

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA TRES ALTERNATIVAS DE
PROCESAMIENTO CON EL FIN DE APROVECHAR EL GAS PRODUCIDO EN
EL CAMPO LA CRECIENTE

MIGUEL ALEJANDRO CORTES RUIZ
JORGE LEONARDO MARTÍNEZ YÉPEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA TRES ALTERNATIVAS DE
PROCESAMIENTO CON EL FIN DE APROVECHAR EL GAS PRODUCIDO EN
EL CAMPO LA CRECIENTE

MIGUEL ALEJANDRO CORTES RUIZ
JORGE LEONARDO MARTÍNEZ YÉPEZ

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
OSCAR ADOLFO ORTEGÓN GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos

Asesor
JUAN DAVID RENGIFO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017

Nota de aceptación

Juan David Rengifo

Jaime Amariz

Nadim Escaño

Bogotá D.C., Julio de 2017.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) del Programa de Ingeniería de petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a el autor.

A Dios, mi Padre y mi Angelito por siempre cuidarme y guiarme por el mejor camino.

A la mujer que me apoya, me aguanta y me ama desde hace más de 5 años, quien siempre ha confiado en mis capacidades y me ha motivado todos los días para ser mejor persona, estudiante y ahora profesional. Erika, ¡Gracias mi Vida!

A mi madre por darme la vida y apoyarme hasta donde ella decidió que era suficiente. A mi hermano Jaime y mis sobrinos por ayudarme con lo poco que teníamos. A mis hermanos para que recuerden que el estudio es lo más importante, a mi abuelita Gladis, Tío Juan, Tía Marta y toda la familia, aunque estemos distantes, sé que siempre me desean lo mejor.

A la Familia Romero Ruiz. A mi gran suegra Samara, que siempre será mi segunda mamá, gracias por darme cariño, consejos y apoyarme en todo. A doña Luz Dary por recibirme como un integrante más de esta gran familia. A don Wilson, Deicy y sus hijos, por brindarme su hogar y hacerme sentir como un hijo más. Dios me de muchos años de vida para poder devolverles todo lo que han hecho por mí.

A Eugenio, mi cuñadita Sabrina, mi negra Lupita y todas las demás personas que de alguna forma me ayudaron para que esta meta se cumpliera. A Jorge el "Pastuso", por ser un excelente compañero de trabajo de grado.

A la memoria de mi padre, quien hizo todo para que sus hijos valoráramos el estudio y sé que soñaba con que fuéramos grandes profesionales.

Miguel Cortes Ruiz

En primer lugar, dar gracias a Dios por permitirme ser quien soy, sin el nada fuera posible.

A mi madre Amparo Yopez quien es mi razón de vivir y salir adelante en la vida, a mi sobrino quien es mi inspiración y el que alegra mis días, a mi hermana por sus consejos y su apoyo incondicional, y a mi padre por su apoyo emocional a lo largo de la carrera.

A mi tía Mirtha Urresta y a su familia por todo el apoyo brindado durante la carrera, a mis amigos por estar siempre a mi lado, a Miguel Cortes por permitirme formar parte de este proyecto, y en especial a mi tío Héctor Yépez por todo lo que hizo por mí en vida y por cuidarme siempre desde el cielo.

Jorge Leonardo Martinez Yopez

AGRADECIMIENTOS

A Dios, gracias infinitas.

A la empresa Pacific E&P por permitirnos realizar este proyecto y brindarnos la confianza necesaria.

Al ingeniero Oscar Ortegón, director del proyecto, quien siempre tuvo la disposición de hacer este trabajo de grado y nos brindó la oportunidad de iniciarlo y terminarlo.

Al ingeniero Cesar Ordoñez, que de una u otra manera nos colaboró con el suministro oportuno de información.

Al ingeniero Luis Fernando Serpa, quien pensó en desarrollar esta investigación y desde el primer día nos la compartió para que nosotros la desarrolláramos como trabajo de grado.

A nuestro asesor técnico, el ingeniero Juan David Rengifo, por su apoyo, colaboración y buena energía brindada en la correcta elaboración de este proyecto.

A la Universidad de América por permitirnos realizar y culminar nuestra carrera, formándonos como profesionales íntegros.

Un especial agradecimiento a nuestros familiares, por su motivación incondicional durante este proceso.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL BLOQUE LA CRECIENTE	31
1.1 HISTORIA	31
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna estratigráfica	33
1.3.1.1 Estratigrafía	33
1.3.2 Geología estructural	35
1.3.3 Geología del petróleo	36
1.3.3.1 Roca Generadora	36
1.3.3.2 Roca Reservorio	36
1.3.3.3 Migración	37
1.3.3.4 Roca Sello	37
1.3.3.5 Trampa	37
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	37
1.4.1 Mecanismo de producción	37
1.4.2 Tiempo de producción	37
1.4.3 Número de pozos	38
1.5 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EXISTENTES	38
1.5.1 Descripción del proceso	41
2. GENERALIDADES DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO LA CRECIENTE	43
2.1 CONCEPTOS GENERALES	43
2.1.1 Clasificación del gas natural	43
2.1.2 Clasificación de yacimientos de gas	44
2.1.2.1 Yacimiento de gas seco	44
2.1.2.2 Yacimiento de gas húmedo	44
2.1.2.3 Yacimiento de gas condensado	44
2.1.3 Usos gas natural	45
2.1.4 Tratamiento del gas natural	46
2.2 HISTORIAL CROMATOGRÁFICO DEL GAS PRODUCIDO	47
2.3 ANÁLISIS FUNCIONAL DEL GAS	49
2.3.1 Descripción de los componentes del gas	50
3. SITUACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO	52
3.1 OFERTA DE GAS NATURAL	52

3.1.1 Reservas de gas natural	52
3.1.2 Producción de gas natural	53
3.1.3 Declaración de producción	55
3.1.4 Escenarios de oferta de gas natural	56
3.2 DEMANDA DE GAS NATURAL	58
3.2.1 Estimación de demanda de gas natural	59
3.2.1.1 Sector Residencial	59
3.2.1.2 Sector comercial	59
3.2.1.3 Sector petroquímico	61
3.2.1.4 Sector industrial	61
3.2.1.5 Sector transporte	62
3.2.1.6 Sector termoeléctrico	63
3.2.2 Estimación de demanda en la región de la Costa atlántica colombiana	65
3.3 BALANCE OFERTA DEMANDA DE GAS NATURAL	66
3.3.1 Escenario bajo de oferta	66
3.3.2 Escenario medio de oferta	66
3.3.3 Escenario alto de oferta	66
3.3.4 Balance de gas natural en la Costa	67
3.4 COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL BLOQUE LA CRECIENTE	68
3.5 BALANCE OFERTA DEMANDA DE PRODUCTOS DE LAS ALTERNATIVAS	69
3.5.1 Gas natural licuado	69
3.5.2 Combustibles líquidos	70
3.5.2.1 Diésel	71
3.5.2.2 GLP	71
3.5.2.3 Nafta	71
3.5.3 Energía Eléctrica	73
4. ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE PROCESAMIENTO APLICABLES AL GAS NATURAL	74
4.1 GAS NATURAL LICUADO (GNL)	74
4.1.1 Cadena de valor del Gas Natural Licuado	75
4.1.2.1 Ciclo de Refrigeración	77
4.1.2.2 Ciclo de Refrigeración más comunes para el GNL	77
4.1.3 Elección del ciclo de licuefacción óptimo	78
4.2 GAS A LÍQUIDOS (GTL)	78
4.2.1 Descripción del proceso GTL	79
4.2.1.1 Generación del gas de síntesis (Syngas)	79
4.2.1.2 Síntesis de Fischer-Tropsch	80
4.2.1.3 Mejoramiento	82
4.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA	83
4.3.1 Descripción del proceso de una planta térmica convencional	84
4.3.2 Descripción del proceso de una planta térmica de ciclo combinado	84
4.3.2.1 Ciclo de Rankine	86

4.3.2.2 Ciclo Brayton	87
4.3.3 Transmisión de energía eléctrica	89
4.3.3.1 Parámetros de la electricidad	90
4.3.3.2 Transformadores	90
4.3.3.3 Red de transmisión	91
4.3.3.4 Subestación eléctrica	92
4.3.3.5 Sistema eléctrico colombiano	92
5. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS PROCESOS.	95
5.1 SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS	95
5.1.1 Software de simulación aspen HYSYS 8.8	95
5.1.1.1 Algoritmo para realizar una simulación en Aspen HYSYS	95
5.1.1.2 Crear un caso	95
5.2 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GAS NATURAL LICUADO	100
5.2.1 Creación del esquema del proceso	100
5.2.2 Condiciones de corrientes y equipos de operación	100
5.2.3 Proceso	102
5.2.4 Datos obtenidos de la simulación	104
5.3 SIMULACIÓN DE PROCESO DE GAS A LÍQUIDOS	105
5.3.1 Creación del esquema del proceso	107
5.3.2 Condiciones de corrientes y equipos de operación	109
5.3.3 Proceso	110
5.3.4 Datos obtenidos de la simulación	113
5.4 SIMULACIÓN DE PROCESO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	114
5.4.1 Creación del esquema del proceso	116
5.4.2 Condiciones de corrientes y equipos de operación	118
5.4.3 Proceso	121
5.4.4 Datos obtenidos de la simulación	123
5.4.5 Transmisión de energía para el caso de análisis	125
5.4.5.1 Subestación eléctrica y Transformadores de energía	126
5.4.5.2 Red de transmisión	126
5.5 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS DE PROCESAMIENTO	126
5.5.1 Alternativa LNG	126
5.5.2 Alternativa GTL	127
5.5.3 Alternativa Generación Eléctrica	127
6. ANÁLISIS FINANCIERO	130
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	131
6.1.1 Escenario 1 (LNG)	131
6.1.2 Escenario 2 (GTL)	132
6.1.3 Escenario 3 (Termogeneración eléctrica)	132
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	133
6.2.1 Escenario 1 (LNG)	134
6.2.2 Escenario 2 (GTL)	135
6.2.3 Escenario 3 (Termogeneración eléctrica)	136

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	138
6.3.1 Escenario 1 (LNG)	140
6.3.1.1 Gas natural licuado	140
6.3.1.2 GLP	142
6.3.2 Escenario 2 (GTL)	143
6.3.2.1 Diésel	144
6.3.2.2 GLP	145
6.3.2.3 Nafta	146
6.3.3 Escenario 3 (Termogeneración eléctrica)	147
6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	149
6.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	149
6.4.2 Tasa de interés de Oportunidad (TIO)	150
6.4.3 Flujo de Caja	150
6.4.3.1 Escenario 1 (LNG)	150
6.4.3.2 Escenario 2 (GTL)	152
6.4.3.3 Escenario 3 (Termogeneración Eléctrica)	154
6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	156
7. CONCLUSIONES	158
8. RECOMENDACIONES	159
BIBLIOGRAFÍA	160
ANEXOS	162

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Bloque La Creciente	32
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca del Valle Inferior del Magdalena	34
Figura 3. Sección transversal esquemática del Valle Inferior del Magdalena	36
Figura 4. Diagrama de Flujo de Proceso (PFD) del CPF La Creciente	40
Figura 5. Diagramas de fases para yacimientos de gas	45
Figura 6. Usos del gas natural	45
Figura 7. Diagrama de fases para el gas seco	49
Figura 8. Volumen de GNL vs. Gas natural	74
Figura 9. Cadena de valor de GNL	75
Figura 10. Proceso para convertir gas natural a líquidos	79
Figura 11. Proceso de generación de syngas	80
Figura 12. Representación esquemática de la síntesis Fischer-Tropsch	81
Figura 13. Esquema del funcionamiento de un ciclo combinado	85
Figura 14. Ciclo de Rankine	86
Figura 15. Ciclo Brayton abierto	87
Figura 16. Configuración básica de una planta termoeléctrica de ciclo combinado	88
Figura 17. Relación de un Transformador reductor	91
Figura 18. Relación de un Transformador reductor	93
Figura 19. Sistema de Transmisión de Colombia 2016	94
Figura 20. Algoritmo para realizar una simulación en HYSYS	96
Figura 21. Crear un caso en HYSYS	96
Figura 22. Agregar lista de componentes en HYSYS	97
Figura 23. Componentes de la cromatografía del gas producido en el Bloque La Creciente	98
Figura 24. Recomendación de Bob Seader para la selección del paquete termodinámico	98
Figura 25. Selección de paquete termodinámico	99
Figura 26. Construcción del esquema de Gas natural licuado	100
Figura 27. Diagrama de flujos y procesos de LNG	103
Figura 28. Lista de componentes de corriente de agua	106
Figura 29. Reacciones GTL en HYSYS	107
Figura 30. Selección paquete termodinámico SRK	108
Figura 31. Generación syngas	108
Figura 32. Proceso Fischer-Tropsch	109
Figura 33. Diagrama de flujos y procesos GTL	111
Figura 34. Lista de componentes de corriente de agua	115
Figura 35. Adición de paquete de fluido ASME Stream	115
Figura 36. Reacciones en generación eléctrica en HYSYS	116
Figura 37. Esquema de simulación de la turbina de gas	117

Figura 38. Esquema de simulación de la turbina de vapor	117
Figura 39. Esquema del separador y calentadores de corrientes de recirculación	118
Figura 40. Esquema de simulación de la cámara de combustión y el tren de calentamiento	118
Figura 41. Diagrama de flujos y procesos planta cogeneración	122
Figura 42. Red de transmisión propuesta	125
Figura 43. Localización área objeto de estudio	131
Figura 44. Porcentaje de regalías según producción	138
Figura 45. Flujo de caja escenario 1	151
Figura 46. Flujo de caja neto escenario 1	151
Figura 47. Flujo de caja escenario 2	153
Figura 48. Flujo de caja neto escenario 2	153
Figura 49. Flujo de caja escenario 3	155
Figura 50. Flujo de caja neto escenario 3	155

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Comportamiento de la producción histórica del Bloque La Creciente	38
Gráfica 2. Distribución de reservas probadas, probables y posibles	53
Gráfica 3. Producción real de gas en Colombia en el 2016	54
Gráfica 4. Producción histórica de gas natural en Colombia	54
Gráfica 5. Declaración de Producción de gas natural Resolución MME 31132 de 2016	55
Gráfica 6. Producción de reservas Vs declaración de producción 2016	57
Gráfica 7. Escenarios de oferta de gas natural	58
Gráfica 8. Crecimiento del número de hogares con servicio de gas natural	60
Gráfica 9. Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio	60
Gráfica 10. Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio	61
Gráfica 11. Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio	62
Gráfica 12. Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte vehicular	63
Gráfica 13. Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico	64
Gráfica 14. Proyección regional de demanda de gas natural para el sector termoeléctrico, escenario base	65
Gráfica 15. Demanda de gas natural en la región caribe colombiana	66
Gráfica 16. Escenarios de oferta y demanda de gas natural 2016-2025	67
Gráfica 17. Balance de gas natural en la Costa caribe	68
Gráfica 18. Balance Interior, Escenario de Referencia	70
Gráfica 19. Balance diésel	71
Gráfica 20. Balance GLP	72
Gráfica 21. Balance Nafta	72
Gráfica 22. Balance Energía eléctrica	73

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos perforados en el Bloque La Creciente	39
Tabla 2. Análisis composicional de C1 a C12+ del gas producido en el Pozo La Creciente-3 y LCD-2	48
Tabla 3. Composición del gas vigente	50
Tabla 4. Campos productores de gas en el país	56
Tabla 5. Contratos comerciales actuales Bloque La Creciente	69
Tabla 6. Composición del gas dulce y seco	101
Tabla 7. Condiciones de entrada del gas dulce y seco	101
Tabla 8. Condiciones de operación separador 040	101
Tabla 9. Datos de la simulación de LNG	104
Tabla 10. Condiciones de salida producto LNG	104
Tabla 11. Condiciones de salida producto LPG	105
Tabla 12. Condiciones de salida flash gas	105
Tabla 13. Condiciones de entrada gas	109
Tabla 14. Condiciones de entrada oxígeno	110
Tabla 15. Condiciones de entrada vapor	110
Tabla 16. Condiciones de operación reactores de Syngas	110
Tabla 17. Condiciones de operación de reactor Fischer-Tropsch	110
Tabla 18. Resultados de la simulación crudo sintético pesado	113
Tabla 19. Resultados de la simulación crudo sintético liviano	113
Tabla 20. Resultados de la simulación productos	114
Tabla 21. Datos operativos de la turbina de gas	119
Tabla 22. Datos operativos turbina vapor	119
Tabla 23. Datos operativos caldera de recuperación de calor	120
Tabla 24. Condiciones de las corrientes de entrada	121
Tabla 25. Datos de la simulación de generación eléctrica, turbina de gas	123
Tabla 26. Datos de la simulación de generación eléctrica, caldera de recuperación	123
Tabla 27. Datos de la simulación de generación eléctrica, turbina de vapor	124
Tabla 28. Condiciones de salida del proceso de generación eléctrica	124
Tabla 29. Costos de Alternativa LNG	132
Tabla 30. Costos de Inversión LNG	132
Tabla 31. Costos de Alternativa GTL	132
Tabla 32. Costos de Inversión GTL	132
Tabla 33. Costos de Planta de Cogeneración	133
Tabla 34. Costos de Transmisión de energía eléctrica	133
Tabla 35. Costos de Inversión Termogeneración Eléctrica	133
Tabla 36. Volumen de Gas de entrada	134
Tabla 37. Costos de producción volumen de Gas de entrada	134
Tabla 38. Costos de operación Alternativa LNG	135
Tabla 39. Costos Alternativa LNG	135

Tabla 40. Costos de operación Alternativa GTL	136
Tabla 41. Costos Alternativa GTL	136
Tabla 42. Costos de operación Planta de Cogeneración	137
Tabla 43. Costos de operación Termogeneración eléctrica	137
Tabla 44. Costos Alternativa Termogeneración eléctrica	137
Tabla 45. Valor unitario de regalías PR	140
Tabla 46. Valor de las regalías por producción de gas	140
Tabla 47. Precio de referencia venta gas natural licuado	141
Tabla 48. Volumen anual comercializable de gas natural licuado	141
Tabla 49. Ingresos por GNL	142
Tabla 50. Precio de referencia venta GLP	142
Tabla 51. Volumen anual comercializable de GLP	143
Tabla 52. Ingresos por GLP	143
Tabla 53. Ingresos Escenario 1	143
Tabla 54. Precio de referencia venta Diésel	144
Tabla 55. Volumen anual comercializable de Diésel	144
Tabla 56. Ingresos por Diésel	145
Tabla 57. Volumen anual comercializable de GLP por GTL	145
Tabla 58. Ingresos por GLP para escenario 2	145
Tabla 59. Precio de referencia venta Nafta	146
Tabla 60. Volumen anual comercializable de Nafta	146
Tabla 61. Ingresos por Nafta	147
Tabla 62. Ingresos Escenario 2	147
Tabla 63. Precio de referencia venta Energía Eléctrica	148
Tabla 64. Energía eléctrica anual comercializable	148
Tabla 65. Ingresos por Energía Eléctrica	148
Tabla 66. Ingresos Escenario 3	149
Tabla 67. Resumen de VPN	156

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Reacción ATR	80
Ecuación 2. Reacción del gas de síntesis en presencia de un catalizador	81
Ecuación 3. Reacciones en proceso ATR	106
Ecuación 4. Reacciones en proceso FT	106
Ecuación 5. Reacciones presentes en la post-combustión del gas natural en presencia de aire o de los gases de escape de la turbina	116
Ecuación 6. Liquidación Regalías por producción de Gas	139
Ecuación 7. Valor Presente Neto (VPN)	149

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Reactores Fischer-Tropsch	163
Anexo C. Catalizadores usados en Fischer-Tropsch	164
Anexo D. Producción de oxígeno	165
Anexo E. Poder Calorífico Gas Natural Licuado	166
Anexo F. Densidad GLP	167

LISTA DE ABREVIATURAS

°C	Grado centígrado.
°F	Grado Fahrenheit.
%	Por ciento.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
°API	Unidades API para la calidad del crudo.
Bbl	Barriles.
BPD	Barriles por día.
BTU	British thermal unit (Unidad térmica británica).
CAPEX	Capital Expenditure (Inversiones de Capital).
COP	Pesos Colombianos.
cP	Centipoise.
CPF	Celtral Production Facilities (Facilidades de producción).
CREG	Comisión Reguladora de Energía y Gas.
EOR	Enhanced Oil Recovery (Recuperación mejorada de petróleo).
Ft	Pies.
Gal	Galón.
GBTU	Giga BTU.
GLP	Gas licuado del Petróleo.
GNC	Gas Natural Comprimido.
GPM	Galones por minuto.
Ha	Hectáreas.
IOR	Improved oil recovery (Recuperación mejorada de petróleo).
J	Joules.
kg	Kilogramo.
km	Kilometro.
kW	Kilovatio.
kW-h	Kilovatio hora.
lb	Libra.
LNG	Liquefied Natural Gas (Gas natural licuado).
m	Metros.
mm	Milímetros.
mD	MiliDarcy.
MBTU	Miles de BTU.
MD	Mesaure Depth (Profundidad medida).
MMBTU	Millones de BTU.
MME	Ministerio de Minas y Energía.
MPC	Miles de pies cúbicos.
MMPC	Millones de pies cúbicos día.
MPCD	Miles de pies cúbicos día.
MMPCD	Millones de pies cúbicos día.
MW	Megavatio.
OPEX	Operating Expenditure (Gastos de Operación).

ppm	Partes por millón.
Psi	Libra por pulgada cuadrada.
Psig	Libra por pulgada cuadrada manométrica.
Psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta.
PVT	Presión, Volumen, Temperatura.
RUT	Reglamento Unico de Transporte.
TIO	Tasa interna de petróleo.
TOC	Total Organic Carbon (Carbono orgánico total).
TVD	True Vertical Depth (Profundidad vertical verdadera).
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
VPN	Valor presente neto.

