://www.kgu.or.kr/download.php?tb=bbs_017&fn=SESSION_3_(COMMERCIAL)_Andy_Brown_Shell.pdf&rn=SESSION_3_(COMMERCIAL)_Andy_Brown_Shell.pdf)
- Brown, A. (2011). *Pearl GTL: People delivering a world-scale project*. Royal Dutch Shell. Gastech 22 March 2011.
- Brummelhuis, M. (2003). *Gas-to-Liquids - Una nueva fuente de combustibles limpios de alta calidad y productos especiales*. Petrotecnia. Junio 2003.
- Cheng-Heng, H. Idrus, S. (2004). *The Future of Gas to Liquids as a Gas Monetization Option*. Journal of Natural Gas Chemistry 13(2004)63-70.
- Clarke, S. Ghaemmaghami, B. (2003). *Taking GTL forward – engineering a gas-to-liquids project*. TCE July 2003.
- Cooke, J. (2003). *Plant design and engineering*. Fundamentals of Gas to Liquids, 2003. Petroleum Economist.
- Corke, M. (2005). *Securing a market*. Fundamentals of Gas to Liquids, 2005. The Petroleum Economist Ltd. June 2005.
- Danielsson, D., Erlandsson, L. (2010). *Comparing Exhaust Emissions Fom Heavy Duty Diesel Engines Using EN 590 vs. MK1 Diesel Fuel*. AVL MTC 0015. A Report for The Swedish Transport Administration. October 29, 2010.
- Davies, R. (2003). *Gas to Liquids (Fischer Tropsch Diesel) Supply and Economics*. Alternative Diesel Fuels Symposium. August 19-20, 2003.
- De Klerk, A. (2009). *Can Fischer-Tropsch Syncrude Be Refined to On-Specification Diesel Fuel?*. Energy Fuels 2009, 23, 4593-4604.
- De Klerk, A. (2011). *Fischer-Tropsch Refining*. Wiley-VCH. Germany.
- De Klerk, A., Furimsky, E. (2010). *Catalysis in the Refining of Fischer-Tropsch Syncrude*. RSC Catalysis Series No.4. Royal Society of Chemistry.
- Deutsche Securities/Deutsche Bank. (2010). *Sasol Ltd, The GTL catalyst; Buy*. Global Markets Research. November 05, 2010.
- Diesel Technology Forum. (2011). *Diesel Powers the U. S. Economy*. September 2011.
- Dry, M. E. (2002). *The Fischer-Tropsch process: 1950-2000*. Catalysis Today 71 (2002) 227-241.
- Economides, M. J. (2005). *The Economics of Gas to Liquids Compared to Liquefied Natural Gas*. World Energy. Vol. 8. No. 1. 2005.
- EIA (U.S. Energy Information Administration). (2011). *Annual Energy Outlook 2011 with Projections to 2035*. Department of Energy. Washington DC.
- EPCengineer. (2012). *Pearl GTL*. January 29, 2012. Disponible en: <http://www.epcengineer.com/projects/details/972/pearl-gtl>
- Evans, D. (2008). *Pearl GTL set for big payback*. Upstream. March 11, 2008. Disponible en: <http://www.upstreamonline.com/live/article150373.ece>
- Fabricius, N. (2004). *The Qatar Shell Gas to Liquids Project*. Finance and Investment in Qatar Conference. London, March 2004.

- Fahim, M. A., Al-Sahhaf, T. A., Elkilani A.S. (2010). *Fundamentals of Petroleum Refining*. Elsevier. Great Britain.
- Fleisch, T. H., Sills, R. A., Briscoe, M.D. (2002). *Emergence of the Gas-to-Liquids Industry: a Review of Global GTL Development*. Journal of Natural Gas Chemistry 11(2002)1-14.
- Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C. (2001). *Study yield generic, coastal-based GTL plant*. Oil & Gas Journal. March 12, 2001.
- Halstead, K. (2008). *Oryx GTL from conception to reality*. Nitrogen+Syngas 292. March-April 2008.
- Harwell, L., et al. (2003). *Study outlines optimum ULSD hydrotreater design*. Oil & Gas Journal. July 28, 2003.
- HATCH. (2011). *Gas-to-Liquids Economic Feasibility Study*. Final Report. Report prepared for Alaska Gasline Development Corporation. June 3, 2011.
- Hawes, M. (2005). *Driving tomorrow's clean technology*. Fundamentals of Gas to Liquids, 2005. The Petroleum Economist Ltd. June 2005.
- Hayward, P. (2005). *The next generation*. Fundamentals of Gas to Liquids, 2005. The Petroleum Economist Ltd. June 2005.
- Hobbs, H. O., Adair, L. S. (2012). *Gas-To-Liquids Plants Offer Great ROI*. The American Oil & Gas Reporter, May 2012.
- Hoek, A. (2006). *The Shell GTL Process: Towards a World Scale Project in Qatar: the Pearl Project*. DGMK-Conference "Synthesis Gas Chemistry". October 4-6, 2006, Dresden.