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: es el área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos.

ANTICLINALES: es una unidad de estratos plegados que es convexa hacia arriba, Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas.

ARENA: grano detrítico cuyo diámetro oscila entre 0,0625 mm y 2 mm. La arena es más gruesa que el limo, pero más fina que un gránulo de acuerdo con la escala de Udden-Wentworth.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria. Su textura es clástica y compacta, de tamaño menor a 0.0039 mm, formada por partículas del tamaño de la arcilla, su composición es una mezcla de hidróxidos de hierro y aluminio.

ARENISCA: roca sedimentaria de origen detrítico, de textura clástica, sus granos poseen un diámetro entre 0.062 a 2 mm, compuesta de arenas cementadas en una matriz de naturaleza muy variada, generalmente de tipo silíceo, se distingue por contener cuarzo, feldespato y otros fragmentos minerales.

BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE: es el volumen de petróleo expresado en barriles de petróleo crudo a 60F, y que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo. Este término es utilizado frecuentemente para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

BASAMENTO: capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos, a veces aludida como basamento económico. El basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes.

CALIZA: roca sedimentaria química de origen orgánico. Su textura puede variar, generalmente es cristalina, formada por al menos 50% de calcita, el resto se compone por dolomita aragonito y siderita.

CAMPO: área que contiene uno o múltiples yacimientos, los cuales se encuentran relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: diagrama que muestra la secuencia vertical de las unidades de roca presentes debajo de una ubicación dada con la más antigua en la parte inferior y la más joven en la parte superior. Normalmente se dibujan a escala aproximada con espesores de unidades de roca proporcionales, se agregan colores y símbolos estandarizados para comunicar gráficamente tipos de rocas y algunas de sus características más importantes. Las columnas estratigráficas preparadas para regiones tendrán espesores generalizados y características de unidad de roca que muestran relaciones las cuales cambian a lo largo de la distancia.

CROMATOGRAFÍA: método de análisis que permite la separación de gases o líquidos de una mezcla por adsorción selectiva, produciendo manchas diferentemente coloreadas en el medio adsorbente; está basado en la diferente velocidad con la que se mueve cada fluido a través de una sustancia porosa.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, es un sitio de gran espesor en el que se acumulan sedimentos.

DIÉSEL: combustible derivado del petróleo, cuyos componentes principales son los parafínicos, nafténicos y aromáticos provenientes de la destilación atmosférica, ruptura catalítica e hidrocrqueo de gasóleos durante el proceso de refinación del petróleo.

DISCORDANCIA: superficie geológica que separa los estratos más modernos de los estratos más antiguos y que representa un período de ausencia de depositación, combinado posiblemente con un proceso de erosión.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que se ocupa de la definición e interpretación de los materiales de tierra estratificados; Las condiciones de su formación, caracterización, disposición, secuencia, edad y distribución; y especialmente su correlación por el uso de fósiles y otros medios.

ESPESOR: es la medición en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

FALLA: es una fractura o zona de fractura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial, su origen suele estar asociado a episodios geológicos de deformación, ya sean de tipo compresivo o distensivo. La clasificación de las fallas puede ser normal o inversa y se realiza de acuerdo a como ha sido el movimiento relativo de los bloques, respecto al buzamiento del plano de falla.

GAS AMARGO: gas natural que contiene hidrocarburos, ácido sulfhídrico y podría contener dióxido de carbono (estos últimos en concentraciones mayores a 50 ppm).

GAS HÚMEDO: gas natural que contiene más de 3 galones de hidrocarburos líquidos por cada mil pies cúbicos de gas.

GAS NATURAL: es una mezcla cuyo principal componente es el metano, y en menor cantidad posee etano, dióxido de carbono, vapor de agua, entre otros; el gas natural es principalmente utilizado como combustible industrial y doméstico.

GAS RICO: gas con una composición relativamente alta de hidrocarburos pesados C_3^+ . Muchos de estos hidrocarburos se separan como líquidos del gas natural.

GAS SECO: gas natural libre de hidrocarburos líquidos más pesados que el metano (etano y propano).

GENERADOR ELÉCTRICO: es la máquina que recoge la energía mecánica generada en el eje de la turbina (vapor o gas) y la transforma a energía eléctrica mediante una inducción electromagnética.

GEOCROLOGÍA: es el estudio de la edad relativa o absoluta de las rocas, minerales y fósiles. La edad absoluta es la medición de la edad en años, pero las edades "absolutas" generalmente conllevan cierto error y son inexactas.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Originadas por procesos de deformación natural, desplazamientos y mecanismos implicados en su formación.

GLP: conocido como propano, debido a su composición, es un subproducto obtenido principalmente a partir del procesamiento de líquidos del gas natural, así como también de la refinación del petróleo.

GTL: es un proceso de refinería para convertir el gas natural u otros hidrocarburos gaseosos en hidrocarburos de cadena larga, se basa en el proceso Fischer Tropsch.

HIDRATO: son combinaciones de hidrocarburos gaseosos y agua líquida que forman sólidos, parecidos al hielo, a temperaturas que sobrepasan un poco a la temperatura de congelación del agua.

INFRAYACENTE: estrato, formación, o unidad litológica, que yace en contacto inferior con respecto a la otra, por lo tanto, es considerada como la más antigua.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos orgánicos, presentes en las rocas sedimentarias, insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y

temperatura determinadas provoca una reagrupación en su estructura interna, generando hidrocarburos.

LICUEFACCIÓN: es el cambio de estado que ocurre cuando una sustancia pasa del estado gaseoso al líquido, por aumento de presión o disminución de temperatura.

LITOLOGÍA: naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.

LIMOLITAS: roca sedimentaria de origen detrítico, su textura es clástica, el tamaño de grano se encuentra entre 1/16 y 1/256 mm, Estas rocas presentan una composición muy variada, pero generalmente contienen óxido de hierro, calcita, feldespatos, entre otros.

LUTITAS: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, el tamaño de grano es menor a 0.0039 mm, compuesta por minerales de arcillas, que son el producto de alteración de otros minerales como los feldespatos, o el producto de procesos diagenéticos.

MANIFOLD: es una disposición de tuberías o válvulas diseñadas para controlar, distribuir y a menudo monitorear el flujo de fluidos.

MARCO GEOLÓGICO: breve descripción geológica de una determinada zona abarcando la estratigrafía, columna estratigráfica, geología estructural y geología del petróleo asociada.

MIGRACIÓN: proceso de movimiento del hidrocarburo formado en la roca fuente, hacia la roca reservorio.

NAFTA: es un compuesto líquido de hidrocarburos intermedios derivados de la refinación del petróleo crudo ó gas natural. se utiliza principalmente como combustible en motores de combustión interna, también tiene usos en estufas, lámparas, limpieza con solventes y otras aplicaciones.

PERMEABILIDAD: capacidad de un cuerpo para permitir el paso de fluidos a través de él, para que una roca sea permeable, la roca debe tener poros o fracturas interconectados, por lo tanto, generalmente existe una relación entre porosidad y permeabilidad.

POROSIDAD: volumen de espacio poroso en una roca, este espacio de poros puede incluir aberturas entre granos, aberturas de fractura y cavernas.

PUNTO CRICONDENBÁRICO: es el punto de presión máxima en la curva envolvente de la región de dos fases en el diagrama de composición presión-

temperatura de fluidos de yacimiento, es decir, sistemas de hidrocarburos complejos. Presión máxima a la cual dos fases pueden existir.

PUNTO CRICONDENTÉRMICO: es el punto de temperatura máxima en la curva envolvente de la región de dos fases en el diagrama de composición presión-temperatura, de fluidos de yacimientos, es decir, sistemas de hidrocarburos complejos. Temperatura máxima a la cual dos fases pueden existir.

PUNTO DE ROCIO (DEW POINT): es la temperatura a la que debe enfriarse una masa de gas para provocar la condensación del vapor de agua contenido en ella, sin que varíe la cantidad de vapor de agua que esta contiene.

RESERVA: es la porción factible de recuperar del volumen total de hidrocarburos existentes en las rocas del subsuelo.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria rica en contenido de materia orgánica, depositadas bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos.

ROCA RESERVORIO: roca sedimentaria, que posee excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo se almacene y fluya libremente a través de ella, y por sus características estructurales o estratigráficas forma una trama que se encuentra rodeada por una capa sello que evita el escape de los hidrocarburos.

ROCA SELLO: roca impermeable que cumple el papel de barrera con relación a la migración de petróleo dentro del reservorio, en ocasiones este tipo de roca la constituye una anomalía estructural o estratigráfica como fallas o discordancias.

ROCAS METAMÓRFICAS: resultan de la transformación de rocas preexistentes que han sufrido ajustes estructurales y mineralógicos bajo ciertas condiciones físicas o químicas, o una combinación de ambas, como son la temperatura, la presión y/o la actividad química de los fluidos, su textura puede ser foliada, no foliada o clástica.

SCRUBBER: dispositivo para retirar suciedad, agua, materiales extraños o líquidos no deseados que forman parte del curso de flujo de gas. Se puede utilizar aire para absorber agua; también puede ser útil un baño de petróleo para retirar polvo, suciedad u otros líquidos.

SEPARADOR: es un recipiente que separa los fluidos del pozo en gas y líquido total. Un separador de dos fases puede ser horizontal, vertical o esférico. El líquido (petróleo, emulsión) sale del recipiente por el fondo a través de una válvula de control de nivel o de descarga. El gas sale por la parte superior del recipiente y pasa a través de un extractor de niebla para retirar las pequeñas gotas de líquido del gas.

SHALES: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, el tamaño de grano es menor a 0.0039 mm, compuesta por la consolidación de partículas de tamaño arcilla y limo en capas delgadas, relativamente impermeables.

TEMPERATURA CRÍTICA: la temperatura crítica es la temperatura límite por encima de la cual un gas miscible no puede ser licuado por compresión. Por encima de esta temperatura no es posible condensar un gas aumentando la presión. A esta temperatura crítica, si además se tiene una presión crítica (la presión de vapor del líquido a esta temperatura), se está en el punto crítico de la sustancia.

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación de hidrocarburos en las rocas porosas y permeables, imposibilitando su migración ya que se encuentran sellados por rocas impermeables.

TRANSPRESIÓN: existencia simultánea de un proceso de formación de fallas de desplazamiento de rumbo y la compresión, o convergencia, de la corteza terrestre.

TURBINA DE GAS: es el equipo que recibe los gases de combustión para que se expandan, la energía se transforma a través de los álabes, en energía mecánica de rotación que se transmite a su eje. Parte de esta potencia es consumida en arrastrar el compresor (aproximadamente los dos tercios) y el resto mueve el generador eléctrico.

TURBINA DE VAPOR: es el equipo que recibe el vapor a condiciones de presión y temperatura elevadas para girar unos alabes que están unidos a un eje rotor, por lo tanto, es el lugar donde se da la transformación de energía interna del vapor a energía mecánica.

VPN: es el resultado obtenido al traer a valor presente todos los flujos, positivos y negativos (ingresos y egresos), relacionados con un proyecto.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso con características de porosidad, permeabilidad, temperatura y presión donde se encuentra acumulado un volumen de hidrocarburo.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA TRES ALTERNATIVAS DE PROCESAMIENTO CON EL FIN DE APROVECHAR EL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO LA CRECIENTE.

El presente trabajo se realizó con el fin de evaluar tres alternativas comerciales de procesamiento para el gas natural producido en el Bloque La Creciente, entre las cuales está el gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés), tecnología gas a líquidos (GTL, por sus siglas en inglés) y la termogeneración eléctrica, para determinar que alternativa resulta más viable tanto técnica como financieramente.

En primer lugar, se realiza una descripción de las generalidades del Bloque La Creciente a nivel geológico y facilidades de producción instaladas. Posteriormente, se presenta un análisis del gas producido junto con sus posibles usos y tratamientos de acuerdo a sus características, se presenta la situación actual de oferta y demanda para la región caribe colombiana, junto con el análisis de volumen disponible para la venta en el área de estudio, esto con el fin de definir el volumen de gas utilizado para realizar la simulación.

En segundo lugar, se presenta un marco teórico acerca de las alternativas mencionadas, describiendo su proceso principal de funcionamiento, junto a esto se describe como simular procesos el software Aspen HYSYS y las principales características a tener en cuenta. Posteriormente se simuló un proceso para cada una de las alternativas, donde con una entrada de 20 MMPCD de gas natural, se obtienen volúmenes de diferentes productos, se describe como el proceso genera estos productos y se determina el desempeño volumétrico y energético de cada alternativa, con el fin de evaluar técnicamente estos resultados.

Finalmente se realizó un análisis financiero con ayuda del indicador VPN (valor presente neto), haciendo una evaluación del proyecto a 10 años con el fin de determinar cuál de las alternativas propuestas, sería la más viable para la empresa Pacific E&P.

PALABRAS CLAVE: Gas Natural Licuado, Gas a Líquidos, Generación Eléctrica, Cuenca Valle Inferior Magdalena, Bloque La Creciente.

INTRODUCCIÓN

La situación de sobre oferta de gas natural en la región de la Costa Caribe Colombiana ocasionada por el aumento de la producción de este hidrocarburo por nuevos y gigantescos hallazgos, importación por gasoducto desde Venezuela y la planta de regasificación de Cartagena, el bajo crecimiento de la demanda y la inexistente infraestructura de gasoductos para transportar el producto desde la cuenca del Valle Inferior de Magdalena hasta el centro del país; ha generado para Pacific E&P dificultad en la comercialización del total del potencial de producción de gas del Bloque La Creciente.

La industria del gas ha tomado poder económico frente a la industria de los hidrocarburos líquidos, ya que se han promovido alternativas comerciales de procesamiento como el gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés), tecnología gas a líquidos (GTL, por sus siglas en inglés) y la termogeneración eléctrica; las cuales generan productos de alta calidad y demanda.

En este contexto, este proyecto busca evaluar un diseño de planta a pequeña escala (20 MMPCD de capacidad) para cada alternativa de procesamiento de gas natural mencionada anteriormente, mediante la simulación de procesos en el simulador Aspen HYSYS, del cual se obtendrán volúmenes de salida de gas natural licuado, Gas Licuado de Petróleo (GLP), diésel, Nafta y energía eléctrica, los cuales son los posibles productos procesados de alta calidad que se pueden obtener para su comercialización y determinación de viabilidad financiera.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente tres alternativas de procesamiento para el gas producido en el Campo La Creciente.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y facilidades del Campo La Creciente.
2. Analizar las propiedades y características del gas producido en el Campo La Creciente.
3. Describir la situación de oferta y demanda de gas natural en el corto y mediano plazo de la región de la Costa Caribe Colombiana.
4. Describir tres alternativas de procesamiento disponibles en el mercado que representen una oportunidad de aprovechamiento del gas producido en el Campo La Creciente.
5. Realizar la simulación de cada una de las tres alternativas de procesamiento disponibles en el mercado con el gas producido en el Campo La Creciente.
6. Analizar técnicamente los resultados obtenidos en la simulación para la selección de la oportunidad de aprovechamiento más viable para el gas producido en el Campo La Creciente.
7. Determinar la viabilidad financiera del proyecto por medio del indicador Valor Presente Neto (VPN) para alternativas de procesamiento de gas.

1. GENERALIDADES DEL BLOQUE LA CRECIENTE

En este capítulo se encuentra la reseña histórica, ubicación geográfica, marco geológico e historia de producción del Bloque La Creciente en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, además, la descripción de las facilidades de producción instaladas actualmente en este bloque.

1.1 HISTORIA

El 19 de agosto de 2004 se firmó el contrato de exploración y explotación de hidrocarburos denominado “La Creciente” sobre una extensión de 39.367 Ha., entre la empresa Stratus Oil & Gas (actualmente filial de Pacific Exploration & Production Corp.), quien actúa como operadora y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), quien cumple el papel del estado colombiano.

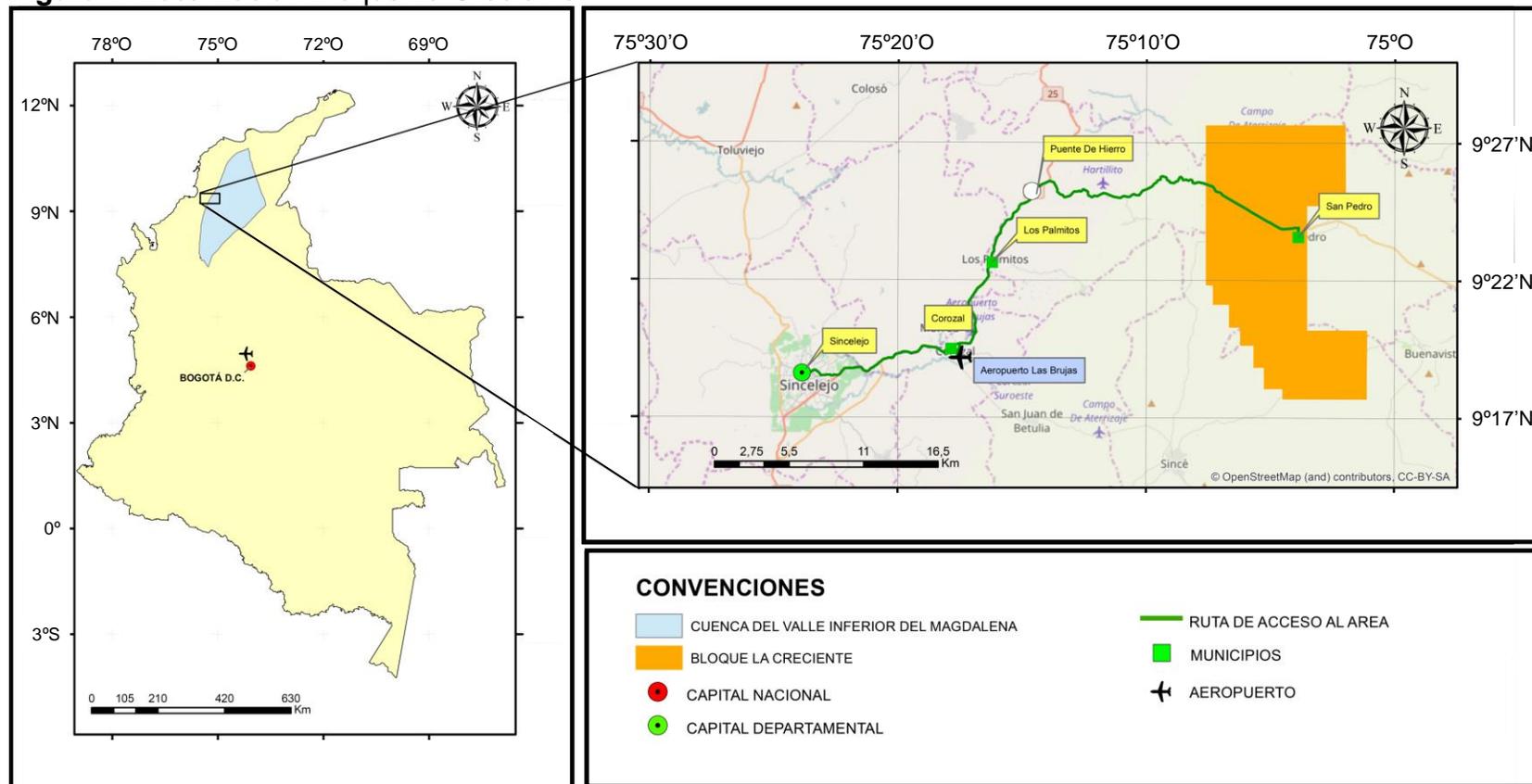
El primer pozo perforado en el Bloque fue La Creciente 1 (LC-1) el 13 de septiembre de 2006, el cual además fue el descubridor del Campo “La Creciente A”, este alcanzó una profundidad de 11.572 ft MD (11.564 ft TVD). En diciembre de 2007, se perforó exitosamente el Pozo La Creciente D1 (LCD-1), el cual alcanzó una profundidad de 11.450 ft MD (11.307 ft TVD), descubriendo el segundo yacimiento de gas denominado “La Creciente D”. En el año 2010 se perforó el Pozo Apamate-1X el cual alcanzó una profundidad de 12.012 ft MD (11.993 ft TVD), el cual descubrió el Campo “Apamate”. En el año 2013 se descubrió el -Campo “La Creciente I” mediante la perforación exitosa del Pozo La Creciente I-1X (LCI-1X), el cual alcanzó una profundidad de 11.150 ft TVD.

El Campo La Creciente A fue declarado comercial en diciembre de 2008 con un área de 1.544 Ha., el área denominada La Creciente D de 778 Ha., se le declaró su comercialidad en septiembre de 2009, el Campo Apamate fue declarado comercial en junio de 2013 con un área de 1.832 Ha. El Campo la Creciente I inició producción en abril de 2014 en un área de 580 Ha. El Bloque tiene una extensión de 9.324 hectáreas, a marzo del 2017, sigue siendo explorado y producido por la empresa Pacific E&P Corp., la cual igualmente, adelanta trabajos en 5 prospectos exploratorios que podrían ser desarrollados en los próximos años.

1.2 LOCALIZACIÓN

La **Figura 1** muestra la localización del área de estudio, esta se encuentra ubicada en el noroccidente del país de Colombia, en la región Centro Occidental de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, el Bloque La Creciente está ubicado en el departamento de Sucre a 55 km al nororiente de su capital Sincelejo.

Figura 1. Localización Bloque La Creciente



Fuente: INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTIN CODAZZI. Mapa geográfico del municipio de San Pedro (Sucre). 2012. ANH. Mapa de cuencas 2016. Modificado por los autores.

Geográficamente, cubre parte de las jurisdicciones municipales de Buena Vista, Los Palmitos, Ovejas, Sincé y San Pedro.

Para llegar al área de estudio, se puede hacer por vía aérea desde Bogotá hasta Sincelejo o Montería, el recorrido más corto comienza por la ciudad de Sincelejo, donde se toma la ruta nacional 25 hacia el nororiente por un trayecto estimado de 27 Km, pasando por los municipios de Corozal y Los Palmitos, llegando al sitio conocido como Puente de Hierro, se toma la ruta nacional 78 hacia el oriente por un trayecto de aproximadamente 28 Km. Luego de un recorrido estimado en una hora de trayecto, se llegará al Municipio de San Pedro, Sucre, sitio geográfico donde se encuentra el área de interés.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se presenta la estratigrafía, geología estructural y del petróleo para el área de estudio.

1.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, en la cual se puede observar la geocronología, edad aproximada y litología de las formaciones, además de algunos aspectos importantes de la geología del petróleo y un estado mecánico de un pozo perforado en el área de estudio.

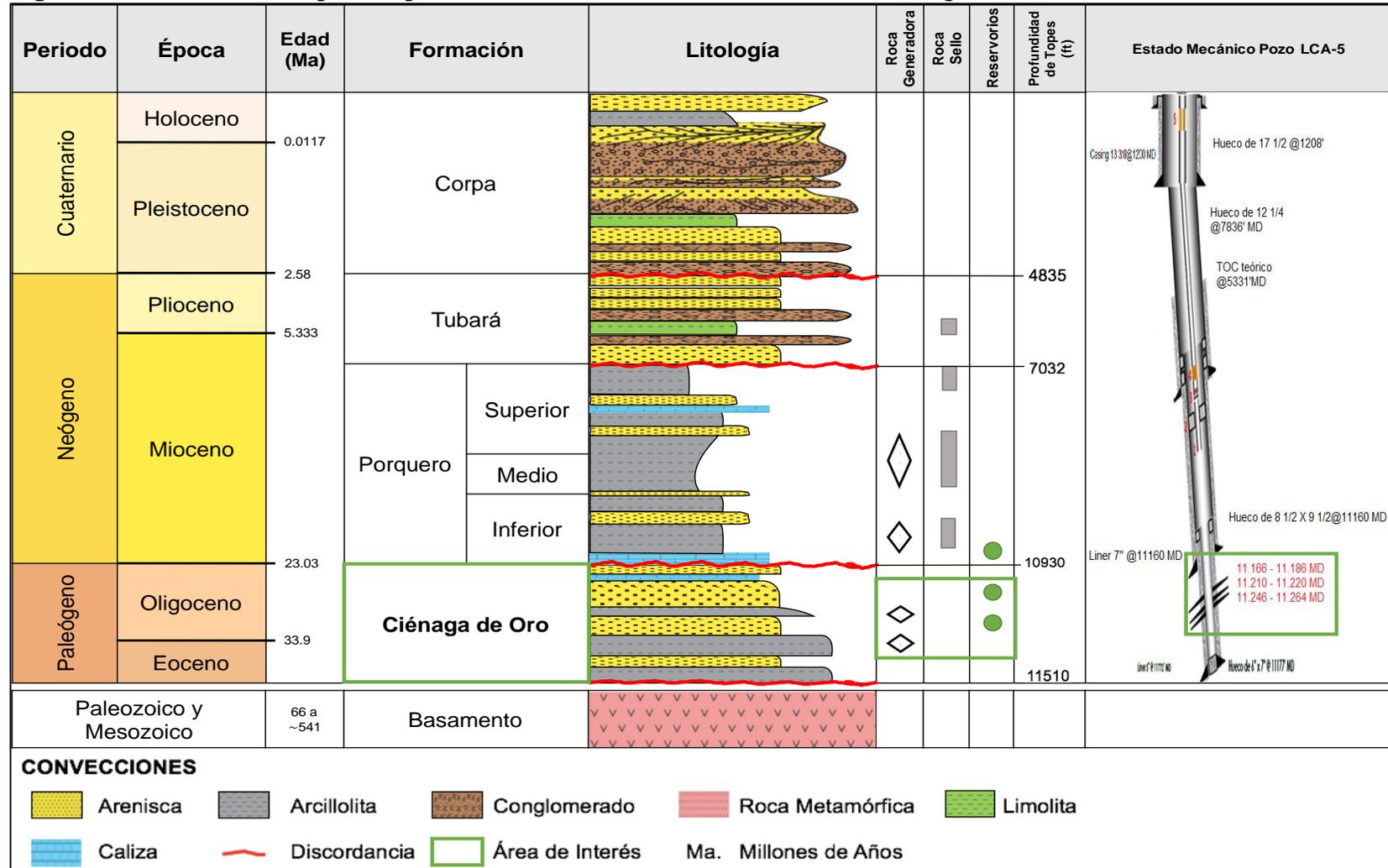
1.3.1.1 Estratigrafía. A continuación, se describen las principales características para las unidades geológicas atravesadas mediante la perforación de pozos en el área de estudio.

- **Formación Ciénaga de Oro.** Según DE PORTA, J¹, se determinó la edad de la formación desde el Oligoceno Inferior hasta al Mioceno, a nivel regional consta de una secuencia de areniscas y shales, ocasionalmente con presencia de calizas. Tiene un espesor promedio de 851 pies. Su ambiente de depositación en algunos sectores es continental fluvial y en otros de transición deltáico. A esta formación la infrayace discordantemente el Basamento constituido de rocas metamórficas.
- **Formación Porquero.** Según DE PORTA, J², la edad de la formación pertenece al Mioceno Inferior a Medio, está conformada litológicamente por arcillolitas con intercalaciones de areniscas de grano fino ligeramente calcáreas. Tienen un espesor promedio de 4.035 pies. Su ambiente de depositación es marino de

¹ DE PORTA, Julivert. Union International Des Sciences Geologiques, Amerique Latine, Volume V, Fascicule 4 a, Colombie, Pag 309. 1968.

² Ibid., p. 394.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca del Valle Inferior del Magdalena



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY. Petroleum Geology and Exploration of the La Creciente gas field Lower Magdalena Basin, Colombia, 2009. Modificado por los autores

plataforma continental. A esta formación la infrayace la Formación Ciénaga de Oro discordantemente.

La Formación Porquero se subdivide en tres unidades, Porquero Superior, la cual se constituye de arcillas con intercalaciones de areniscas y pequeños paquetes de calizas. Tiene un espesor promedio de 2.004 pies; Porquero Medio que se constituye de arcillas que predominan a lo largo de toda la sección y se encuentra intercalada con delgados niveles de areniscas cuarzosas, tiene un espesor promedio de 977 pies y Porquero Inferior se caracteriza por la presencia de abundantes paquetes de arcillolitas intercaladas con niveles de areniscas, esta tiene un espesor promedio de 1.054 pies.

- **Formación Túbara.** Según DE PORTA, J³, la edad de esta formación es del Plioceno Temprano. Está conformada litológicamente de arenas conglomeráticas, y limolitas. Tiene un espesor de 2.193 pies aproximadamente. El ambiente de depositación es de transición deltaico en la base y continental fluvial y lacustres al tope. A esta formación la infrayace la Formación Porquero discordantemente.
- **Formación Corpa.** Según DE PORTA, J⁴, la edad de esta formación va desde el Plioceno tardío al Holoceno, se encuentra constituida por conglomerados, limolitas y paquetes de arcillolitas que ocasionalmente se ven interrumpidos por areniscas. Tiene un espesor promedio de 4.816 pies. Se considera que esta formación su ambiente de depositación es continental aluvial. A esta formación la infrayace la Formación Túbara discordantemente.

1.3.2 Geología estructural. La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, según información de la ANH⁵, es una cuenca transtensional, limitada al noroeste por el Sistema de Fallas de Romeral y al sureste por las rocas metamórficas y complejos ígneos de la Cordillera Central y la Serranía de San Lucas. El límite oriental de la cuenca es la parte Norte del Sistema de Fallas Santa Marta-Bucaramanga.

La cuenca actualmente se divide en dos depocentros principales conocidos como la subcuenca de El Plato al Norte y la subcuenca de San Jorge al Sur, divididos por un alto de basamento llamado Arco de Magangué o Arco de Cicuco de orientación Noreste-Sureste, como se observa en la **Figura 3**.

El área objeto de estudio según Pacific E&P⁶, se localiza en el flanco oeste del Arco de Cicuco, conocido localmente como Arco de Magangué. Las fallas que

³ Ibid., p. 404.

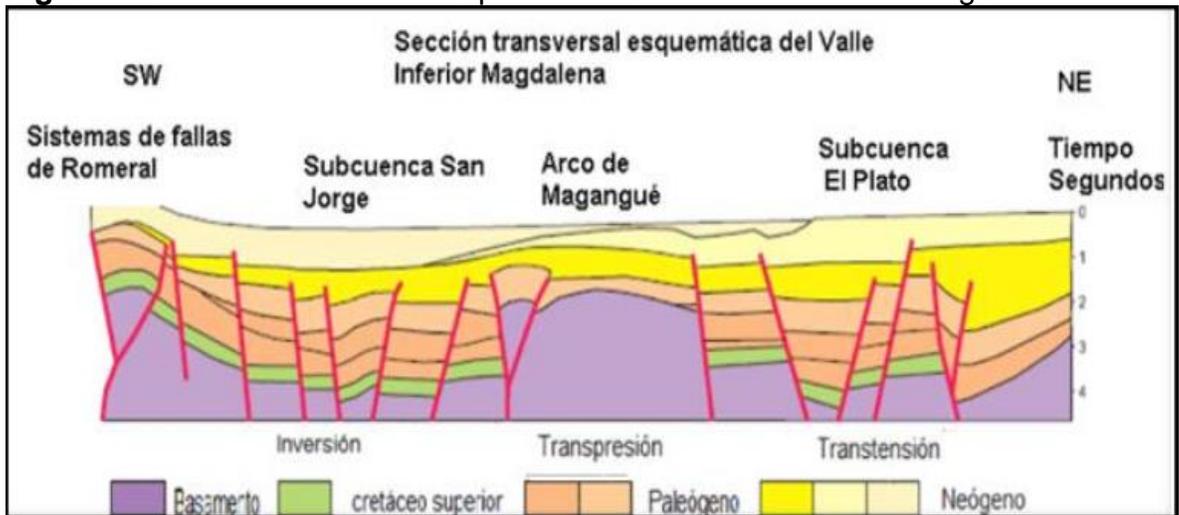
⁴ Ibid., p. 496.

⁵ ANH. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C. 2006. p. 44.

⁶ PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION. Informe técnico anual - ITA 2015. Bogotá D.C. 2016. p. 14.

fragmentan el Bloque La Creciente tienen rumbo este-oeste y norte-sur, son de origen extensional y desplazamiento normal. El estilo estructural del área consiste fundamentalmente en fallamiento extensional, donde los procesos de inversión estructural han sido secundarios. Las trampas estructurales de tipo anticlinal están definidas fundamentalmente por cierres estructurales contra estas fallas.

Figura 3. Sección transversal esquemática del Valle Inferior del Magdalena



Fuente: ANH. Colombian sedimentary basins. 2009. Modificado por los autores.

1.3.3 Geología del petróleo. En esta sección se describen los principales elementos y procesos involucrados en el sistema petrolífero involucrados al campo objeto de estudio.

1.3.3.1 Roca Generadora. Según BARRERO, Darío⁷, las arcillolitas de la Formación Porquero son consideradas como las principales generadoras de hidrocarburos, con valores de carbono orgánico total generalmente inferiores al 1,4%, mientras que las lutitas de la Formación Ciénaga de Oro se consideran potencialmente generadoras en consideración a su carbono orgánico total que oscila entre el 1% y 2%. Estas formaciones presentan una mezcla de Kerógeno de tipo II y tipo III, con una ventana de generación estimada a los 10.000 pies los cuales muestran valores extremos de 0,4 y 0,8 Ro (reflectancia de vitrina) a esa profundidad.

1.3.3.2 Roca Reservorio. Las areniscas pertenecientes a la Formación Ciénaga de Oro son el principal reservorio, presentan una porosidad que oscila entre el 12% y 17%, permeabilidad promedio de 96 mD y su espesor neto es mayor a los 500 pies.

⁷ BARRERO Darío. Colombia Sedimentary Basins. Bogotá: ANH, 2006. p. 76.

1.3.3.3 Migración. Según Pacific E&P⁸, se considera que la cuenca de estudio se compone de un sistema de fracturas y planos de falla los cuales se convierten en las probables vías de migración. En primer lugar, los fluidos migran a través de las intercalaciones de areniscas, calizas y lutitas que conforman la Formación Ciénaga de Oro, otro modo de migración es el desplazamiento de los fluidos en sentido nortesur dentro de la misma formación contactando posteriormente las fracturas y planos de falla presentes en la formación para migrar finalmente.

1.3.3.4 Roca Sello. Las lutitas de la Formación Porquero inferior y de la parte superior de Ciénaga de Oro se consideran unidades sello debido a que su permeabilidad promedio de 0.1 mD.

1.3.3.5 Trampa. Según Pacific E&P⁹, para el campo de estudio predominan las trampas de tipo estructural relacionadas a pliegues anticlinales, los cuales son generadas por efectos de transpresión, los cierres anticlinales en el bloque inferior de fallas normales juegan un excelente papel como trampa en el Bloque.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La Historia de producción del Bloque La Creciente empieza en 2008 cuando se declara la comercialidad del campo La Creciente A, con una tasa diaria aproximada de 34 MMPCD. A mayo de 2017, el Bloque La Creciente cuenta con un total de 13 pozos perforados, de los cuales solo 10 encontraron de gas seco y a la fecha mencionada solo cuatro pozos se encuentran produciendo.

1.4.1 Mecanismo de producción. Según ARMINIO, Juan¹⁰, los yacimientos del Bloque La Creciente son de gas seco cuyo mecanismo de producción principal es la expansión volumétrica del gas, aunque hay evidencias de la existencia de un acuífero, aún no se tiene suficiente información para definir el tipo de empuje que este ejerce o podría ejercer sobre el yacimiento (activo ó débil).

1.4.2 Tiempo de producción. En la **Grafica 1** se encuentra la historia de producción del Bloque La Creciente, a partir de enero de 2009, debido que hasta diciembre de 2008 se empezó a comercializar el Bloque. La toma de estos datos se hizo por medio de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

La producción acumulada para el Bloque La Creciente es de 160,59 GPC hasta diciembre 31 de 2016, como se puede ver en la **Gráfica 1**.

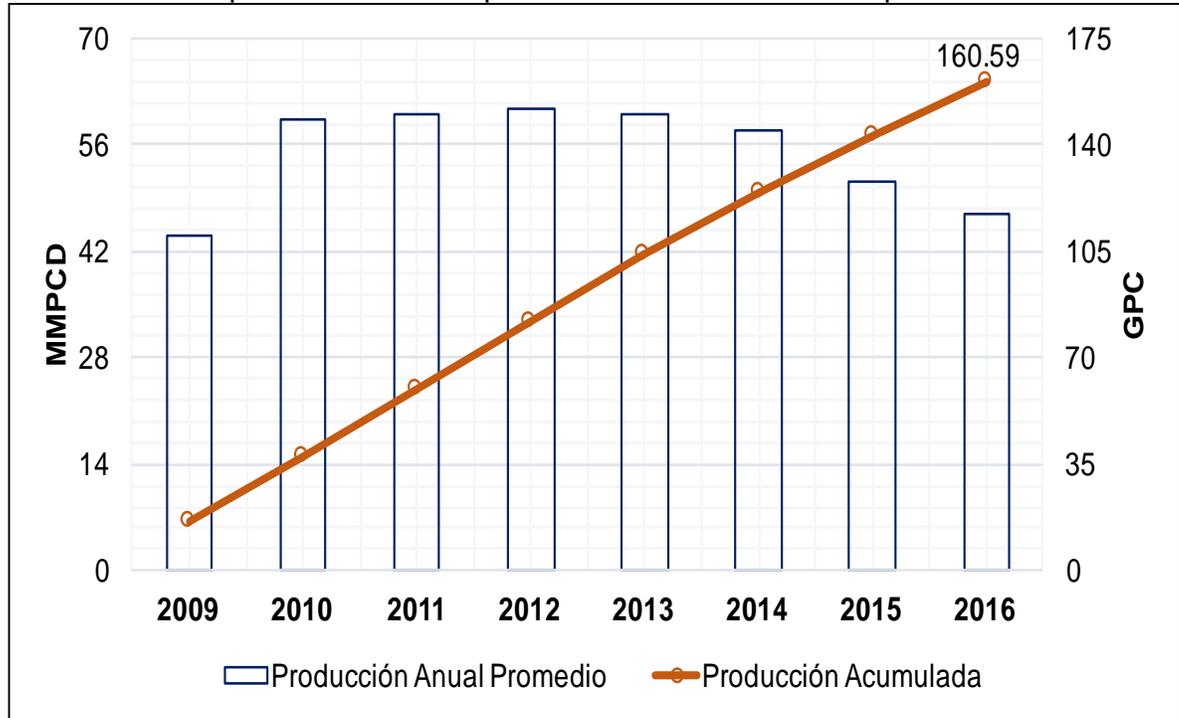
⁸ PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION. Op. cit., p. 16.

⁹ *Ibíd.*, p. 17.

¹⁰ ARMINIO, Juan, Et al. La Creciente Block in the Lower Magdalena Basin. Trabajo de Pacific Rubiales Energy, 2008. p. 15.

El Bloque La Creciente, cuenta con unas reservas probadas (1P) más probables (P2) certificadas a diciembre de 2016 de 54.074 MBOE.

Gráfica 1. Comportamiento de la producción histórica del Bloque La Creciente



Fuente: Pacific E&P. Informe técnico Anual contrato La Creciente – ITA 2015. 2016. p. 62. Modificado por los autores.

1.4.3 Número de pozos. Los pozos perforados en el Bloque La Creciente y su estado a mayo de 2017 son los expuestos en la **Tabla 1**.

1.5 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EXISTENTES

El CPF La Creciente son las facilidades instaladas en el área objeto de estudio, estas se encuentran ubicadas el Campo La Creciente A. En este centro de tratamiento se realizan los procesos de separación, enfriamiento, deshidratación, compresión, transporte, medición y entrega; además de generación eléctrica, manejo de condensados y despacho de agua.