- Horace, O. H., Lesa, S. A. (2012). *Gas-To-Liquids Plants Offer Great ROI*. The American Oil & Gas Reporter. May 2012.
- Hydrocarbons-technology.com. *Escravos Gas-to-Liquids Project, Niger Delta, Nigeria*. Disponible en: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/escravos/>
- Idaho National Laboratory. (2011). *HTGR-Integrated Coal and Gas to Liquids Production Analysis*. Technical Evaluation Study. Project No. 23843. U.S.
- IEA (International Energy Agency). (2008). *Medium-Term Oil Market Report*. OCDE/IEA. Paris.
- IEA (International Energy Agency). (2008b). *World Energy Outlook 2008*. OCDE/IEA. Paris.
- IEA (International Energy Agency). (2009). *Medium-Term Oil Market Report*. OCDE/IEA. Paris.
- IEA (International Energy Agency). (2009b). *World Energy Outlook 2009*. OCDE/IEA. Paris.
- IEA (International Energy Agency). (2010). *World Energy Outlook 2010*. OCDE/IEA. Paris.
- IEA (International Energy Agency). (2011). *Medium-Term Oil & Gas Markets*. OCDE/IEA. Paris.
- IEA (International Energy Agency). (2011b). *World Energy Outlook 2011*. OCDE/IEA. Paris.
- IGU (International Gas Union). *Oryx GTL and the GTL Sector*. Disponible en: <http://www.igu.org/knowledge/publications/mag/apr07/p126-150.pdf>
- Izundu, U. (2009). *Sasol to establish GTL plant in Uzbekistan*. Oil & Gas Journal. July 17, 2009. Disponible en: <http://www.ogi.com/articles/2009/07/sasol-to-establish.html>
- Jager, B. (2003). *Development of Fischer Tropsch Reactors*. 2003 AIChE Spring meeting. New Orleans. 1 April 2003.
- Jenkins, S. (2012). *Sasol commences FEED phase for integrated gas-to-liquids and ethane cracking complex*. Chemical Engineering. December 3, 2012. Disponible en: http://www.che.com/only_on_che/latest_news/10025.html
- Lee, S., Speight, J. G., Loyalka, S. K. (2007). *Handbook of Alternative Fuel Technologies*. CRC Press. U. S.
- Maitlis, P. M., De Klerk, A. (2013). *Greener Fischer-Tropsch Processes for Fuels and Feedstocks*. Wiley-VCH. Germany.
- Mansar, S. *Qatar Shell. Pearl GTL, The Project, The Plant & The Products*. Shell.
- Morales-Udaeta, M. E., et al. (2007). *Economics of secondary energy from GTL regarding natural gas reserves of Bolivia*. Energy Policy 35(2007) 4095-4106.

- NETL (National Energy Technology Laboratory). (2011). *Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance*. Quality Guidelines for Energy Studies. DOE/NETL-2011/1455. April 2011.
- OPEP (Organization of the Petroleum Exporting Countries). (2010). *World Oil Outlook 2010*. Vienna, Austria.
- Peterson, R., Tijm, P. (2008). *An Alaska North Slope GTL Option*. Alaskan Natural Resources to Liquids. Alaska.
- PetroStrategies, Inc. (2009). *Oil Transportation – Shipping Cost*. Disponible en: http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_transportation.htm#Shipping%20Costs
- Piit, A. (2007). *KBR unveils Escravos GTL job rejig*. Upstream. July 30, 2007. Disponible en: <http://www.upstreamonline.com/live/article138050.ece>
- Pytte, T. (2005). *GTL diesel: the way forward*. Fundamentals of Gas to Liquids, 2005. The Petroleum Economist Ltd. June 2005.
- Rahmim, I. I. (2004). *The Promises and Limitations of Gas-to-Liquids Technology*. Global Forum on Natural Gas. May 14, 2004. Galveston, Texas.
- Rahmim, I. I. (2005). *Stranded gas, diesel needs push GTL work*. Special Report GTL Prospects. Oil & Gas Journal. March 14, 2005. PennWell Corporation.
- Rahmim, I. I. (2010). *Promising Outlook for Products from Gas-to-Liquids Technology*. Natural Gas & Electricity. September 2010. Wiley Periodicals, Inc.
- Rapier, R. (2010). *Inside Shell's Bintulu GTL Plant*. Consumer Energy Report. November 14, 2010. Disponible en: <http://www.consumerenergyreport.com/2010/11/14/inside-shells-bintulu-gtl-plant/>
- Raytheon/PDVSA. (2000). *Natural Gas to Liquids Conversion Project*. Raytheon Engineers and Constructors, Inc. Houston, TX. Raytheon Project No. 79006.001. Feb, 2000.
- Reddall, B. (2011). *Cost of delayed Chevron Nigeria plant now \$8.4 bln*. Reuters. February 24, 2011. Disponible en: <http://www.reuters.com/article/2011/02/25/chevron-idUSN2428474120110225>
- Rice, S. F., Mann, D. P. (2007). *Autothermal Reforming of Natural Gas to Synthesis Gas*. KBR Paper #2031. Sandia National Laboratories. Sandia Report, SAND2007-2331. USA.
- Rigzone. (2004). *Qatar Petroleum & Shell Sign DPSA for Pearl GTL Project*. July 8, 2004. Disponible: http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=14582
- Robertson E. P. (1999). *Options for Gas-to-Liquids Technology in Alaska*. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. U.S.
- Salehi, E., et al. (2013). *Viability of GTL for the North American gas market*. Hydrocarbon Processing. January 01, 2013. Disponible en: <http://www.hydrocarbonprocessing.com/Article/3137890/Viability-of-GTL-for-the-North-American-gas-market.html>
- Samuel, P. (2003). *GTL Technology – Challenges and Opportunities in Catalysis*. Bulletin of the Catalysis Society of India 2 (2003) 82-99.
- Sasol. (2011). *Fact Sheet. Sasol: Producing Energy and Chemicals for the Future*. August 2011. Disponible en: http://www.sasollouisianaprojects.com/userfiles/file/FactSheets/09-09-11_USFactSheet.pdf
- Sasol. (2012a). *GTL Projects*. 12 December 2012. Disponible en: http://www.sasol.com/sasol_internet/frontend/navigation.jsp?navid=21300011&rootid=2
- Sasol. (2012b). *Sasol commences the front-end engineering and design (FEED) phase for an integrated gas-to-liquids*. 3 December 2012. Disponible en: http://www.sasol.com/sasol_internet/frontend/navigation.jsp;jsessionid=KPNGVLZVCPNVVG5N4EZFSEQ?articleTypeID=2&articleId=33700002&navid=1&rootid=1
- Sasol. (2012c). *The Canada GTL Project*. September 2012. Disponible en: <http://www.sasolcanada.com/wp-content/uploads/2012/09/Canada-PPD-Sept-7FINAL.pdf>

- Sasol. (2012d). *Uzbekistan brand launch OLTIN YO'L GTL*. 23 July 2012. Disponible en: http://www.sasol.com/sasol_internet/frontend/navigation.jsp?navid=4&rootid=4&articleId=33000003
- Sasol. *Gas-to-Liquids. Value through Excellence. Unlock the Full Value of Natural Gas*. Disponible en: http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/SASOL_GTL_Brochure_1332426778928.pdf
- Schlumberger. (2003). *Conversión de gas natural a líquidos* Oilfield Review. Invierno de 2003/2004.
- Shell. (2011). *Liquid Asset*. Shell Chemicals Magazine. Spring/Summer 2011.
- Shell. *Pearl GTL - an overview*. Disponible en: <http://www.shell.com/global/aboutshell/our-strategy/major-projects-2/pearl/overview.html>
- SouthAfrica.info. (2012). *Sasol Uzbek GTL project one step closer*. 26 July 2012. Disponible en: <http://www.southafrica.info/business/trends/global/sasol-260712.htm#.UOOW60dEtoF>
- SPE. (2006). *Gas-To-Liquids Update*. JPT April 2006.
- Stopford, M. (2009). *Maritime Economics*. 3rd ed. Routledge. USA.
- Tijm, P. J. A. (1993). *Shell Middle Distillate Synthesis: The Process, The Plant, The Products*. Shell International Gas Ltd.
- True, W. R. (2011). *Contract let for Uzbek gas-to-liquids plant*. Oil & Gas Journal. December 14, 2011. Disponible en: <http://www.ogj.com/articles/2011/12/contract-let-for-uzbek-gas-to-liquids-plant.html>
- Van der Laan, G.P. (1999). *Kinetics, Selectivity and Scale Up of the Fischer-Tropsch Synthesis*. Thesis University of Groningen. Netherlands.
- Van Hardeveld, R.M. et al. (2001). *Investigation of an air separation unit explosion*. Journal of Loss Prevention in the Process Industries 14 (2001) 167–180.
- Van Schijndel, J. (2006). *XTL: Opportunities and Challenges*. Jornadas Latinoamericanas de Refinación – Instituto Argentino de Petróleo y del Gas. Mendoza, 1 Noviembre 2006.
- Wang, X., Economides, M. (2009). *Advanced Natural Gas Engineering*. Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
- Wender, I. (1996). *Reactions of synthesis gas*. Fuel Processing Technology 48 (1996) 189-297.
- Wrigh., H. A., et al. (2003). *ConocoPhillips GTL Technology: The COPox™ Process as the Syngas Generator*. Prepr. Pap.-Am. Chem. Soc., Div. Fuel Chem. 2003, 48(2), 791.

Referencias para el Capítulo 3

- Baca-Urbina, G. (2007). *Fundamentos de Ingeniería Económica*. 4^a ed. McGraw-Hill Interamericana. México.
- Black, H., Mehmet, A. (2010). *Real Options in Engineering Design, Operations, and Management*. CRC Press. USA.