Tabla 1. Pozos perforados en el Bloque La Creciente

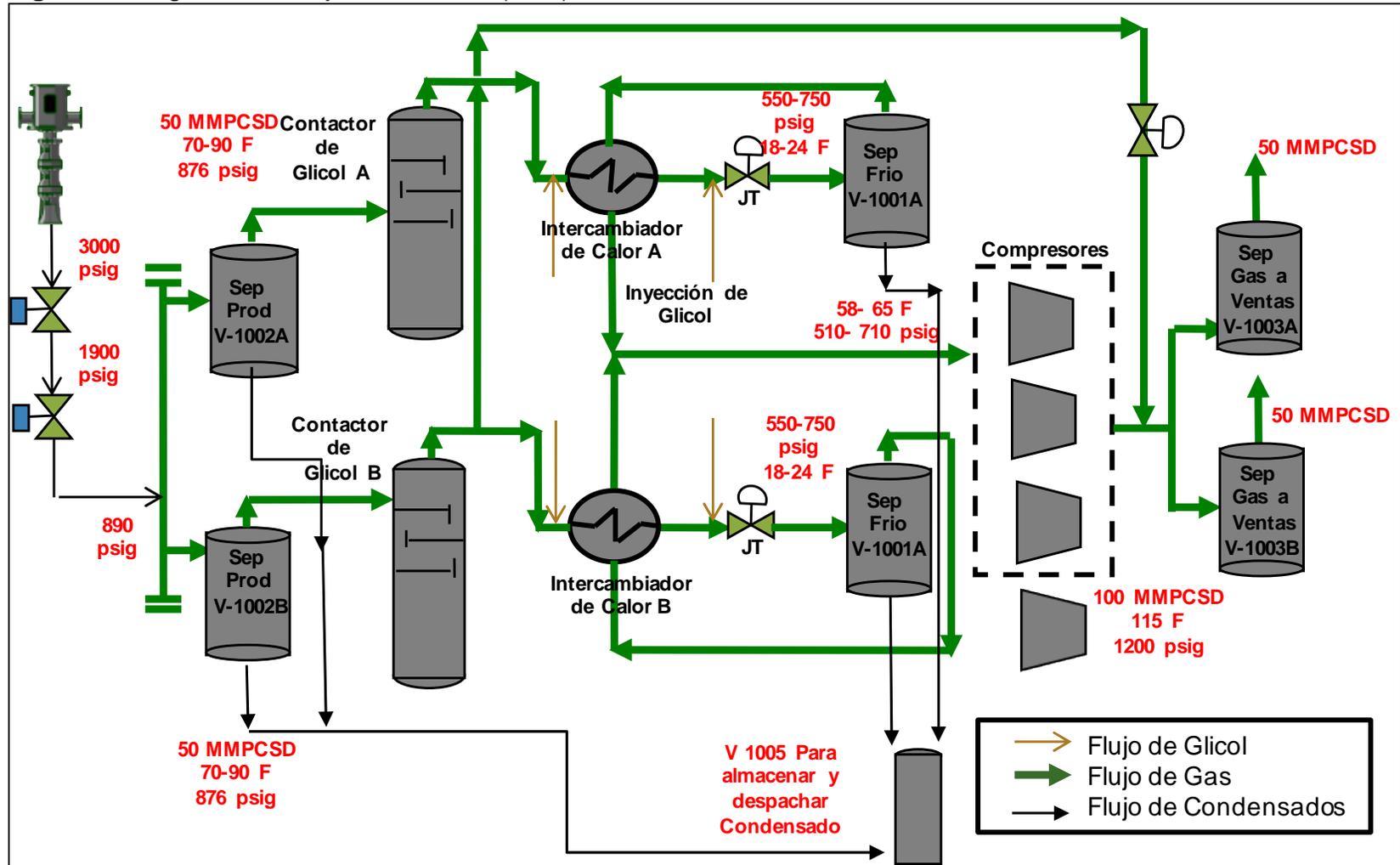
Pozo	Sidetrack	Tipo	Estado Actual
La Creciente-1	-	Exploratorio - Productor	Taponado y Abandonado
La Creciente-2	-	Productor	Taponado y Abandonado
	ST1	Productor	Taponado y Abandonado
	ST2	Productor	Taponado y Abandonado
	ST3	Productor	Produciendo
La Creciente-3	-	Productor	Taponado y Abandonado
La Creciente-4	-	Productor	Taponado y Abandonado
La Creciente-5	-	Productor	Produciendo
La Creciente D-1	-	Exploratorio - Productor	Taponado y Abandonado
La Creciente D-2	-	Productor	Taponado y Abandonado
La Creciente J-1	-	Exploratorio	Taponado y Abandonado
Apamate-1X	-	Exploratorio - Productor	Produciendo
Apamate-2	-	Productor	Taponado y Abandonado
La Creciente H-1X	-	Exploratorio	Taponado y Abandonado
	ST	Exploratorio	Taponado y Abandonado
La Creciente I-1X	-	Exploratorio - Productor	Taponado y Abandonado
	ST	Productor	Produciendo
La Creciente E-1	-	Exploratorio	Taponado y Abandonado

Fuente: Pacific E&P. Informe técnico Anual contrato La Creciente – ITA 2015. 2016. Modificado por los autores.

La **Figura 4** muestra el diagrama de flujo del proceso de tratamiento de fluidos, donde se detalla la distribución y se muestran entre otros los siguientes equipos:

- 3 Separadores de Producción.
- 1 Separador de prueba.
- 2 Intercambiadores de calor
- 2 Unidades de deshidratación.
- 2 Separadores fríos.
- 4 Unidades de compresión.
- 2 Scrubber de ventas.
- 4 Tanques de almacenamiento.
- 1 Sistema de limpieza de gasoductos.

Figura 4. Diagrama de Flujo de Proceso (PFD) del CPF La Creciente



Fuente: Pacific E&P. Informe técnico Anual contrato La Creciente – ITA 2015. 2016. Modificado por los autor

1.5.1 Descripción del proceso. El gas que llega a la Planta La Creciente sale de los pozos a una presión aproximada de 3600 psig. En cabeza de pozo se cuenta con dos válvulas de choque y la facilidad para inyectar inhibidor de hidratos (etanol).

Luego que el gas se recibe proveniente de los pozos en el manifold de producción a 800 a 1300 psig y 80-90 °F se dirige a los separadores de producción V-1002 A/B, en donde se separa agua y algo de hidrocarburos líquidos, correspondientes a los componentes pesados.

También se cuenta con un manifold de prueba hacia donde se direcciona el flujo proveniente del pozo que se requiere probar, para que así el gas pase al separador de prueba V-100 y allí se pueda medir la cantidad de hidrocarburos y agua asociados al mismo. El gas que sale del separador de prueba se une al manifold de producción para ser luego incorporado al proceso.

De los separadores de producción V-1002 A/B los condensados y aguas aceitosas generados se dirigen por control de nivel al tanque T-101 –T102 y V-1005 respectivamente.

Seguidamente el gas sigue por cada tren de procesamiento con capacidad cada uno de 50 a 60 MMPCD hacia las torres C-100A/B para someterse al proceso de deshidratación con glicol, para removerle el contenido de agua hasta un máximo de 6 lb/MMPC.

Un poco más seco, el gas se somete a un proceso de enfriamiento a través del paso por un intercambiador de calor E-1001 A/B (lado tubos), y luego por uno de expansión y enfriamiento al pasar a través de la válvula de control de presión Joule Thomson JTV-708/709, para así llegar a los separadores de baja temperatura V-1001 A/B, a una presión de 500 a 650 psig y a una temperatura de 18-28 °F.

Tanto aguas arriba del lado tubo de los intercambiadores de calor, como aguas abajo de las JTV-708/709 se cuenta con un punto de inyección de glicol para evitar la formación de hidratos. Este glicol (TEG, Trietilenglicol) proviene de un sistema de tanque y bombas de inyección. Esta inyección se realizará dependiendo de las condiciones de calidad del gas, ya que se ha evidenciado arrastre de TEG en el sistema hasta el punto de entrega, igual la tasa de inyección dependerá del factor de calidad igualmente.

El paso del gas a través del lado tubo de cada intercambiador se puede controlar manualmente o desviar completamente a través de la apertura de una válvula de control de temperatura TCV-734 / 735.

En los separadores de baja temperatura V-1001 A/B se retira el hidrocarburo que condensa, adicional al que se retira en el separador de producción, el cual también es enviado por control de nivel al tanque T-101 / T 102; mientras que el glicol diluido

(agua – glicol) es enviado por control de nivel hacia el separador trifásico (flash drum).

El gas que sale pasa a través de la carcasa del intercambiador de calor donde se calienta hasta 53 °F y sigue hacia el sistema de compresión. El sistema de compresión, conformado por tres unidades de una sola etapa de tipo reciprocante también denominado de pistón, aumenta la presión de 400 a 1300 psig.

Posteriormente, el gas pasa por los scrubber de gas a ventas V-1003 A/B lo cual permite remover alguna traza de líquidos que podría contener el gas. Finalmente, el gas se entrega al gasoducto, previo paso por un patín de medición en San Mateo. Como resultado del proceso actual se obtiene un gas en condiciones del Reglamento Único de Transporte (RUT) con un punto de rocío de hidrocarburos menor a 45 °F.

Se cuenta con capacidad adicional para control de punto de rocío de 50 MMPCD a través de un patín de control de Punto de rocío. Existe la facilidad de conexión entre la entrada al intercambiador E-1001 A ó B con la línea de alimentación a este patín de 8", es decir, luego de que el gas sale ha sido deshidratado.

La salida de gas del patín DPC se conecta con el cabezal común de recolección proveniente de la salida de los intercambiadores E-1001 A/B hacia el sistema de compresión.

El separador trifásico hacia donde sigue el glicol diluido que se genera en los separadores de baja temperatura V-1001 A/B opera a 80 psig y 100°F. La cantidad de TEG y agua pueden variar según la temperatura inicial del gas en el proceso, de tal forma que a mayor temperatura inicial del gas se tendrá mayor cantidad de líquidos en el separador trifásico.

En el separador trifásico se separan los hidrocarburos líquidos para evitar que provoquen espuma y suciedad en el rehervidor, así como para separar posibles arrastres de gas. Para que la desgasificación sea más eficiente se reduce la presión en este separador frío hasta 80 psig (150 psig máximo) y se precalienta el TEG hasta 150°F por medio de una resistencia eléctrica, con el fin de reducir la viscosidad del glicol y facilitar la separación.

La mezcla agua/glicol desaloja el separador trifásico por control de nivel LCV-002 hacia el sistema de regeneración a una temperatura de 150 °F. Los hidrocarburos salen también por control de nivel LCV-001 hacia el sistema de condensados.

El proceso y tratamiento de Gas Natural en La Crecente es supervisado por medio del sistema PKS Expirion Honeywell que está ubicado en el Cuarto de Operaciones Remotas (COR), denominado Sistema para Control de Procesos (PCS).

2. GENERALIDADES DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO LA CRECIENTE

En este capítulo se presentan brevemente conceptos generales del gas natural, así como el historial cromatográfico del bloque y la descripción de sus componentes, con el fin de realizar el análisis de las propiedades y características de este gas.

2.1 CONCEPTOS GENERALES

El gas natural recibe este nombre porque se extrae directamente de la naturaleza y llega a su punto de consumo sin haber experimentado prácticamente ninguna transformación química, está formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano y, finalmente, puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados.¹¹

Los compuestos del gas natural se pueden clasificar en combustibles, diluentes y contaminantes. Los combustibles son los hidrocarburos saturados y alifáticos desde el metano hasta los compuestos más pesados, los diluentes son compuestos inertes sin la capacidad para quemar o producir calor, los cuales simplemente ocupan volumen en el gas, entre los diluentes más comunes se encuentran dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, vapor de agua, helio, etc.

Por último, se encuentran los contaminantes los cuales pueden causarle daño al usuario como también a las instalaciones y estos se deben de remover o mantener en concentraciones muy bajas para cumplir las normas de calidad, entre estos contaminantes se encuentran Ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, sulfuro de carbonilo, azufre orgánico y cualquier líquido y sólido.¹²

2.1.1 Clasificación del gas natural. El gas natural puede variar sus propiedades dependiendo de las cantidades de contaminantes como el sulfuro de hidrogeno o el dióxido de carbono, también depende del contenido de componentes propios del gas como el metano, etano, propano, butano, etc.¹³

- **Gas dulce.** Es aquel que contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno (H₂S), menores a 4 ppm.
- **Gas agrio o ácido.** Es aquel que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono (CO₂) y otras componentes ácidas (COS, CS₂,

¹¹ MARTÍNEZ, Marcías. Ingeniería de gas, principios y aplicaciones. Ingenieros Consultores SRL, Venezuela. p. 3.

¹² Ibid., p. 4.

¹³ Ibid., p. 5.

mercaptanos, etc.) razón por la cual se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.

- **Gas rico (húmedo).** Es aquel del cual se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, C3+ de, aproximadamente, 3,0 GPM (galones por 1.000 pies cúbicos en condiciones normales). No tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.
- **Gas pobre (seco).** Es un gas que prácticamente está formado por metano (C1) y etano (C2). Sin embargo, en sistemas de compresión de gas, se habla de gas húmedo, al que contiene vapor de agua y "gas seco" al que no contiene vapor de agua.

2.1.2 Clasificación de yacimientos de gas. Se presenta la clasificación de yacimientos considerando condiciones de presión y temperatura con su respectivo diagrama de fase.

2.1.2.1 Yacimiento de gas seco. Tiene tendencia a tener una temperatura mayor a la temperatura del punto cridondentérmico, La mezcla de hidrocarburos se mantiene en fase gaseosa en el yacimiento y hasta la superficie independientemente de la reducción de la presión.

La composición de hidrocarburos presente en el yacimiento es mayoritariamente gas metano (C1)>90%, en este tipo de yacimientos no se observa condensación retrograda debido a que siempre nos mantenemos fuera de la curva de rocío¹⁴, comportamiento que se observa en la **Figura 5**.

2.1.2.2 Yacimiento de gas húmedo. Tiene una temperatura mayor del punto cricondentérmico, con la reducción de la presión en el yacimiento podemos atravesar la curva de rocío y obtendremos liquido de muy alta gravedad API en nuestro yacimiento, comportamiento que se ilustra en la **Figura 5**, en superficie obtendremos una mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

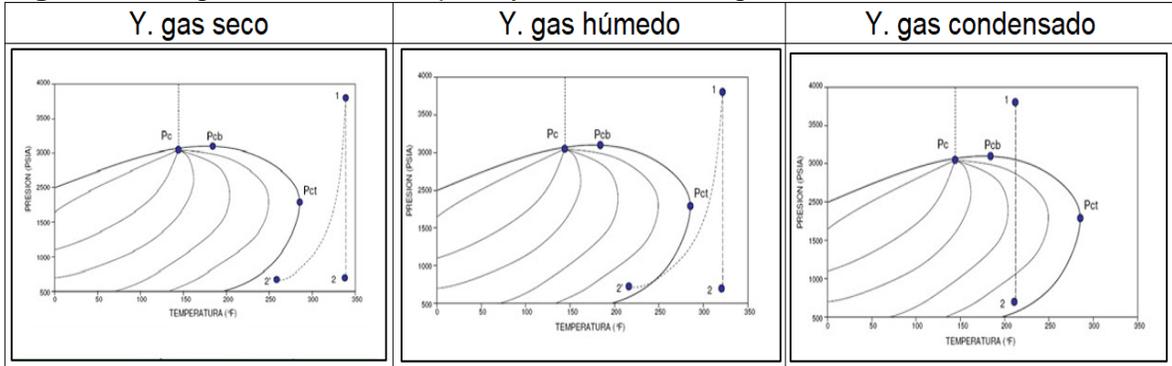
Los compuestos que forman estas mezclas tienen unos mayores componentes intermedios que los yacimientos de gas seco, el líquido producido en estos yacimientos generalmente es incoloro, con una gravedad API mayor a 60°.

2.1.2.3 Yacimiento de gas condensado. La temperatura en la que se encuentra el yacimiento está entre la temperatura Crítica y la temperatura Cridondentérmica, en condiciones iniciales del yacimiento podemos encontrar el hidrocarburo en fase gaseosa, al disminuir la presión y atravesar la curva de rocío por condensación del gas encontramos líquido en nuestra producción y también en el yacimiento, como

¹⁴ Ibid., p. 5.

se ilustra en la **Figura 5**. El líquido producido tiende a ser incoloro, amarillo y se ha reportado en algunos casos negro, con una gravedad API entre 40° y 60°. ¹⁵

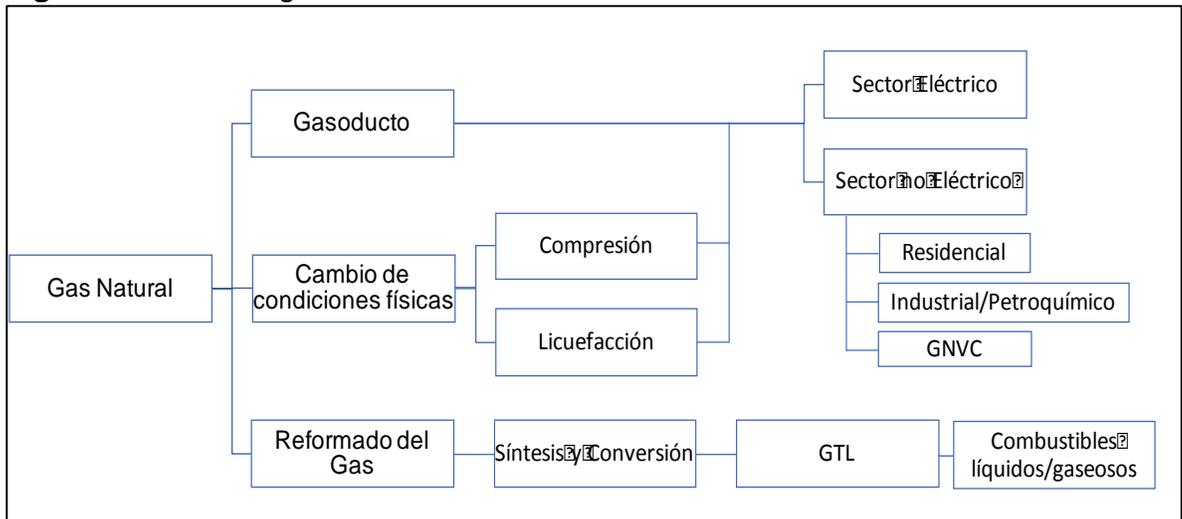
Figura 5. Diagramas de fases para yacimientos de gas



Fuente: McCain, William D. Properties of Petroleum Fluids. 1990. 2ed. p. 80.

2.1.3 Usos gas natural. Dependiendo de los componentes que conformen el gas natural este va a tener distintos usos a nivel de industria los cuales están resumidos de manera general en la **Figura 6**.

Figura 6. Usos del gas natural



Fuente. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Estructura del sector gas natural. [en línea], [citado 03 mayo 2017]. Disponible en Internet: <http://www.creg.gov.co/index.php/es/sectores/gas-natural/estructura-gas>.

¹⁵ MCCAIN, William D. Properties of Petroleum Fluids. 2 ed. Oklahoma PennWell publishing company, 1990. p. 62-73

Teniendo en cuenta lo anterior se pueden considerar como alternativas de procesamiento de gas:

- Gas natural licuado (LNG).
- Gas natural comprimido (GNC).
- Gas a líquidos (GTL).
- Generación eléctrica.
- Desarrollos petroquímicos para aprovechar el gas rico.

2.1.4 Tratamiento del gas natural. El gas natural que se recibe de los yacimientos se caracteriza por estar acompañado de contaminantes entre los cuales están el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y vapor de agua entre otros, debido a esto para el uso comercial o doméstico, el gas natural debe ser tratado con el fin de eliminar o disminuir la concentración de aquellos compuestos. A continuación, se presentan los tratamientos más comunes que se le hacen al gas.

- **Endulzamiento:** se realiza con el fin de remover principalmente el dióxido de carbono y ácido sulfhídrico del gas natural, pero también se remueven compuestos como los mercaptanos, sulfuro de carbonilo, disulfuros, entre otros; debido a que estos compuestos son gases que pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas, así como también problemas de corrosión, olores perniciosos, emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida, entre otros.

El proceso mas usado es mediante la reacción química en donde los componentes ácidos del gas natural reaccionan químicamente con un componente activo en solución, que circula dentro del sistema.¹⁶ En donde el componente puede ser una alcanolamina o una solución básica.

- **Deshidratación:** el gas natural contiene cantidades significativas de vapor de agua, éste debe ser removido con el fin de proteger el sistema de corrosión y formación de hidratos. Además, el vapor de agua en el sistema debe reducirse a niveles aceptables en la industria.

Existen diversos procesos para realizar el proceso de deshidratación entre los que se encuentran absorción, adsorción, deliquesencia, expansión-Refrigeración, permeación del gas y tecnología Twister. Donde los procesos más comunes son el de absorción y adsorción.

¹⁶ UNIVERSIDAD DE ORIENTE. Endulzamiento de gas natural. [en línea]. 2010. [citado 04 Mayo 2017]. Disponible en internet: <https://carteleraelectronica.files.wordpress.com/2011/endulzamiento-de-gas-natural.pdf>

La deshidratación por absorción consiste en remover el vapor de agua del gas a través del contacto íntimo con un desecante líquido los más usados son el etilenglicol, dietilenglicol, trietilenglicol (EG, DEG, TEG).

La deshidratación por adsorción trabaja con desecantes sólidos como gel de sílice, alúmina y tamiz molecular. La deshidratación con sólidos es mucho más eficiente que la deshidratación con glicol, con esta técnica se alcanza un contenido de agua de 0,05 lb H₂O/MMPCS.¹⁷.

- Remoción de mercurio: se realiza mediante el uso de carbón activado o tamiz molecular que cumple la función de cama de seguridad, en procesos como la licuefacción del gas, independientemente de si el gas contiene o no mercurio se realiza el proceso de remoción para evitar la presencia de este contaminante, ya que puede generar un fallo total del sistema.
- Remoción de nitrógeno: se puede realizar ya sea por medio de destilación criogénica que es el proceso más común, adsorción o separación por membranas con el fin de recuperar el nitrógeno y darle un uso generalmente en la reinyección a los pozos.

2.2 HISTORIAL CROMATOGRÁFICO DEL GAS PRODUCIDO

El gas producido en el bloque La Creciente está compuesto por 97,4 % de Metano (CH₄), con 0,06% de CO₂, 0% de H₂S y 2% de N₂, con gravedad específica de 0,57. El gas es seco con un condensado atípico de 56° API a una relación de 0,5 Bbl/MMPC, generado en superficie.

La **Tabla 2** nos muestra un resultado de cromatografía realizado al Campo La Creciente A, más precisamente al flujo del Pozo La Creciente-3. Esta prueba fue desarrollada entre octubre 23 al noviembre 5 de 2007. Las muestras son tomadas después del separador, a 860 psig y 35 °F.