- Bodén, B., Ahlén, A. (2007). *Real Options Analysis - A Study of Implementation Impediments*. Bachelor's Thesis. Göteborg University. School of Business, Economics and Law.
- Bodie, Z., Merton, R. C. (1999). *Finanzas*. Prentice Hall. México.
- Borison, A. (2003). *Real Options Analysis: Where are the Emperor's Clothes?*. Presented at Real Options Conference. Washington DC. July 2003.
- Brach, M. A. (2003). *Real Options in practice*. John Wiley & Sons. USA.
- Brandao, L. E., et al. (2005). *Using Binomial Decision Trees to Solve Real-Option Valuation Problems*. Decision Analysis. Vol. 2, No. 2, June 2005.
- Bruun, S., Bason, P. (2001). *Real Options, Strategy and Value Based Management, What Real Options Valuation Means for Managers*. Real Options Approaches in Venture Capital Finance. Essay Series.

- Chance, D. M., Peterson, P. P. (2002). *Real Options and Investment Valuation*. The Research Foundation of AIMR. USA.
- Clarke, J., Clarke, D. (2012). *Options Made Simple. A beginner's guide to trading options for success*. Wrightbooks. Australia.
- Cohen, G. (2002). *Options made Easy, your guide to profitable trading*. Prentice Hall. Great Britain.
- Collan, M., et al. (2008). *A Fuzzy Pay-Off Method for Real Option Valuation*. Munich Personal RePEc Archive. MPRA Paper No. 13061, posted 02.
- Copeland, T. E., Antikarov, V. (2001). *Real Options. A Practitioner's Guide*. Texere. USA.
- Copeland, T., Tufano, P. (2004). *A Real-World Way to Manage Real Options*. Harvard Business Review. March 2004.
- Cox, J. C., Ross, S. A., Rubinstein, M. (1979). *Option Pricing: A Simplified Approach*. Journal of Financial Economics. September 1979.
- Danielsson, J. (2011). *Financial Risk Forecasting. The Theory and Practice of Forecasting Market Risk, with Implementation in R and Matlab*. Wiley. UK.
- De Lara, H. A. (2005). *Productos derivados financieros: Instrumentos, valuación y cobertura de riesgos*. Limusa. México.
- De Lara, H. A. (2008). *Medición y control de riesgos financieros*. 3ª ed. Limusa. México.
- Dixit, A. K., Pindyck, R. S. (1995). *The Options Approach to Capital Investment*. Harvard Business Review. May-June 1995.
- Dzyuma, U. (2012). *Real Options Compared to Traditional Company Valuation Methods: Possibilities and Constraints in their Use*. Financial Internet Quarterly "eFinanse" 2012, vol. 8, nr 2.
- García-Machado, J. J., et al. (2000). *Opciones <<exóticas>>*. Boletín Económico de ICE Nº2673. Del 27 de Noviembre al 3 de Diciembre de 2000.
- Gitman, L. J. (2007). *Principios de Administración Financiera*. 11ª ed. Pearson. México.
- Haug, E. G. (2007). *The Complete Guide to Option Pricing Formulas*. 2ª ed. McGraw-Hill.
- Hull, J. C. (2002). *Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones*. 4ª ed. Pearson-Prentice Hall. Madrid. España.
- Hull, J. C. (2007). *Risk Management and Financial Institutions*. Prentice Hall. USA.
- Hull, J. C. (2009). *Options, Futures, and Other Derivatives*. 7ª ed. Pearson-Prentice Hall. USA.
- Kaepffel, J. (2002). *The Options Trader's Guide to Probability, Volatility, and Timing*. John Wiley & Sons. USA.
- Kjaer-Pedersen, J. (2011). *Valuation of a real estate development project – A real option approach*. Master's Thesis. Aarhus School of Business, Aarhus University. November 2011.
- Knight, J. Satchell, S. (2002). *Forecasting Volatility in the Financial Markets*. 2nd ed. Butterworth-Heinemann Finance. Great Britain.
- Kodukula, P., Papudesu, C. (2006). *Project Valuation Using Real Options. A Practitioner's Guide*. J. Ross Publishing Inc. USA.
- Lamothe-Fernández P., et al. (2003). *Opciones Financieras y Productos Estructurados*. 2ª ed. McGraw-Hill/Interamericana de España. España.
- Latimore, D. (2002). *Calculating value during uncertainty: Getting real with "real options"*. IBM Institute for Business Value. USA.
- Mathews, S., Datar, V., Johnson, B. (2007). *A Practical Method for Valuing Real Options: The Boeing Approach*. Journal of Applied Corporate Finance, a Morgan Stanley Publication. Volume 19. Number 2. Spring 2007.
- McKinsey & Company / Koller, T., Goedhart, M., Wessels, D. (2010). *Valuation - Measuring and Managing the Value of Companies*. 5th ed. John Wiley & Sons. USA.
- Mills, R. W., et al. (2006). *Using scenario thinking to make real options relevant to managers: a case illustration*. Journal of General Management. Vol. 31, No. 3, Spring 2006.

- Mun, J. (2002). *Real Options Analysis: Tools and Techniques for Valuing Strategic Investment and Decisions*. John Wiley & Sons. USA.
- Pape, U., Schmidt-Tank. (2004). *Valuing Joint Ventures Using Real Options*. ESCP-EAP Working Paper Nr. 7. September 2004. European School of Management. Germany.
- Poon, S-H. (2005). *A Practical Guide to Forecasting financial market volatility*. John Wiley & Sons. England.
- Reuer, J. J., Tong, T. W. (2007). *Real Options Theory. Advances in Strategic Management Volume 24*. Elsevier. UK.
- Rogers, J. (2002). *Strategy, Value and Risk – The Real Options Approach*. Reconciling innovation, strategy and value management. Palgrave Macmillan.
- Schlumberger / Benoit-Couet, W. B., et al. (2004). *Valoración de las opciones reales*. Oilfield Review. Primavera 2004. Volumen 15. No. 4.
- Smit, H. T. J., Trigeorgis, L. (2006). *Real options and games: Competition, alliances and other applications of valuation and strategy*. Review of Financial Economics 15 (2006) 95–112.
- Thomsett, M. C. (2003). *Getting Started in Options*. 5th ed. John Wiley & Sons. USA.
- Triantis, A. (2001). *Real Options: State of the Practice*. Journal of Applied Corporate Finance. Volume 14. Number 2. Summer 2001.
- Trigeorgis, L. (1993). *Real Options and Interactions with Financial Flexibility*. Financial Management. Autumn 1993, 22, 3.
- Trigeorgis, L. (2002). *Real Options and Investment Under Uncertainty: What Do We Know?*. NBB Working Paper No. 22 – May 2002. Working Papers – Research Series. National Bank of Belgium.
- Van Horne, J. C., Wachowicz, J. M. (2010). *Fundamentos de Administración Financiera*. 13^{era} ed. Pearson Educación. México.
- VOSE Software. (2007). *Geometric Brownian Motion Models*. Disponible en: [http://www.vosesoftware.com/ModelRiskHelp/index.htm#Time_series/Geometric Brownian Motion models.htm](http://www.vosesoftware.com/ModelRiskHelp/index.htm#Time_series/Geometric_Brownian_Motion_models.htm)
- Wang, A., Halal, W. (2010). *Comparison of Real Asset Valuation Models: A Literature Review*. International Journal of Business and Management. Vol. 5, No. 5; May 2010.
- Wang, T. (2003). *Analysis of Real Options in Hydropower Construction Projects – A Case Study in China*. Master's Thesis. Massachusetts Institute of Technology. August 2003.
- Zeng, S., Zhang S. (2011). *Real Options Literature Review*. Scientific Research. iBusiness, 2011, 3.

Referencias para los Capítulos 4, 5 y 6

- AACE International. (2005). *Cost Estimate Classification System – As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries*. TCM Framework: 7.3 – Cost Estimating and Budgeting. AACE International Recommended Practice No. 18R-97. February 2, 2005.
- AACE International. (2011). *Lessons learned in engineering development for Major Projects*. Certification Paper for CCE/CCC exam. May 07, 2011.
- Alessandri, T. M., et al. (2004). *Managing risk and uncertainty in complex capital projects*. The Quarterly Review of Economics and Finance. 44(2004) 751-767.
- Al-Fehaidi, R. (2010). *Oryx GTL. Joint Qatari-Japanese Energy Seminar*. September 29, 2010. Tokyo, Japan. Disponible en: <http://eneken.ieej.or.jp/data/3379.pdf>
- Al-Suwaidi, A. *Sasol Investor and Analysts Visit*. Disponible en: [http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/WPC_presentation by CEO Dec 2011 1323246650705.pdf](http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/WPC_presentation_by_CEO_Dec_2011_1323246650705.pdf)

- Baca-Urbina, G. (2007). *Fundamentos de Ingeniería Económica*. 4ª ed. McGraw-Hill Interamericana. México.
- Boukendour, S. *The Option to Change One Construction Contract for Another*. University of Quebec. Disponible EN:
<http://130.203.133.150/viewdoc/download;jsessionid=1FD83F625FEAA0B13CB3E08542837A51?doi=10.1.1.145.2902&rep=rep1&type=pdf>
- Brown, A. (2010). *Qatar – Shell – Japan Delivering Through Partnership*. The Joint Qatari-Japanese Energy Forum. September 2010. Disponible en:
<http://eneken.iecej.or.jp/data/3370.pdf>
- Brown, A. (2011). *Pearl GTL: People delivering a world-scale project*. Gastech, 22 March 2011.
- Broyles, J. (2003). *Financial Management and Real Options*. John Wiley & Sons Ltd.