Para el caso del Campo La Creciente D, se tiene la cromatografía a la salida del separador para el fluido proveniente del Pozo La Creciente D-2 (LCD-2). Estos valores fueron obtenidos a partir del estudio PVT sintético, dando como resultado los expuestos en la **Tabla 2**.

El análisis de composición del gas producido en el Bloque La Creciente es medido a diario y en línea en el punto de entrega de custodia al transportador, esto debido al cumplimiento de lo establecido en el RUT numeral 6. Calidad del Gas. Este reglamento exige la instalación de equipos en línea para medición de la calidad del

¹⁷ RIBON, Helena. Métodos de deshidratación de gas natural. En Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol 8, No 2 (Jul, 2010); p. 56-59

gas que permita verificar los parámetros allí establecidos: poder calorífico, gravedad específica, humedad, punto de rocío de hidrocarburos, contenido de N₂, O₂, H₂S, etc.

Tabla 2. Análisis composicional de C1 a C12+ del gas producido en el Pozo La Creciente-3 y LCD-2

Componente		LC3 % Molar	LCD-2 % Molar	
H ₂	Hidrógeno	0	0	
H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno	0	0	
CO ₂	Dióxido de carbono	0.06	0.049	
N ₂	Nitrógeno	1.95	3.758	
C ₁	Metano	97.48	95.781	
C ₂	Etano	0.34	0	
C ₃	Propano	0.08	0.206	
iC ₄	i-Butano	0.05	1.121	
nC ₄	n-Butano	0.02	0.035	
C ₅	i-Pentano	0	0.039	
nC ₅	n-Pentano	0.01	0.008	
C ₆	Hexano	0	0.003	
	M-C-Pentano	0	0	
	Benceno	0.01	0	
	Ciclohexano	0	0	
C ₇	Heptano	0	0	
C ₈	Octano	0	0	
C ₉	Nonano	0	0	
C ₁₀	Decano	0	0	
C ₁₁	Undecano	0	0	
C ₁₂₊	Dodecano	0	0	
		0	0	
Parámetros		LC3	LCD-2	Unidades
Gravedad específica		0.5691	0.577	Aire=1 @ 14.73 psia & 60°F
Peso Molar		16.45	16.66	g/mol
Densidad gas ideal		0.6971	0.7033	Kg/m3 @ 14.73 psia & 60°F
Valor calorífico ideal bruto		1000.4	979	BTU/ft3 @ 14.73 psia & 60°F
Valor calorífico ideal neto		901	882	BTU/ft3 @ 14.73 psia & 60°F
Presión pseudocrítica		663.7	657	psia
Temperatura pseudocrítica		342.5	341	Rankine
Factor de compresibilidad del gas		0.998	0.9774	@ 14.73 psia & 60°F
Viscosidad del gas		0.027	0.0285	cP

Fuente: Core Lab. Compositional and Reservoir Fluid Study. La Creciente-3 Well., 2008. ATP Ingeniería. Informe de resultados de las muestras tomadas en el Pozo La Creciente D-2., 2009. Modificado por los Autores.

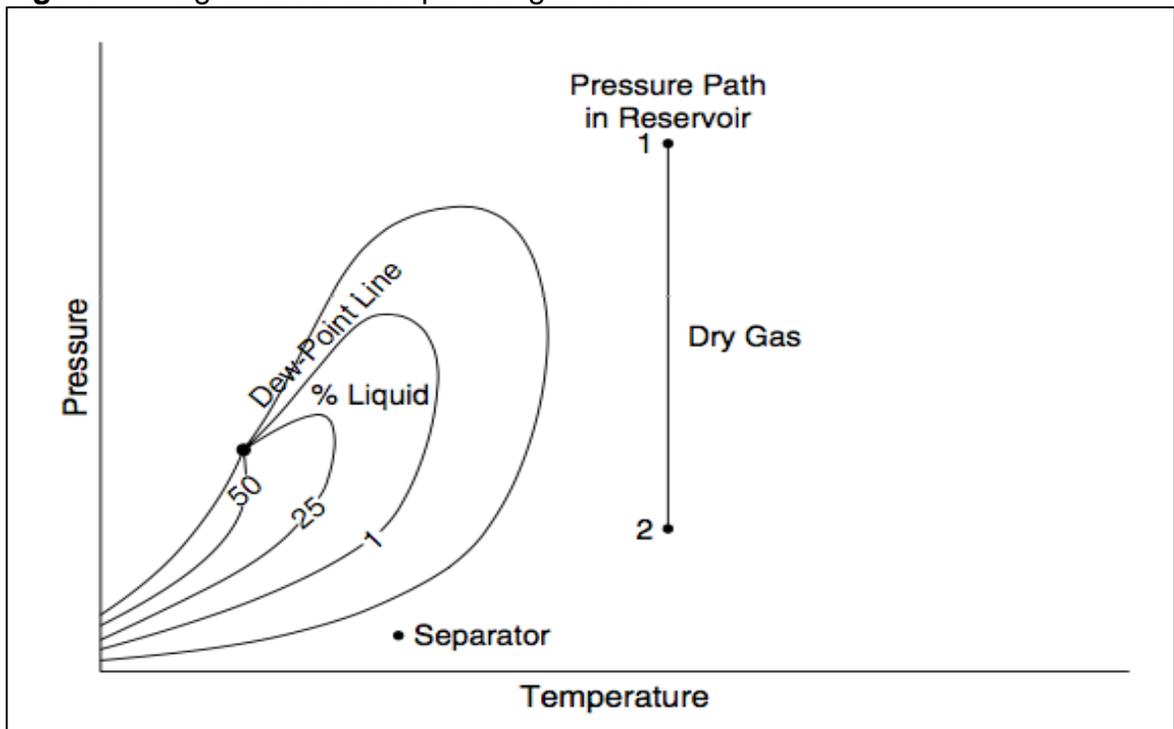
2.3 ANÁLISIS FUNCIONAL DEL GAS

El Bloque La Creciente tiene por mecanismo de producción principal la expansión volumétrica del gas, lo que le permite tener la energía necesaria para que el yacimiento produzca altos caudales desde fondo hasta superficie, con la presión suficiente para que sea por flujo natural; la presión inicial del yacimiento está por encima de la presión del punto de burbuja, lo que determina que se comporta como un yacimiento tipo gas seco.

En los sistemas de gas natural seco, la temperatura del yacimiento es más alta que la temperatura cricondentérmica. La **Figura 7** ilustra esta situación en el denominado diagrama de fases. A medida que se produce el yacimiento, su presión disminuye a temperatura constante, por lo cual no hay cambios de fase en este.¹⁸

La **Figura 7** también muestra la presión y la temperatura en las condiciones superficiales para el gas producido (punto Separator). Para un gas seco, la transición habitual de las condiciones del yacimiento a las condiciones superficiales no interseca la envolvente de la fase. El gas se produce sin un cambio de fase.

Figura 7. Diagrama de fases para el gas seco



Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Volume 1. Gulf Professional Publishing, 1999. p. 104.

¹⁸ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Volume 1. Gulf Professional Publishing, 1999. p. 103.

2.3.1 Descripción de los componentes del gas. De acuerdo al contrato de transporte de gas, esta composición se establece cada seis meses. La última establecida para el gas producido en el Bloque La Creciente fue determinada el 01 de febrero de 2017, como se muestra en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Composición del gas vigente

FÓRMULA	Componente	COMPOSICIÓN % Molar
CH ₄	Metano	97,9991
N ₂	Nitrógeno	1,3838
CO ₂	Dióxido de carbono	0,0472
C ₂ H ₆	Etano	0,3604
C ₃ H ₈	Propano	0,0848
H ₂ O	Agua	0
H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno	0
H ₂	Hidrógeno	0
CO	Monóxido de carbono	0
O ₂	Oxígeno	0
C ₄ H ₁₀	i-Butano	0,0496
C ₄ H ₁₀	n-Butano	0,008
C ₅ H ₁₂	i-Pentano	0,0071
C ₅ H ₁₂	n-Pentano	0
C ₆ H ₁₄	n-Hexano	0,06
C ₇ H ₁₆	n-Heptano	0
C ₈ H ₁₈	n-Octano	0
C ₉ H ₂₀	n-Nonano	0
C ₁₀ H ₂₂	n-Decano	0
He	Helio	0
Ar	Argón	0
		100,0000
Parámetros	Valor	Unidades
Gravedad específica real de la mezcla	0,566	Aire=1 @ 14.65 psia y 60°F
Poder calorífico bruto real	1002,2	BTU/ft3 (@Pb y Tb), a 14.65 psia y 60°F
Densidad	0,690059	Kg/m3 @ 14.65 psia y 60°F
Estos parámetros aplicarán a partir del:		01/02/2017

Fuente: PROMIGAS. Información Operacional - Boletín Electrónico de operaciones (BEO). [en línea]. [citado 04 Mayo 2017], disponible en internet: <http://www.promigas.com/Es/BEO/Paginas/ComposicionGasVigente.aspx>.

Por lo tanto, el gas producido en el Bloque La Creciente presenta la siguiente composición:

- Metano (C_1): este compuesto representa aproximadamente el 98% de la composición del gas producido en el Bloque La Creciente.
- Etano (C_2): este compuesto representa aproximadamente el 0.36% de la composición del gas producido en el Bloque La Creciente.
- Componentes pesados ($C_3, C_4, C_5, C_6, C_7, C_8, C_9, C_{10}$): estos compuestos representan aproximadamente el 0.21% del gas producido en el Bloque La Creciente.
- Contaminantes (N_2 y CO_2): estos compuestos representan aproximadamente el 1.43% del gas producido en el Bloque La Creciente, en donde se debe tener en cuenta la producción de nitrógeno ya que esta puede alcanzar valores importantes que pueden ser comercializados.

Como se observa en la cromatografía, el gas no contiene grandes cantidades de moléculas de hidrocarburo pesadas (C_3^+), las cuales son las encargadas de formar líquidos en superficie. Estas moléculas no superan el 0,2% del número de moles totales que componen el gas. Esta característica típica de los yacimientos de gas seco, determinados por el alto contenido de Metano y Etano, por lo cual representan los dos compuestos principales del gas y sus principales aplicaciones.

A raíz de la naturaleza de la cromatografía se puede deducir que este gas es apto para ser usado distintas aplicaciones como el uso domiciliario, transporte, industrial, petroquímico y generación de energía eléctrica sin ningún problema, siendo esta última una alternativa que se puede implementar en pequeña escala en el Bloque para uso propio o monetización del gas.

Al considerar las alternativas que se pueden usar para comercializar gas que no puede ser enviado por el gasoducto o no puede ser contratado por los medios convencionales, encontramos el gas natural licuado (LNG), el gas a líquidos (GTL) o la generación eléctrica.

La tecnología que se espera que más se adapte es el gas natural licuado al ser este un proceso que usualmente trabaja con metano, acondicionando variables físicas como la temperatura y presión.

3. SITUACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO

En este capítulo se presenta la oferta de gas natural que existe en el país, a corto y mediano plazo, posteriormente se presenta la demanda generada en el país y en especial en la región de la Costa Caribe Colombiana, con el fin de realizar un balance de oferta y demanda para esta región teniendo en cuenta los distintos escenarios.

Con lo anterior se establece la cantidad de gas natural que no podría ser comercializado del Bloque La Creciente en los próximos años, volumen que se toma como el valor para trabajar en las tres alternativas de procesamiento. Por último, se hace el balance oferta demanda de los principales productos generados con los procesamientos que se plantean evaluar.

3.1 OFERTA DE GAS NATURAL

La primera sección del tercer capítulo presenta el desarrollo de las reservas de gas natural como principal oferta de este hidrocarburo en Colombia, junto con su disponibilidad en el corto y mediano plazo.

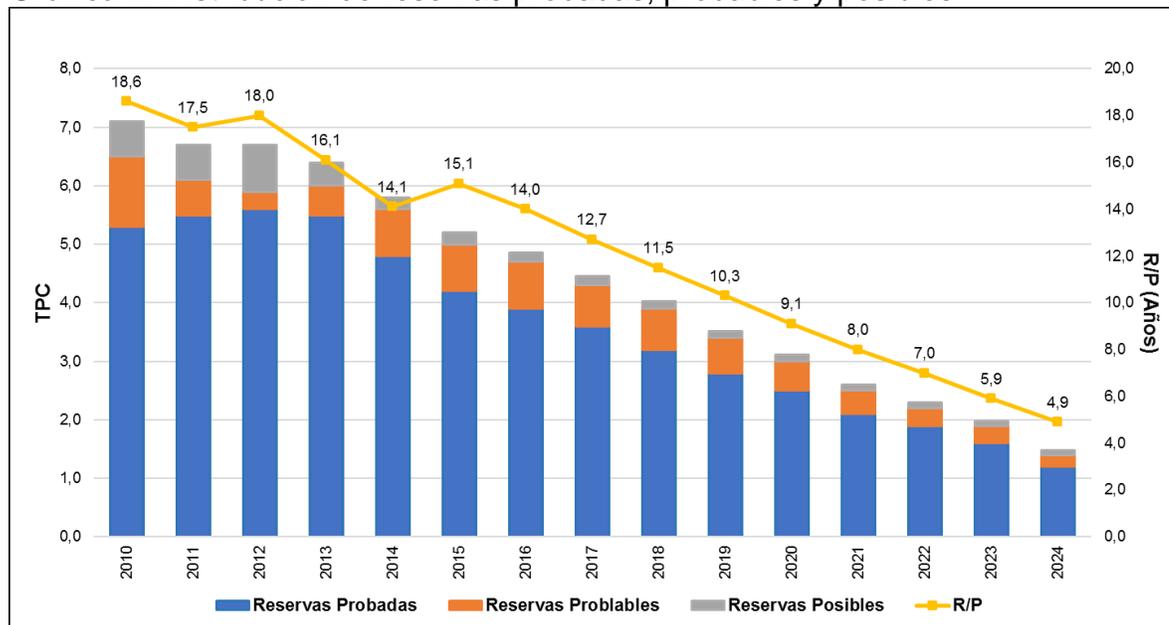
3.1.1 Reservas de gas natural. Según un estudio realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)¹⁹, las reservas totales de gas natural a diciembre 31 de 2014 están compuestas por reservas probadas, probables y posibles alcanzando un total de 5.914,96 GPC.

- Reservas probadas: alcanzaron un volumen de 4.758,51 GPC, están concentradas en tres cuencas principalmente, Llanos Orientales los cuales comprenden el 58% del total, la Guajira la cual contiene el 23% y le siguen en su orden Valle Inferior con 12% y Valle Medio con 2,5%.
- Reservas probables: alcanzaron un volumen de 866,41 GPC, la mayor cantidad se encuentran en la cuenca de la Guajira con un 35,7%, y al igual que las reservas probadas se encuentran concentradas mayoritariamente en las cuencas anteriormente mencionadas.
- Reservas posibles: llegaron a un volumen de 290,03 GPC, estas se reparten entre el Valle inferior con un 47,7% y en Llanos Orientales con un 39,3%.

¹⁹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Balance de Gas Natural 2016-2025. 2016. p. 3-11

La **Gráfica 2** presenta la distribución de las reservas, los valores de los años 2010 al 2014 corresponden a las reservas certificadas y reportadas a la ANH, del 2015 en adelante corresponde a las reservas del 2014 descontando los volúmenes que las empresas operadoras de los campos esperan producir y no incluye incorporación de reservas nuevas. La gráfica presenta un comportamiento de declinación en la cual la relación reservas producción se reduce a cinco años para el 2024.

Gráfica 2. Distribución de reservas probadas, probables y posibles



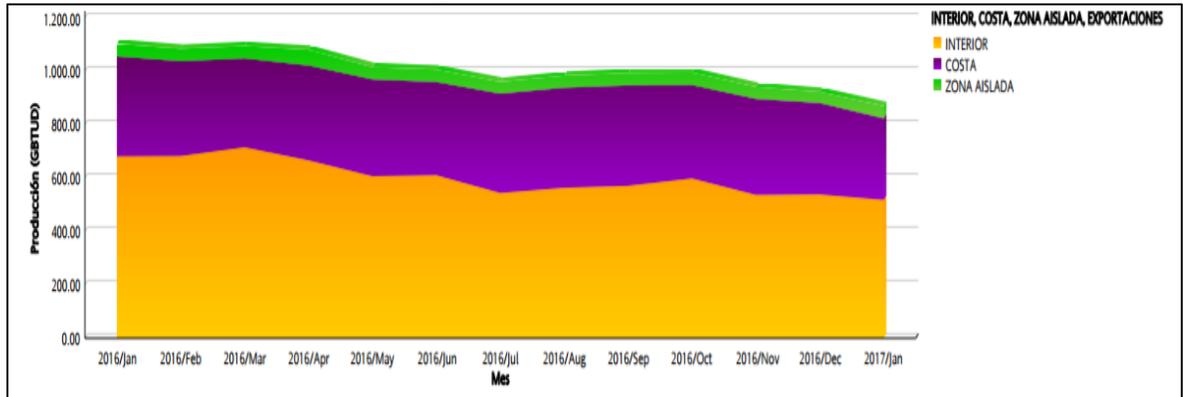
Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Balance de Gas Natural 2016-2025. 2016. p. 11. Modificado por los autores.

3.1.2 Producción de gas natural. La producción de gas natural del país en el año 2013 fue de 1.146 MMPCD, para el año 2014 está disminuyendo un 4,54% lo que significa niveles de 1,094 MMPCD y de igual manera para el año 2015 la producción bajó nuevamente un 8,5% obteniendo una producción próxima a los 1.000 MMPCD de gas natural producido en el país. En diciembre del 2016 la producción disminuyó llegando a 921,96 MMPCD y para abril de 2017, la producción de gas natural en Colombia fue de 959 MMPCD²⁰.

En la **Gráfica 3** se puede observar la variación de la producción de gas en las distintas zonas del país en cada mes del 2016, en donde para el mes de diciembre la producción en la Costa Caribe fue de 342,25 MMPCD.

²⁰ Concentra. Producción Real Abril 2017. [en línea]. [citado 30 Mayo 2017], disponible en internet: <https://concentra.co/productos/produccion/produccion-real>

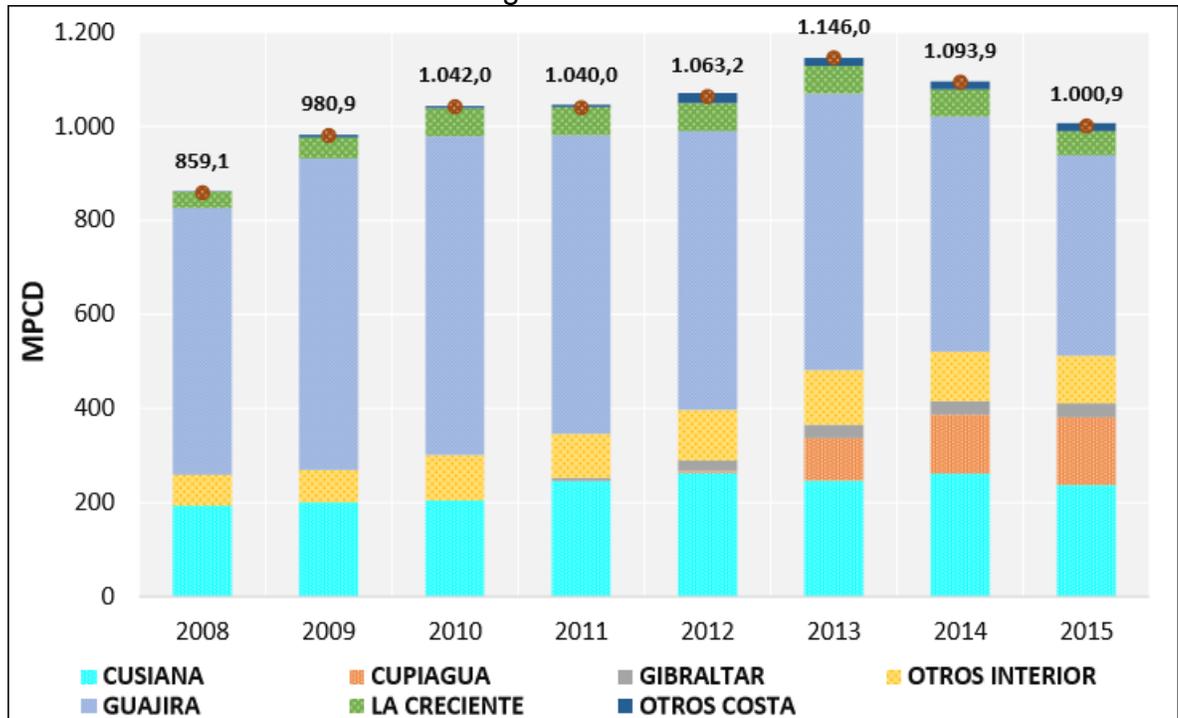
Gráfica 3. Producción real de gas en Colombia en el 2016



Fuente: Concentra. Gas natural en Colombia, cifras consolidadas 2016. 2017. p. 53.

En la **Gráfica 4** se observa la producción de los principales campos de gas en el país, en donde en el año 2015, el 80,7% de la producción fue proveniente de los campos Cupiagua, Cusiana, Ballena y Chuchupa, en donde observamos que el mayor aporte a la producción de gas se encuentra en la Guajira. La Creciente por su parte tuvo un incremento de producción en estos años llegando al 5,5% del total nacional.

Gráfica 4. Producción histórica de gas natural en Colombia

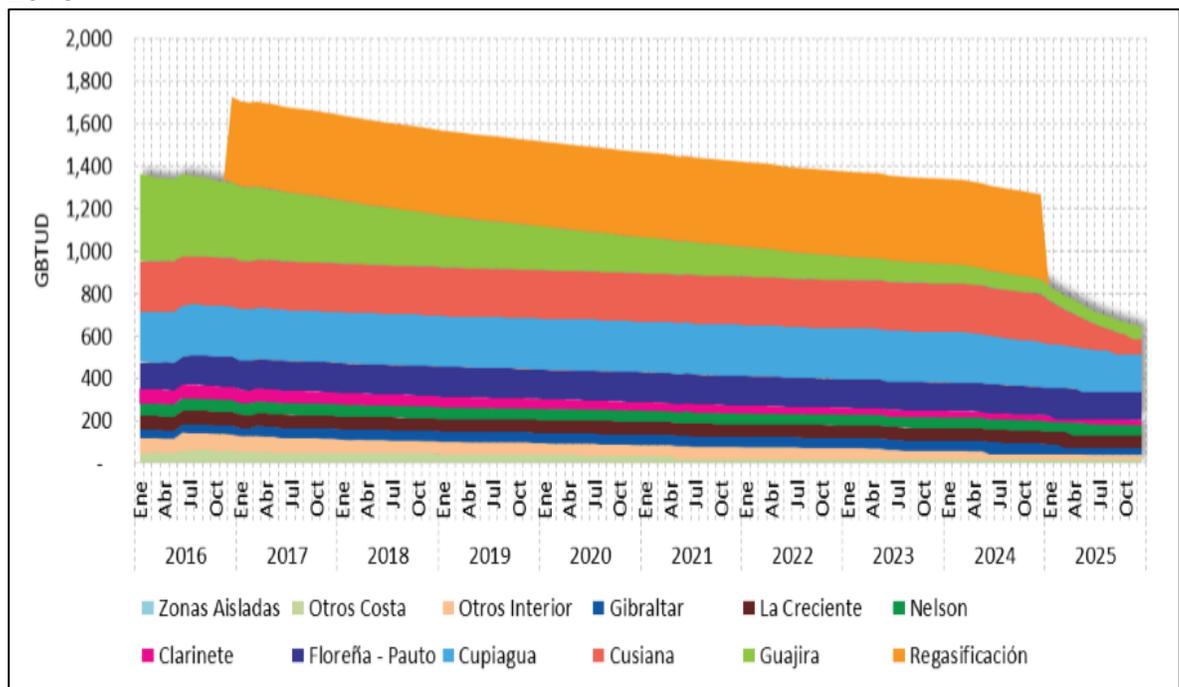


Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Balance de Gas Natural 2016-2025. 2016. p. 17.

3.1.3 Declaración de producción. La declaración de producción certificada por los agentes y publicada por el Ministerio de Minas y Energía (MME) mediante la Resolución Minminas 31132 de marzo 30 de 2016, conforme lo definió en el Decreto 2100 de 2011 está conformada por el potencial de producción (PP), el gas de operación del campo y las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV). Así mismo, el potencial de producción (PP) incluye la producción total disponible para la venta y la producción comprometida; y excluye el gas de operación del campo.

En la **Gráfica 5** se presenta la declaración de producción de gas natural por campo para los próximos diez años, la cual como ya se había mencionado, es considerada la oferta base para la elaboración de los análisis.

Gráfica 5. Declaración de Producción de gas natural Resolución MME 31132 de 2016



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Declaración de producción de gas natural 2016. [en línea]. [citado 30 Mayo 2017], disponible en internet: <https://www.minminas.gov.co/declaracion-de-produccion-de-gas-natural>.

Cusiana, Cupiagua y Floreña, proyectan para el año 2016 una participación del 39% de la oferta total nacional, porcentaje que va aumentando año a año a una tasa del 5% aproximada hasta alcanzar una participación del 56% en el año 2024 y del 51% en el 2025, hasta que el campo Cusiana inicia una de fuerte declinación.

Chuchupa y Ballena participan con el 28% de la oferta nacional en el año 2016, participación que se reduce al 20% en el año 2019, al 15% en el 2021 y al 9% en el 2025.

La producción de los campos como La Creciente, Nelson, el Díficil y Clarinete, junto con 400 GBTUD (según la empresa CALAMARI LNG S.A. E.S.P.) producto de la importación de gas natural proveniente de la planta ubicada en Cartagena, permite que la cuenca del Valle Inferior del Magdalena participe con el 38% de la oferta total nacional hacia diciembre de 2016, alcanzando valores del 45% a finales de 2024.

En la **Tabla 4** se presentan las cuencas sedimentarias con los respectivos campos de producción de gas natural.

Tabla 4. Campos productores de gas en el país

Cuenca	Campos de Producción
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua
Guajira	Ballena, Chuchupa
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro, Cupiagua, Cusiana, Floreña, Kananaskis, La Casona, La Estancia, La Punta, Pauto Sur, Ramiriqui, Santo Domingo centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte, Vigía y Vigía sur.
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Bonga, Bullerengue, Caña Flecha, Cicuco, Clarinete, EL Díficil, Katana, La Creciente, Mamey, Nelson, Palmer, Pedernalito.
Valle Medio del Magdalena	Caramelo, Compae, Corazón, Corazón 9, Corazón West, Corazón West C, La Cira Infanta, La Salina, Liebre, Lisama, Ilanito, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Toposi, Toqui Toqui y Yarigui Cantagallo.
Valle Superior del Magdalena	Arrayan, Dina Terciario, La Cañada Norte, La Hocha, Mana, Matachin Norte y Sur, Rio Opia, Santa Clara

Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 22.

La máxima capacidad de producción con oferta nacional ocurrió en enero del 2016 mes en el que se dispuso de 1.365,69 GBTUD, al entrar la planta de regasificación de Cartagena se tendrá una disponibilidad aproximada de 1.726,47 GBTUD.

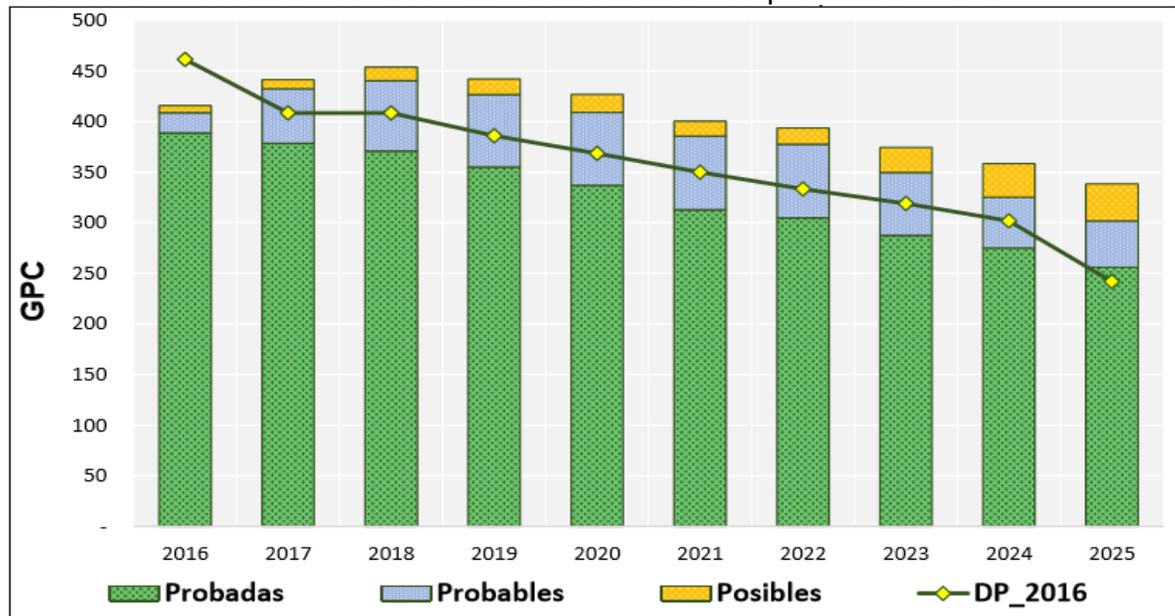
3.1.4 Escenarios de oferta de gas natural. La declaración de producción certificada por los agentes en marzo de 2016 es considerada como la oferta base para la realización de los balances y a partir de ésta se han definido dos escenarios

que incluyen la importación de Venezuela y el resultado de incorporación de reservas probables, posibles y nuevos recursos²¹.

- Escenario bajo: declaración de producción de 2016 (Resolución Minminas 31132 de marzo 30 de 2016).
- Escenario medio: escenario bajo + importaciones de Venezuela, toma como punto de partida el escenario bajo y se suman las cantidades importadas vía gasoducto desde Venezuela y que fueron declaradas por ECOPETROL estimadas entre 39 GBTUD hasta 150 GBTUD.
- Escenario alto: escenario medio + Desarrollo reservas probables y reservas posibles y la incorporación de nuevos recursos, tanto convencionales como no convencionales. Este escenario está conformado por el escenario medio, adicionado por una fracción de las reservas probables y posibles; para ello, se supone que se incorpora el 50% de la diferencia entre la curva de producción de reservas totales informada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a corte 31 de diciembre de 2014 y la declaración de producción de 2016 (área por encima de la curva de declaración).

En la **Gráfica 6** se muestran las proyecciones de oferta de gas natural en Colombia.

Gráfica 6. Producción de reservas Vs declaración de producción 2016



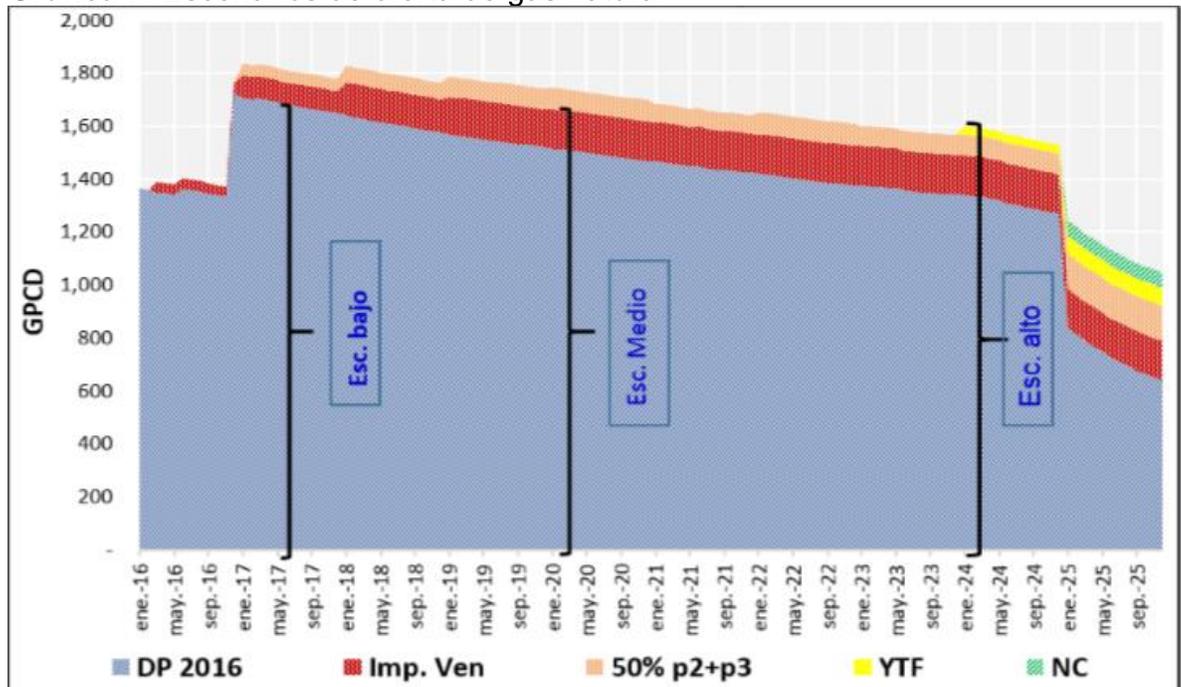
Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 25.

²¹ Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 24.

Además de lo anterior la ANH viene desarrollando un plan de incorporación de recursos “yet to find” a partir de enero de 2024 mediante la extracción de recursos no convencionales como lo son el offshore colombiano o recursos provenientes de carbón (CBM) a partir de 2025 en la cuenca cesar ranchería.

La **Gráfica 7** muestra los tres escenarios posibles en donde se tiene en cuenta todos los factores mencionados anteriormente como lo son la importación de Venezuela, desarrollo de reservas probadas y posibles y recursos yet to find.

Gráfica 7. Escenarios de oferta de gas natural



Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 25.

3.2 DEMANDA DE GAS NATURAL

Según un informe publicado por la unidad de planeación minero energética (UPME)²², para realizar la estimación de demanda total de gas natural, se tuvieron en cuenta proyecciones individuales de consumo de las diferentes áreas como lo son la residencial, comercial (terciario), industrial, petroquímico, petrolero (ECP), transporte (GNV), y termoeléctrico.

²² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Balance de Gas Natural 2016-2025. 2016. p. 50-72.

Los supuestos que determinaron el escenario base de proyección de gas natural hacen referencia al escenario PIB de mediano plazo publicado por el Ministerio de Hacienda y Crédito público y por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), la estimación de crecimiento de la población definida por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y por la aplicación de precios de los diferentes energéticos que son sustituibles entre sí.

3.2.1 Estimación de demanda de gas natural. Es importante describir cada uno de los sectores implicados en la demanda de gas natural ya que con base en ellos se puede realizar una estimación general para presentar un escenario concreto de oferta y demanda.

3.2.1.1 Sector Residencial. El servicio de gas natural cubre a más de 7,9 millones de hogares, en donde el consumo promedio por hogar se aproxima a los 17 m³ mensuales²³, por lo tanto el incremento en la demanda está relacionado directamente con el crecimiento demográfico y el incremento de cobertura en cada uno de los mercados evaluados por la UPME²⁴.

La **Gráfica 8** presenta el crecimiento potencial de cobertura regional, donde la región de la Costa Caribe ya está alcanzando su nivel de saturación con lo cual el crecimiento de nuevos usuarios es bajo.

La **Gráfica 9** muestra la proyección regional de largo plazo para el sector residencial, en donde vemos que la Costa maneja un crecimiento promedio anual bajo con respecto a la región Noroeste.

3.2.1.2 Sector comercial. La demanda de gas natural en el sector comercial en el 2015 presentó una disminución del 14,7% con respecto al 2014²⁵, presentando un comportamiento distinto a la demanda de gas natural en el sector residencial, lo que genera que se presente un comportamiento que no era el esperado.

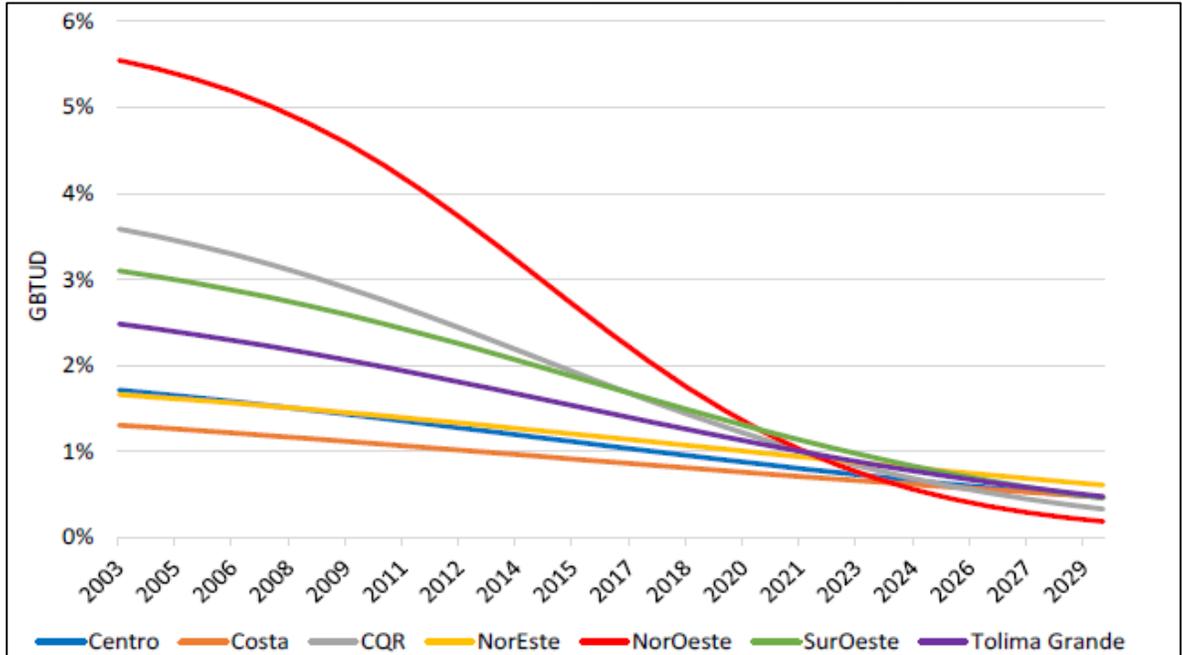
La demanda comercial considera una tasa de crecimiento anual promedio de 2,48% entre 2015 y 2029, la región de la Costa es la segunda de mayor contribución solo por detrás de la región Centro, tal como se puede observar en la **Gráfica 10**.

²³ Ministerio de Minas y Energía. Cobertura Gas Combustible diciembre 2015. [en línea]. [citado 10 abril 2017], disponible en internet: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1157884/Coberturas+gas+combustible-Dic2015_GN+%281%29.pdf/467b08cf-a2aa-47e3-ae29-7030321c887e

²⁴ Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Proyección de Demanda de gas natural. 2015. p. 26.

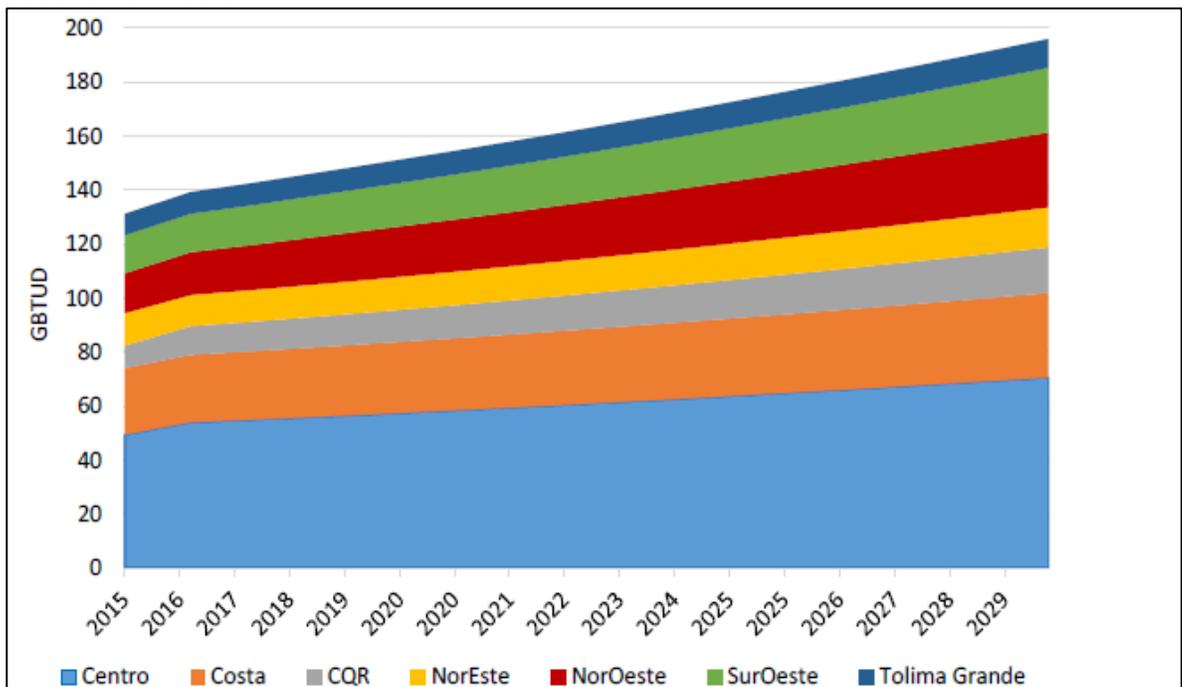
²⁵ Ibid., p. 28.