- Butcher, P. (2005). *Sasol Chevron – Future GTL Pathway*. Analyst and investor site visit to Oryx GTL. February 2005. Disponible en:
http://sasol.quickreport.co.za/sasol_ar_2005/downloads/sasol_ar_2005_com.pdf
- Cheng, F. et al. (2003). *Flexible Supply Contracts via Options*. IBM T.J. Watson Research Center. Disponible en:
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.5.5803&rep=rep1&type=pdf>
- CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos). (2012). *Dictamen del Proyecto de Explotación Coatzacoalcos Marino*. Mayo 2012.
- CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos). (2012). *Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Área Perdido*. Mayo 2012.
- Collan, M. (2011). *Thoughts about Selected Models for the Valuation of Real Options*. Acta Univ. Palacki. Olomus., Fac. Rer. Nat., Mathematica 50, 2 (2011) 5-12
- Cook, P. (2005). *ORYX, its History and Financing*. February 2005. Disponible en:
http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/6_Peter_History_1109333291519.pdf
- Copeland, T. E., Antikarov, V. (2001). *Real Options. A Practitioner's Guide*. Texere. USA.
- Cox, J. C., Ross, S. A., Rubinstein, M. (1979). *Option Pricing: A Simplified Approach*. Journal of Financial Economics. September 1979.
- CRE (Comisión Reguladora de Energía). (2008). *Factores de Conversión*. Disponible en:
<http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=172>
- Crundwell, F. K. (2008). *Finance for Engineers. Evaluation and Funding of Capital Project*. Springer. UK.
- DeGarmo, E. P. (1998). *Ingeniería Económica*. 10ª ed. Prentice Hall. México.
- Deutsche Securities/Deutsche Bank. (2010). *Sasol Ltd, The GTL catalyst; Buy*. Global Markets Research. November 05, 2010.
- Dixit, A. K., Pindyck, R. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton University Press.
- Duff & Phelps. (2012). *Table: Duff & Phelps Recommended U.S. ERP and Risk-Free Rates Over Time*. January 27, 2012.
- Economides, M. J. (2005). *The Economics of Gas to Liquids Compared to Liquefied Natural Gas*. World Energy. Vol. 8. No. 1. 2005.
- EIA (Energy Information Administration). (2013a). *Henry Hub Gulf Coast Natural Gas Spot Price (\$/MMBTU) – Annual*. Disponible en: <http://tonto.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhda.htm>
- EIA (Energy Information Administration). (2013b). *Short-Term Energy Outlook (STEO)*. January 2013. Disponible en: <http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/jan13.pdf>
- EIA (Energy Information Administration). (2013c). *Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products – Monthly*. Disponible en: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm
- EIA (Energy Information Administration). (2013d). *Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products – Annual*. Disponible en: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm
- Steynberg, A., Dry, M. (2004). *Fischer-Tropsch Technology*. Studies in Surface Science and Catalysis 152. Elsevier Science & Technology Books.

- Ferreira, C. A., Milanesi, G. (2011). *Interpretación de las Probabilidades Contenidas en las Rejillas Binomiales, Las Opciones Reales y el VAN*. SADAF Docentes de Administración Financiera. XXXI Jornadas Nacionales de Administración Financiera. Septiembre 2011.
- Finnerty, J. D. (2007). *Project Financing. Asset-Based Financial Engineering*. 2nd ed. John Wiley & Sons. USA.
- Fleisch, T. H. (2012). *Small Scale Gas Monetization via miniGTL Options*. World Bank/GGFR. Global Gas Flare Reduction Partnership.
- Foster, E. P., et al. (1998). *Advanced Gas-to-Liquids Processes for Syngas and Liquid-Phase Conversion*. Studies in Surface Science and Catalysis, Vol. 119. Natural Gas Conversion V. Elsevier Science B. V.
- Fotopoulos, S. B., Munson, C. L. (2008). *Flexible supply contracts under price uncertainty*. European Journal of Operational Research 191 (2008) 253-263.
- Ghaemmaghami, B., Clarke, S. C. (2001). *Study yield generic, coastal-based GTL plant*. Oil & Gas Journal. March 12, 2001.
- Gradassi, M. J. (2001). *Gas-to-Liquids R&D: Setting Cost Reduction Targets*. Studies in Surface Science and Catalysis, Vol. 136. Natural Gas Conversion VI. Elsevier. Science B. V.
- Halstead, K. (2006). *Oryx GTL – a case study*. tce. Petrochemicals 2. July 2006.
- HATCH. (2011). *Gas-to-Liquids Economic Feasibility Study*. Final Report. Report prepared for Alaska Gasline Development Corporation. June 3, 2011.
- Hess, R. W./RAND. (1985a). *Potential Production Cost Benefit of Construction and Operating First-of-a-Kind Synthetic Fuel Plants*. N-2274-SFC. March 1985. Prepared for The U.S. Synthetic Fuels Corporation.
- Hess, R. W./RAND. (1985b). *Review of Cost Improvement Literature with Emphasis on Synthetic Fuel Facilities and the Petroleum and Chemical Process Industries*. N-2273-SFC. March 1985. Prepared for The U.S. Synthetic Fuels Corporation.