Gráfica 8. Crecimiento del número de hogares con servicio de gas natural



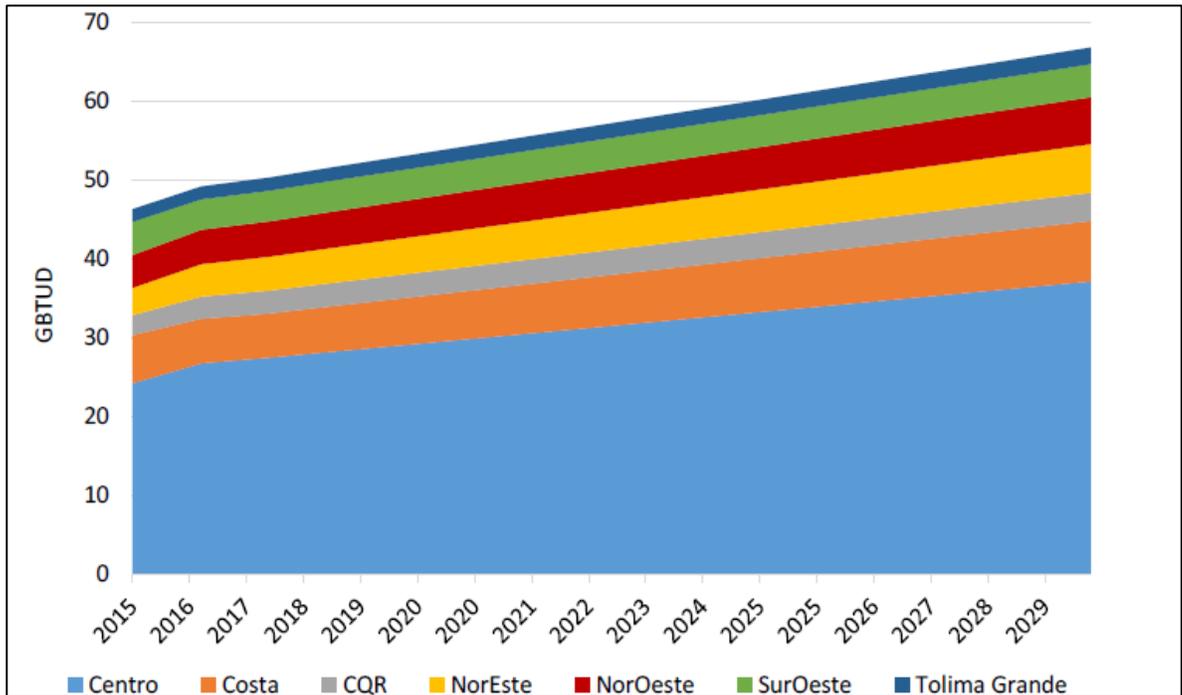
Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 33.

Gráfica 9. Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio



Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 34.

Gráfica 10. Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio



Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 36.

3.2.1.3 Sector petroquímico. La Costa tiene una participación del 95% en la demanda de gas natural del sector petroquímico con respecto a las otras regiones del país, esta demanda disminuyó un 4.6% en la Costa atlántica debido principalmente a un decrecimiento del índice de producción real del sector de químicos básicos²⁶.

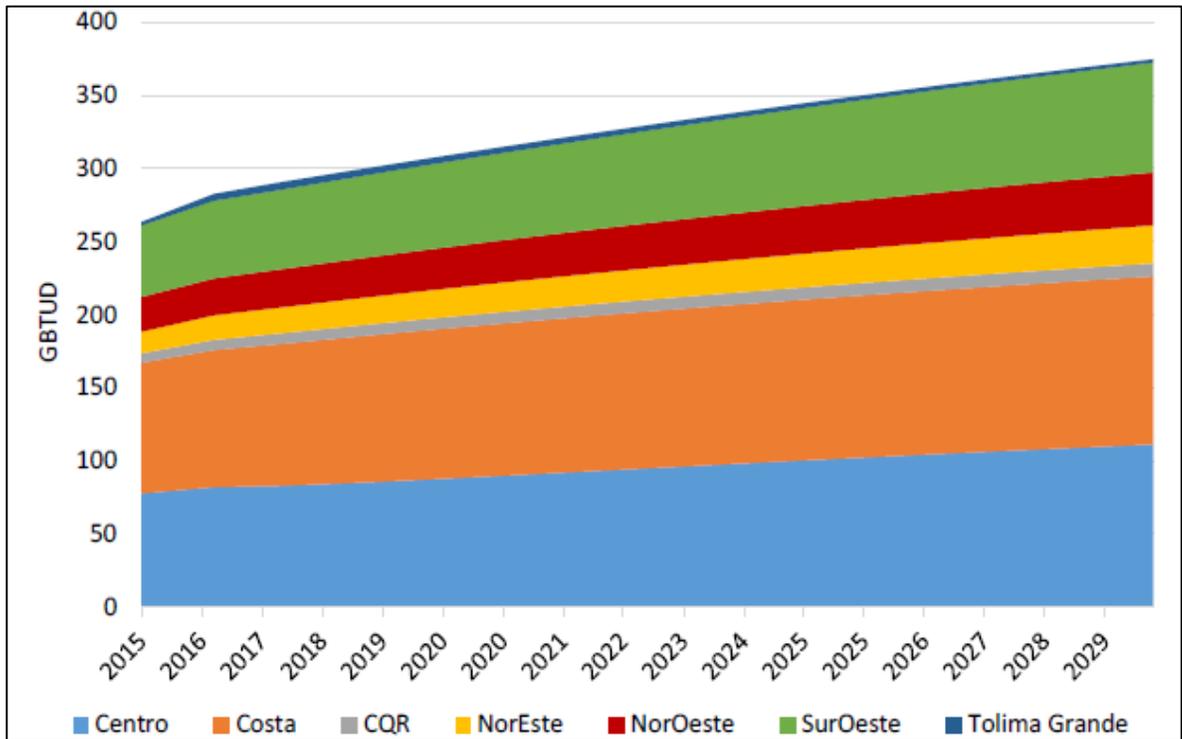
3.2.1.4 Sector industrial. Es el segundo consumidor de gas natural con una participación del 28% ya que es uno de los principales energéticos utilizados por este sector, también este fue uno de los sectores que mostró tasas de decrecimiento al pasar de 275 GBTU a 263 GBTU.

El centro y la Costa se mantiene como las regiones de mayor participación relativa, llegando a 60% en 2029, pese a que las tasas de crecimiento medio solo alcanzan 2,4% y 1,7% promedio año respectivamente, lo cual es superado por las regiones del noreste (3,8%), suroeste (2,9%) y noroeste (2,8%), pero con contribuciones pequeñas.

²⁶ Banco de la República Colombia. *Boletín Económico Regional Costa Caribe*. [en línea]. [citado 10 abril 2017], disponible en internet: http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/ber_costacaribe_tri4_2015.pdf.

En la **Gráfica 11** se presentan los resultados de estimación de la demanda de gas natural con destino al sector industrial la cual se espera tener gran crecimiento.

Gráfica 11. Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio



Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 39.

3.2.1.5 Sector transporte. Durante el 2016 el sector de GNV consumió en promedio 74 GBTUD al mes lo cual representa el 7 % del consumo nacional²⁷. En concordancia con la disminución de vehículo activos durante los dos últimos años, el consumo de GNV a nivel nacional no ha logrado cumplir las expectativas de crecimiento y presenta una desaceleración de 2.2 % y 11.4 % para el 2015 y 2016 respectivamente.

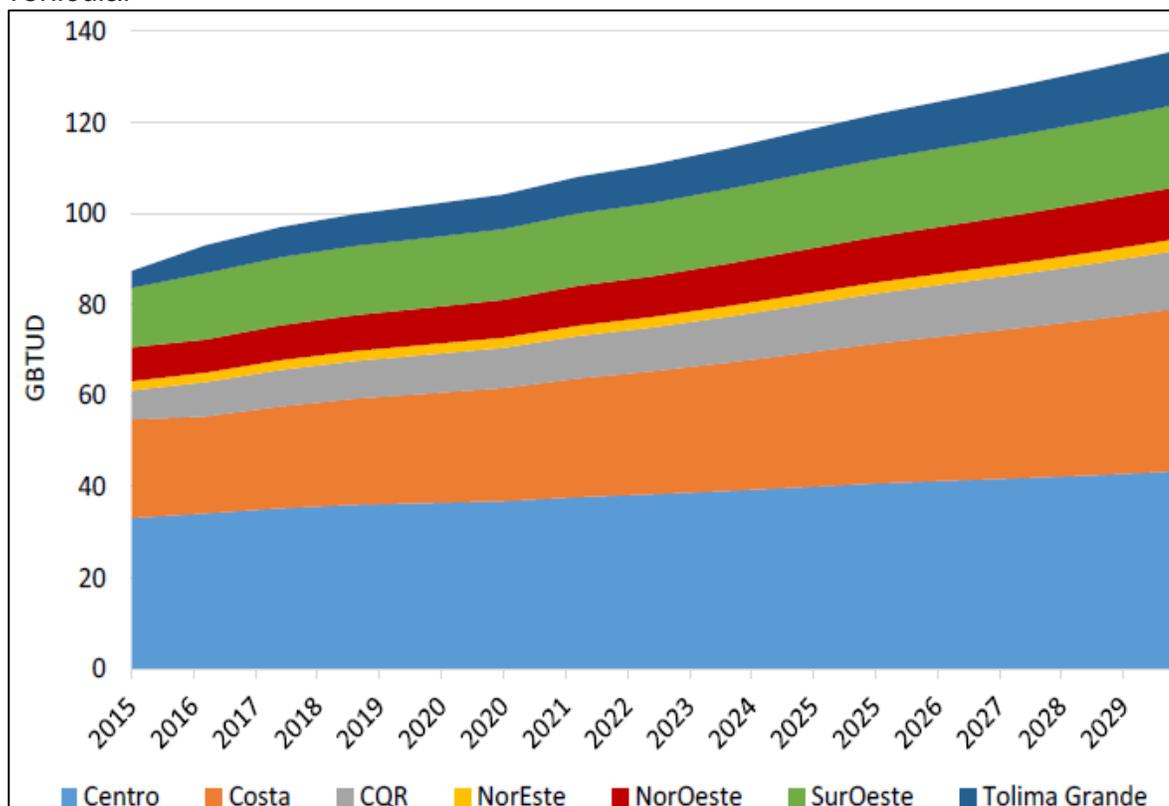
En el 2015 el consumo medio mensual disminuyo aproximadamente en 2 GBTUD (equivalente a una disminución promedio de 0.02 GBTUD por ciudad), para el caso del 2016 la disminución fue de 9.4 GBTUD (equivalente a una disminución promedio de 0.13 GBTUD por ciudad). A partir de estas cifras se infiere que, particularmente en el último año, el sector de GNV está presentado una desaceleración significativa en el consumo²⁸.

²⁷ CONCENTRA. Evolución y caracterización del gas natural vehicular comprimido (GNVC) en Colombia. 2017. p. 19.

²⁸ Ibid., p. 20.

Según proyecciones escenario medio crecerá al 3.2% al pasar de 87 GBTUD en 2015 a 135 GBTUD en 2029²⁹, tal como se muestra en la **Gráfica 12**.

Gráfica 12. Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte vehicular



Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 41.

3.2.1.6 Sector termoeléctrico. La demanda del sector termoeléctrico depende principalmente de los aportes hidrológicos, así como de la senda de expansión de la capacidad de generación eléctrica en el largo plazo, por lo cual se generan múltiples escenarios, como se observa en la **Gráfica 13**, como el fenómeno del niño, los cuales tienen una relación directa con Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029, el cual fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40095 del 01 de febrero de 2016.

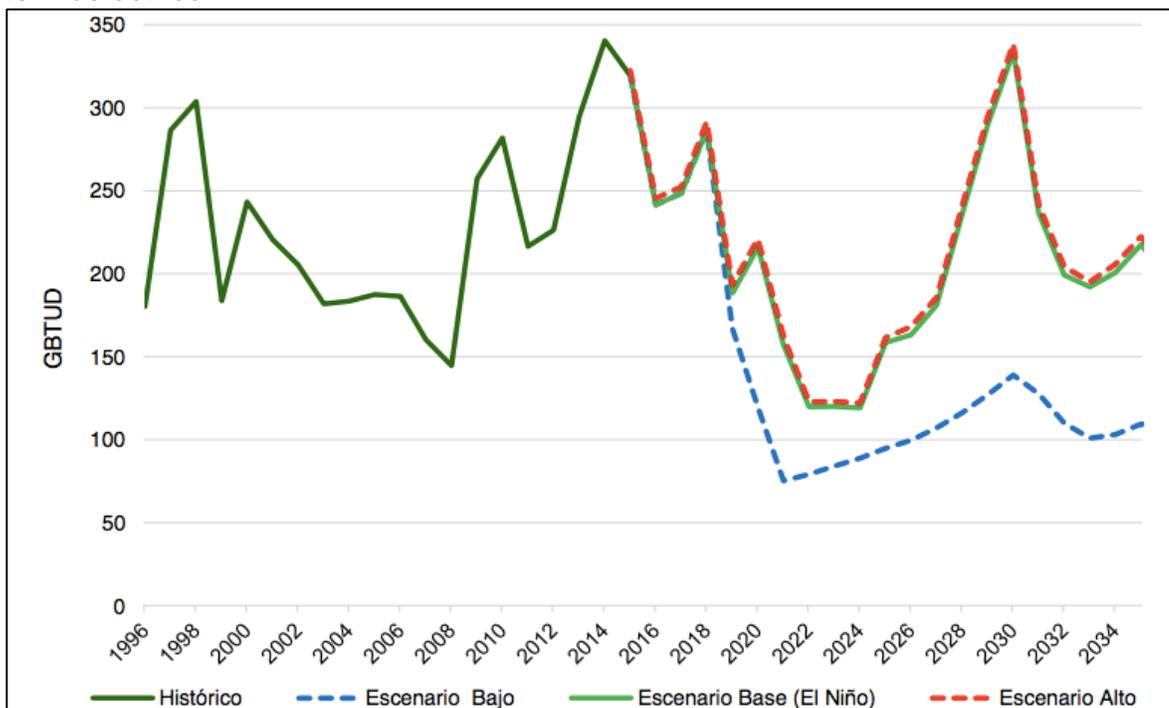
Para determinar la demanda, la UPME³⁰ utiliza el modelo energético SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) el cual simula la operación futura del sistema interconectado nacional y proyecta el costo marginal del sistema, la

²⁹ Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Proyección de Demanda de gas natural. 2015. p. 36.

³⁰ Ibid., p. 44.

generación de energía por central y los respectivos consumos de combustible asociados a cada tecnología, en función de la proyección de demanda energética, los escenarios de expansión del parque generador, los costos de combustible utilizados para la generación de energía, los costos de operación y administración de cada una de las unidades generadoras, la disponibilidad de los combustibles, las series hidrológicas, de velocidad de viento y radiación solar históricas y proyectadas.

Gráfica 13. Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico



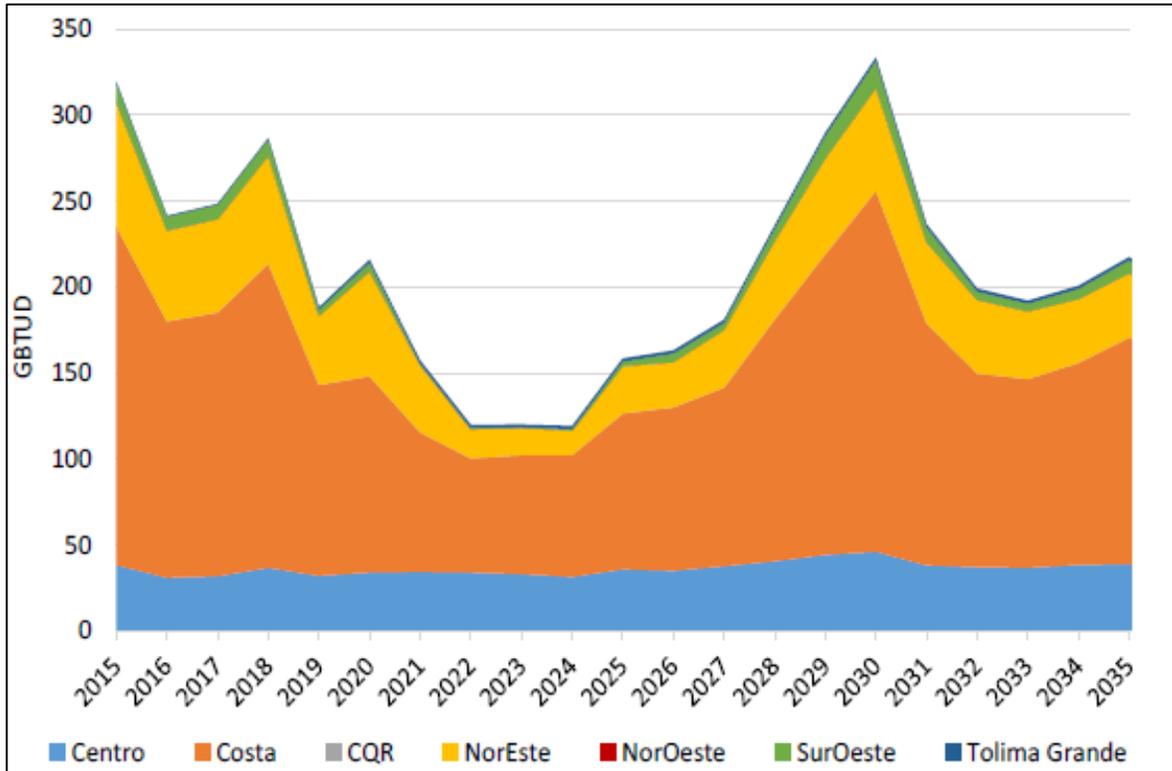
Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Proyección de Demanda de gas natural. 2015. p. 48.

Se realiza la simulación sin tener en cuenta limitaciones físicas y naturales de la red de transmisión eléctrica y tampoco se tiene en cuenta las condiciones del mercado. La **Gráfica 14** muestra la demanda regional de gas natural para generación de electricidad.

Se consideran también distintos aspectos para el consumo de gas natural en la generación eléctrica, como un incremento en el periodo 2016-2018 debido a las generaciones de seguridad para evitar contingencias locales en la región de la Costa caribe, también un pico de consumo en el 2018 en esta región ocasionado por proyectos mineros y sociedades portuarias, también se considera que para el año 2019 se va a generar una fuerte caída en el consumo debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos como Ituango y porvenir, así como por la entrada

en servicio de corredor en 500 kV Ituango – Cerromatoso – Chinú – Copey, que disminuye de manera significativa la generación de seguridad en el área Caribe.

Gráfica 14. Proyección regional de demanda de gas natural sector termoeléctrico, escenario base



Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Proyección de Demanda de gas natural. 2015. p. 45.

3.2.2 Estimación de demanda en la región de la Costa atlántica colombiana.

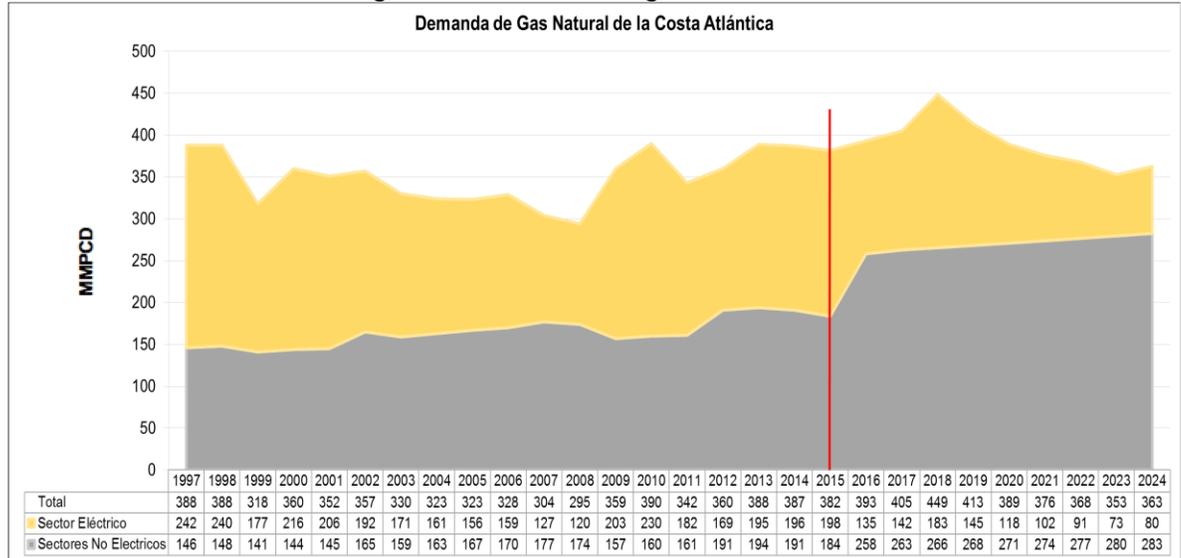
Según las proyecciones presentadas de la demanda de gas natural en el país para los principales consumidores, se realizó el resumen de esta información detallando únicamente los datos de la región de la Costa atlántica colombiana.

En esta región, el consumo del hidrocarburo gaseosos se divide en dos grandes sectores, el primero el sector termoeléctrico, que en la actualidad es el mayor demandante debido a las numerosas y robustas plantas de generación eléctrica ubicadas en el área, tales como TEBSAB, Termocandelaria y TermoFlores. El segundo sector es el denominado “no eléctrico”, en los que se destacan el sector industrial y petroquímico (refinería de Cartagena).