- Heydenrich, R. (2005). *Howard Weil Energy Conference*. April 2005. Disponible en: http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/howardWeilConference_Apr05_1112340279010.pdf
- Hines, W. W., et al. (2003). *Probabilidad y Estadística para Ingeniería*. 4^a ed. CECSA. México.
- Hinojosa, S. A. (2012). *Opciones Reales y Evaluación de Proyectos de Infraestructura Pública: Un eslabón que falta*. Puebla, México, Marzo 2012. Disponible en: <http://www.piappem.org/file.php?id=303>
- Hobbs, H. O., Adair, L. S. (2012). *Gas-To-Liquids Plants Offer Great ROI*. The American Oil & Gas Reporter, May 2012.
- Höhn, M. I. (2010). *Relational Supply Contracts. Optimal Concessions in Return Policies for Continuous Quality Improvements*. Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems. Springer.
- Humphreys, K. K./ACE International (2005). *Project and Cost Engineers' Handbook*. 4th ed. Marcel Dekker. USA.
- JGC Corporation. (2002). *Special Feature*. Disponible en: http://www.jgc.co.jp/en/06ir/pdf/annual_rpt/2002/section/jgc_ar02e_special_feature.pdf
- JGC Corporation. (2012). *Completion of the World's Largest Gas to Liquids Plant*. Annual Report 2012. Disponible en: http://www.jgc.co.jp/en/06ir/pdf/annual_rpt/2012/section/jgc_ar12e_special_3.pdf
- KBR (a). *Escravos Gas-to-Liquids (EGTL)*. Disponible en: <http://www.kbr.com/Projects/Escravos-Gas-to-Liquids/Escravos-Gas-to-Liquids-Profile.pdf>
- KBR (b). *Gas-to-Liquids*. Disponible en: <http://www.kbr.com/Newsroom/Publications/Brochures/Gas-to-Liquids-GTL.pdf>
- KBR (c). *Pearl GTL*. Disponible en: <http://www.kbr.com/Projects/Pearl-GTL/Pearl-GTL-Profile.pdf>

- Kodukula, P., Papudesu, C. (2006). *Project Valuation Using Real Options. A Practitioner's Guide*. J. Ross Publishing Inc. USA.
- Maitlis, P. M., De Klerk, A. (2013). *Greener Fischer-Tropsch Processes for Fuels and Feedstocks*. Wiley-VCH. Germany.
- McNair, D. (2011). *EPC Contracts in the Power Sector*. DLA PIPER. Asia Pacific Projects Update.
- McNair, D., et al. (2004). *EPC Contracts – Oil & Gas Sector*. Mallesons Stephen Jaques. August 2004.
- Merrow, E. W. (2011). *Industrial Megaprojects. Concepts, Strategies, and Practices for Success*. John Wiley & Sons, Inc. USA.
- Merrow, E. W./RAND. (1989). *An Analysis of Cost Improvement in Chemical Process Technologies*. RAND Corporation. R-3357-DOE. Report prepared for the U.S. Department of Energy. May 1989.
- Mun, J. (2002). *Real Options Analysis: Tools and Techniques for Valuing Strategic Investment and Decisions*. John Wiley & Sons. USA.
- NETL (National Energy Technology Laboratory). (2011). *Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance*. Quality Guidelines for Energy Studies. DOE/NETL-2011/1455. April 2011.
- NETL. (2008). *Recommended Project Finance Structures for the Economic Analysis of Fossil-Based Energy Projects*. DOE/NETL-401/090808. September 8, 2008.
- Nystén-Haarala, S., et al. (2010). *Flexibility in contract terms and contracting processes*. International Journal of Managing Projects in Business, Vol. 3, No. 3, 2010, pp. 462-478.
- ORYX GTL Limited. (2010). *Oryx GTL Magazine*. Issue 2 May 2010.
- Persily, L. (2012). *Sasol likes GTL's chances, but industry is skeptical of economics*. Alaska Natural Gas Transportation Projects Office of the Federal Coordinator. December 20, 2012. Disponible en: <http://www.arcticgas.gov/2012/sasol-likes-gtl-chances-but-industry-is-skeptical-economics>
- Peterson, R., Tijm, P. (2008). *An Alaska North Slope GTL Option*. Alaskan Natural Resources to Liquids. Alaska.
- Pindyck, R. S., Rubinfeld, D. L. (2009). *Microeconomía*. 7ª ed. Pearson. Madrid, España.
- Plastemart. (2011). *FEEDSTOCK TRENDS*. Disponible en: <http://www.plastemart.com/polymer-feedstock-prices.asp>
- PMI (Project Management Institute). (2004). *Guía de los Fundamentos de la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK®) Tercera Edición*. Norma Nacional Americana ANSI/PMI 99-001-2004.
- Radjenovic, T. (2008). *Real Options*. Facta Universitatis. Series: Economics and Organization Vol. 5, Nº 1, 2008, pp. 83-92.
- Raytheon/PDVSA. (2000). *Natural Gas to Liquids Conversion Project*. Raytheon Engineers and Constructors, Inc. Houston, TX. Raytheon Project No. 79006.001. Feb, 2000.
- Reinking-Cejudo, A. G. (2007). *Furthering Implementation of Sustainable Renewable Energy: Geothermal Energy Project Valuation Revisited Based on Real Options Analysis*. 9th IAEE European Energy Conference. Florence, Italy. June 10-12, 2007.
- Reinking-Cejudo, A. G. (2009). *Economic Valuation of Multi-Unit Nuclear Plant Programs Based on Real Options Analysis*. 32nd IAEE International Conference. San Francisco, USA. June 21-24, 2009.
- Robertson E. P. (1999). *Options for Gas-to-Liquids Technology in Alaska*. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. U.S.
- Rubinstein, M. (1994). *Implied Binomial Trees*. Journal of Finance, Volume 49, Issue 3, Papers and Proceeding Fifty-Fourth Annual Meeting of the American Finance Association, Boston, Massachusetts, January 3-5, 1994 (Jul., 1994), 771-818.

- Salehi, E., et al. (2013). *Viability of GTL for the North American gas market*. Hydrocarbon Processing. January 01, 2013. Disponible en: <http://www.hydrocarbonprocessing.com/Article/3137890/Viability-of-GTL-for-the-North-American-gas-market.html>
- San Juan-Castellanos, J. J. (2012). *El Modelo Binomial de Valuación de Opciones*. Tesis de Licenciatura en Matemáticas Aplicadas. Tutor: Dr. Guillermo Arturo Lancho Romero. Universidad Tecnológica de la Mixteca. Huajuapán de León, Oaxaca, marzo de 2012.
- Sasol. (2005). *Annual Review 2005*. Disponible en: http://sasol.quickreport.co.za/sasol_ar_2005/downloads/sasol_ar_2005_com.pdf
- Sasol. (2011). *Sasol Strategy Update North America and GTL Focus*. 05 April 2011. Disponible en: http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/Investor_strategy_update_5April2011_1302007019521.pdf
- Sasol. (2012). *The Canada GTL Project*. September 2012. Disponible en: <http://www.sasolcanada.com/wp-content/uploads/2012/09/Canada-PPD-Sept-7FINAL.pdf>
- Sasol. *Gas-to-Liquids. Value through Excellence. Unlock the Full Value of Natural Gas*. Disponible en: http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/SASOL_GTL_Brochure_1332426778928.pdf
- Sethi, S. P., et al. (2004). *Quantity Flexible Contracts: Optimal Decisions with Information Updates*. Decision Sciences, Volume 35, Issue 4, pages 691-715, November 2004.
- Silverio-Milanesi, G. (2012). *Árboles binomiales implícitos (IBT) y la valuación de opciones financieras. Un caso de aplicación*. Análisis Financiero, n.º119. 2012. Págs.: 14-26.
- Smit, H. T. J., Trigeorgis, L. (2006). *Real options and games: Competition, alliances and other applications of valuation and strategy*. Review of Financial Economics 15 (2006) 95–112.
- Smith, N. J. (2002). *Engineering Project Management*. Blackwell Science.
- Technip. (2003). *Technip-Coflexip to design and build GTL (Gas-to-Liquid) complex in Qatar*. Paris-La Défense, January 30, 2003. Disponible en: <http://www.technip.com/en/press/technip-coflexip-design-and-build-gtl-gas-liquid-complex-qatar>
- Technip. (2006). *Experience: Oil & Gas – Key Contracts Technip Italy, Oryx GTL Ltd*. Disponible en: <http://www.technip.com/sites/default/files/technip/page/attachments/ORYX.pdf>
- Towler, G., Sinnott, R. (2008). *Chemical Engineering Design. Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design*. Butterworth-Heinemann. USA.
- Trigeorgis, L. (1993). *The Nature of Option Interactions and the Valuation of Investments with Multiple Real Options*. The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 28, No. 1. (Mar., 1993), pp. 1-20.
- Van Rijseen, P. (2011). *The Delivery of Pearl GTL*. 16th Turkmenistan Oil & Gas Conference. November 15-17, 2011. Disponible en: <http://www.summitdownloadportal.com/logos/1323187888-Shell%20ENG.PDF>
- Walpole, R. R., Myers, R. H. (1989). *Probabilidad y Estadística para Ingenieros*. 2^a ed. Interamericana. México.
- Westney Consulting Group Inc. (2008). *Are Stages and Gates Destroying Predictability?. The Unintended Consequences of Front-End Loading*. October 2008.
- Zeiss, J. (2012). *GTL – a real commercialization option*. Gas to Liquids Conference 2012 - London, UK. Disponible en: http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/GTL_a_real_gas_commercialisation_option_1349722800093.pdf
- Zennaro, R., et al. (2006). *The Eni – IFP/Axens GTL technology: From R&D to a Successful Scale-Up*. DGMK – SCI Conference Synthesis Gas Chemistry. Dresden, 6 October 2006. Disponible en: http://www.dgmk.de/petrochemistry/abstracts_content14/Zennaro.pdf