La **Gráfica 15** muestra el crecimiento histórico de la demanda de gas natural en la región caribe colombiana, junto con una proyección hasta el año 2026 según los

datos presentados por la UPME³¹, para cada sector consumidor. Se destaca el importante crecimiento del sector no eléctrico para el año 2017, promovido principalmente por la entrada en funcionamiento de la nueva refinería de Cartagena (REFICAR).

Gráfica 15. Demanda de gas natural en la región caribe colombiana



3.3 BALANCE OFERTA DEMANDA DE GAS NATURAL

Se presentan distintos tipos de escenarios con el fin de establecer con detalle los periodos en los cuales podrían presentarse superávit o déficits de gas natural.

3.3.1 Escenario bajo de oferta. Según la unidad de planeación minero energética (UPME)³². Con el escenario de demanda medio se presenta un equilibrio hasta noviembre del 2023, hasta enero de 2025 frente al escenario de demanda baja y hasta febrero de 2023 con el escenario de demanda alta

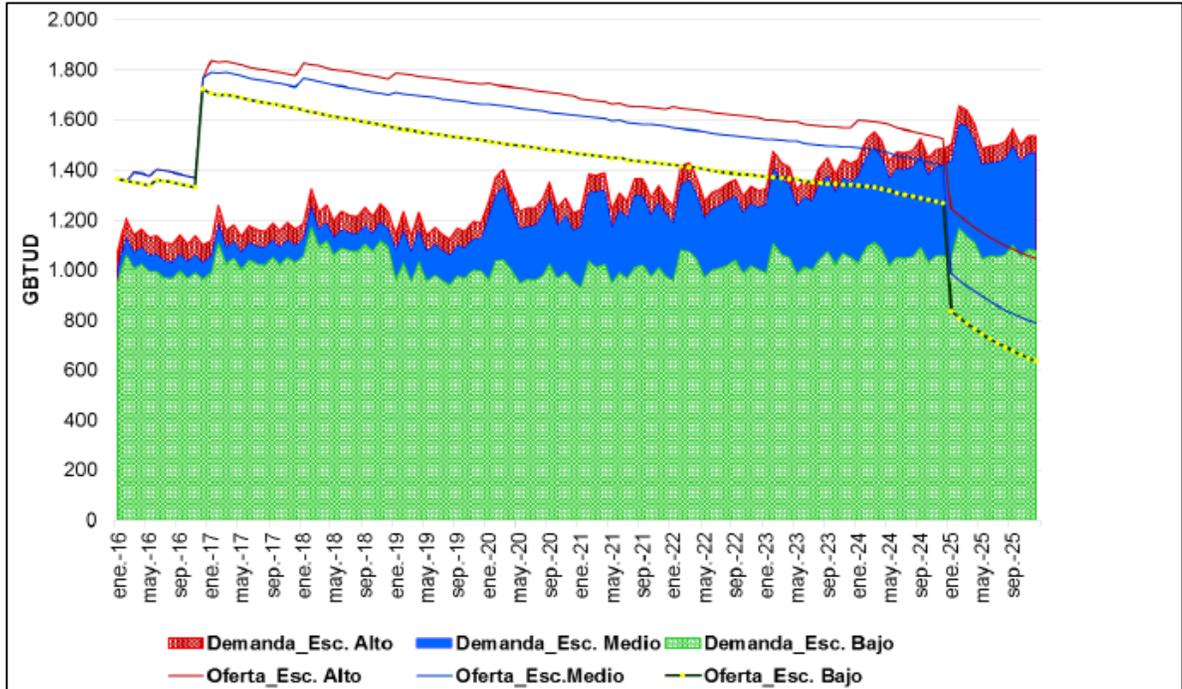
3.3.2 Escenario medio de oferta. Con este escenario y los escenarios medio y bajo de demanda se presenta equilibrio hasta el mes de enero de 2025. Frente al escenario alto de demanda se nota déficit desde marzo de 2024.

3.3.3 Escenario alto de oferta. Con este escenario y los escenarios alto, medio y bajo de demanda, se observa equilibrio hasta enero de 2025 y frente al escenario de baja demanda hasta septiembre del 2025. La **Gráfica 16** presenta el balance nacional de oferta y demanda de gas natural en sus tres principales escenarios.

³¹ Ibid., p. 23-56.

³² Ibid., p. 83.

Gráfica 16. Escenarios de oferta y demanda de gas natural 2016-2025

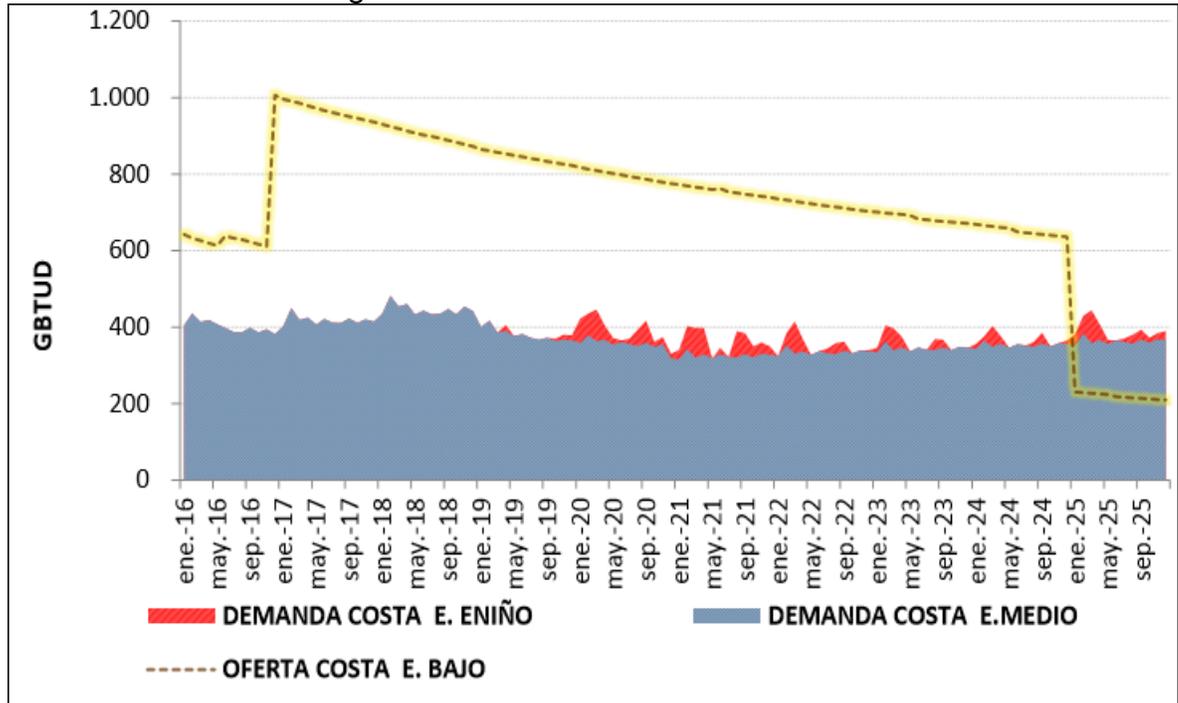


Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 57.

3.3.4 Balance de gas natural en la Costa. Como se observa en la **Gráfica 17** a partir del año 2017 independientemente de los escenarios de oferta y demanda va a existir una sobreoferta de gas natural, lo cual se genera debido a distintos aspectos como:

- Regasificadora de Cartagena, en donde la empresa CALAMARI LNG S.A. E.S.P. informó sobre la disponibilidad de 400 GBTUD de gas natural importado a través de la planta ubicada Cartagena desde diciembre de 2016 hasta diciembre de 2024, lo cual permite que la cuenca del Valle Inferior del Magdalena participe con el 38% de la oferta hacia diciembre de 2016, alcanzando valores del 45% a finales de 2024.
- Descubrimiento de nuevos bloques de gas natural como los pozos Bullerengue Sur-1 en el Bloque Bullerengue, Orca-1 en el Bloque de Tayrona, Kronos-1 en el Bloque Fuerte Norte y recientemente Purple angel-1 el cual se encuentra en el mismo bloque comprobando el potencial de este bloque.

Gráfica 17. Balance de gas natural en la Costa caribe



Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 60.

3.4 COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL BLOQUE LA CRECIENTE

Además de los aspectos de oferta y demanda, también se pone en consideración la duración de los contratos de venta de gas que están establecidos actualmente para el gas producido en el área objeto de estudio.

De acuerdo a datos suministrados por la compañía operadora Pacific E&P³³, el Bloque La Creciente a mayo de 2017 tiene dos contratos de suministro en firme de gas natural y un contrato de opción de compra de gas, como se presentan en la **Tabla 5**.

Como se presentó en la declaración de oferta, el potencial de Producción de La Creciente es de 60 GBTUD hasta 2021 con las condiciones actuales de operación. Por lo cual, según el volumen contratado actualmente, se presenta un volumen para comercializar en Firme de aproximadamente 25 GBTUD por 1 o por 5 años a partir de enero de 2017, esto debido a la terminación y no prórroga de un contrato de suministro en firme que se tenía por un volumen de 26,2 GBTUD.

³³ PACIFIC E&P. Plan de comercialización gas natural 2016. 2016. p. 4-7.

Tabla 5. Contratos comerciales actuales Bloque La Creciente

Cliente	Tipo de Contrato	Volumen Contratado MBTUD	Duración
Cliente 1	Suministro en Firme	15.000	31/12/2017
Cliente 2	Suministro en Firme	4.800	30/11/2017
Cliente 3	Opción de Compra de Gas	15.000	08/02/2017

Fuente: Pacific E&P.

De acuerdo a lo anterior y considerando las expectativas de mercado en el mediano plazo, es decir, sobre oferta de gas nacional a partir del año 2017 en la región caribe colombiana y dependiendo de las expectativas de precio, se plantea la posibilidad de comprometer 20 GBTUD, equivalentes a 20 MMPCD, para la evaluación de este trabajo de grado.

3.5 BALANCE OFERTA DEMANDA DE PRODUCTOS DE LAS ALTERNATIVAS

En la presente revisión se muestra el balance oferta demanda nacional del gas natural licuado, combustibles líquidos y energía eléctrica, a corto y mediano plazo de acuerdo a la información publicada por los agentes de planeación energética.

3.5.1 Gas natural licuado. Este producto no cuenta aún con un mercado interno de comercialización, al ser una forma de transportar gas natural a grandes distancias, el balance de oferta y demanda se basa en el mismo del gas natural en estado gaseoso.

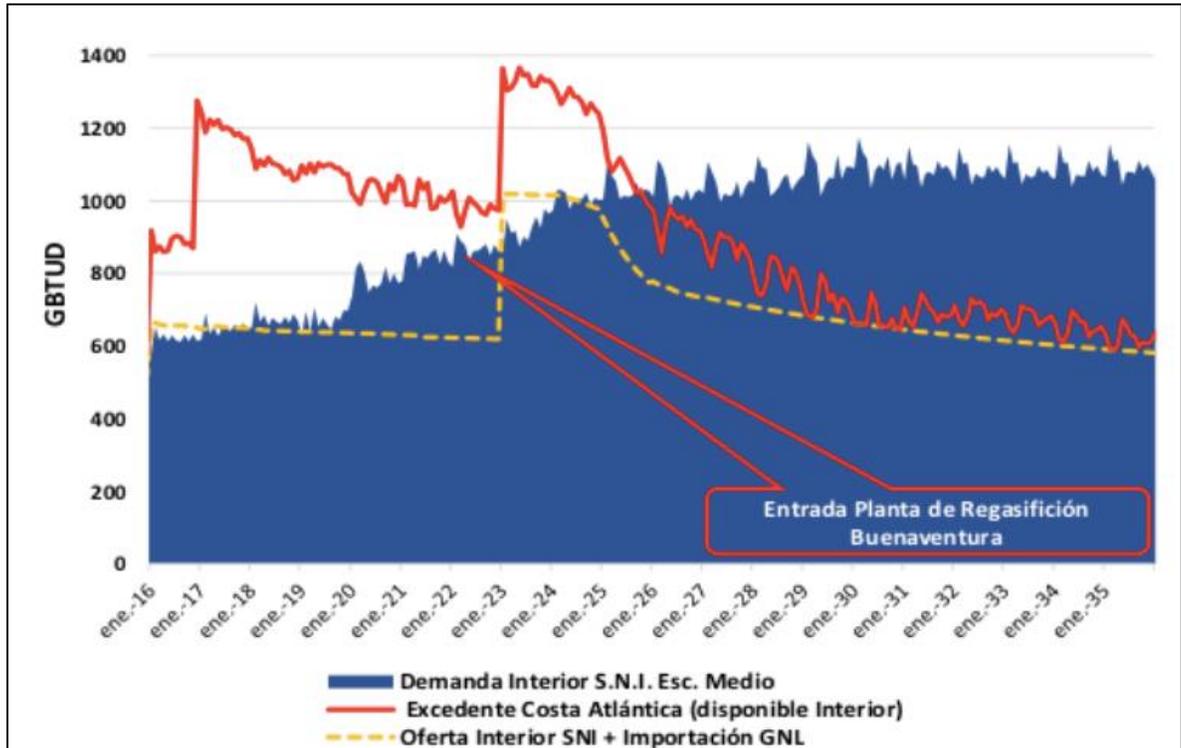
El posible mercado nacional a grandes distancias es el del interior del país y la de zonas aisladas, la situación de oferta y demanda para esta región proyectada por la UPME³⁴, se presentan en la **Gráfica 18**.

El Colombia se empezaron a establecer reglamentos para el mercado de GNL desde el año 2013, como se describe a continuación.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la resolución 54 de 2012, expidió una propuesta para aumentar la confiabilidad del sistema de gas natural en Colombia. En esta propuesta se presentaba una metodología de incentivos, para que las plantas termoeléctricas a gas pudieran optar por una oferta de gas natural importado (GNI), por medio de la inversión en proyectos de regasificación, ubicados en la bahía de Cartagena y la bahía de Buenaventura.

³⁴ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Op. cit., p. 83.

Gráfica 18. Balance Interior, Escenario de Referencia



Fuente: Unidad De Planeación Minero Energética (UPME). Plan transitorio nacional de abastecimiento de gas natural. 2016. p. 64.

La resolución 062 de 2013, modificada por la 152 de 2013, estableció que la Unidad de Planeación Minero Energético (UPME) definiría las plantas térmicas que pudieran prestar el servicio de generación de seguridad y los requerimientos de gas natural a suministrarse con GNL.

La planta de regasificación, ubicada en la bahía de Cartagena, es de tipo floating storage regasification unit (FSRU). Tendrá una capacidad de almacenamiento de 171.000 m³ de GNL, una capacidad de regasificación de 400 MPCD y quedará conectada por un gasoducto de 9.2 km y 18" al punto de entrada del SNT de Mamonal.

3.5.2 Combustibles líquidos. La demanda total nacional de combustibles líquidos, elaborada por el Programa de Evaluación de Energía y Potencia (ENPEP por sus siglas en inglés), herramienta desarrollada por el Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA por sus siglas en inglés) y publicadas por la unidad de planeación minero energético³⁵, es el siguiente.

³⁵ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Proyección de demanda de combustibles líquidos en Colombia. 2016. p. 13.

3.5.2.1 Diésel. A continuación, se presentan los resultados de la proyección de demanda y oferta de Diésel hasta el año 2030, en su escenario medio, modelado bajo datos de 2015. Los datos de producción son tomados de la oferta de diésel producido nacionalmente. La **Gráfica 19**, representa el comportamiento de este combustible.

Gráfica 19. Balance diésel

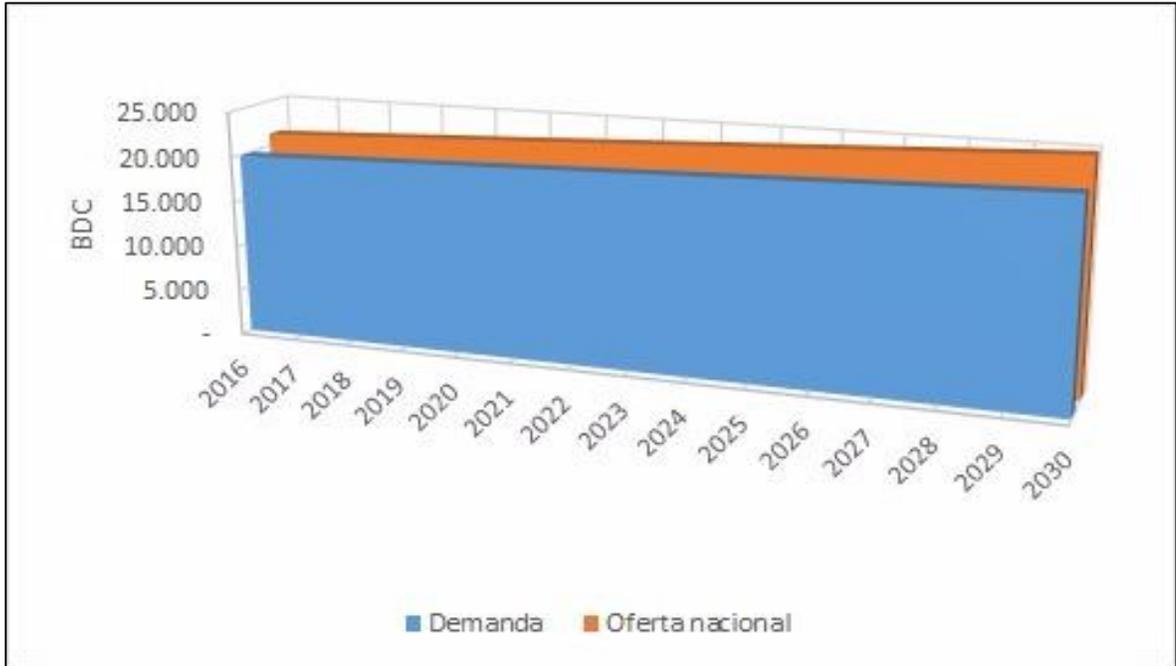


Fuente: UPME. Proyección de demanda de combustibles líquidos en Colombia. 2016. p. 13.

3.5.2.2 GLP. Para el caso de la proyección de GLP, se presentan los resultados obtenidos de la implementación del Modelo para el Análisis de Demanda de Energía (MAED por sus siglas en inglés), herramienta también desarrollada por la IAEA. Se toma el escenario medio y los datos de oferta también pertenecen al producido de este combustible el país. La **Gráfica 20**, representa el comportamiento de este combustible.

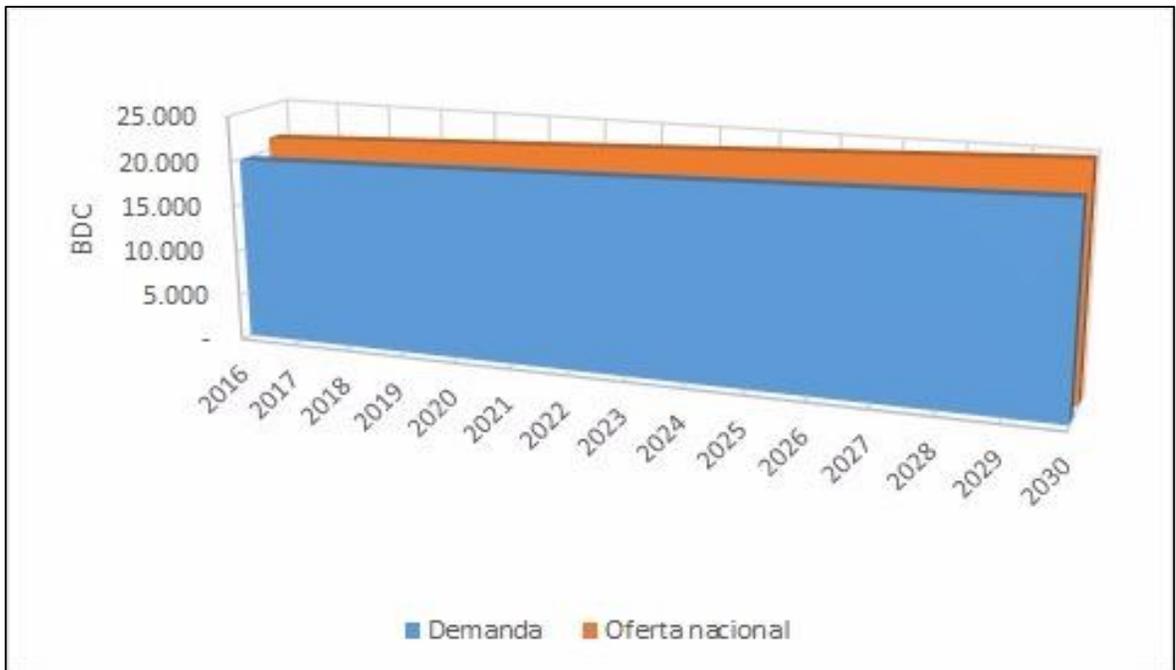
3.5.2.3 Nafta. A continuación, se presentan los resultados de la proyección de demanda y oferta de Nafta hasta el año 2030, en su escenario medio, modelado bajo datos de 2015. Los datos de producción son tomados de la oferta de nafta producida nacionalmente. La **Gráfica 21**, representa el comportamiento de este combustible.

Gráfica 20. Balance GLP



Fuente: UPME. Proyección de demanda de combustibles líquidos en Colombia. 2016. p. 17.

Gráfica 21. Balance Nafta

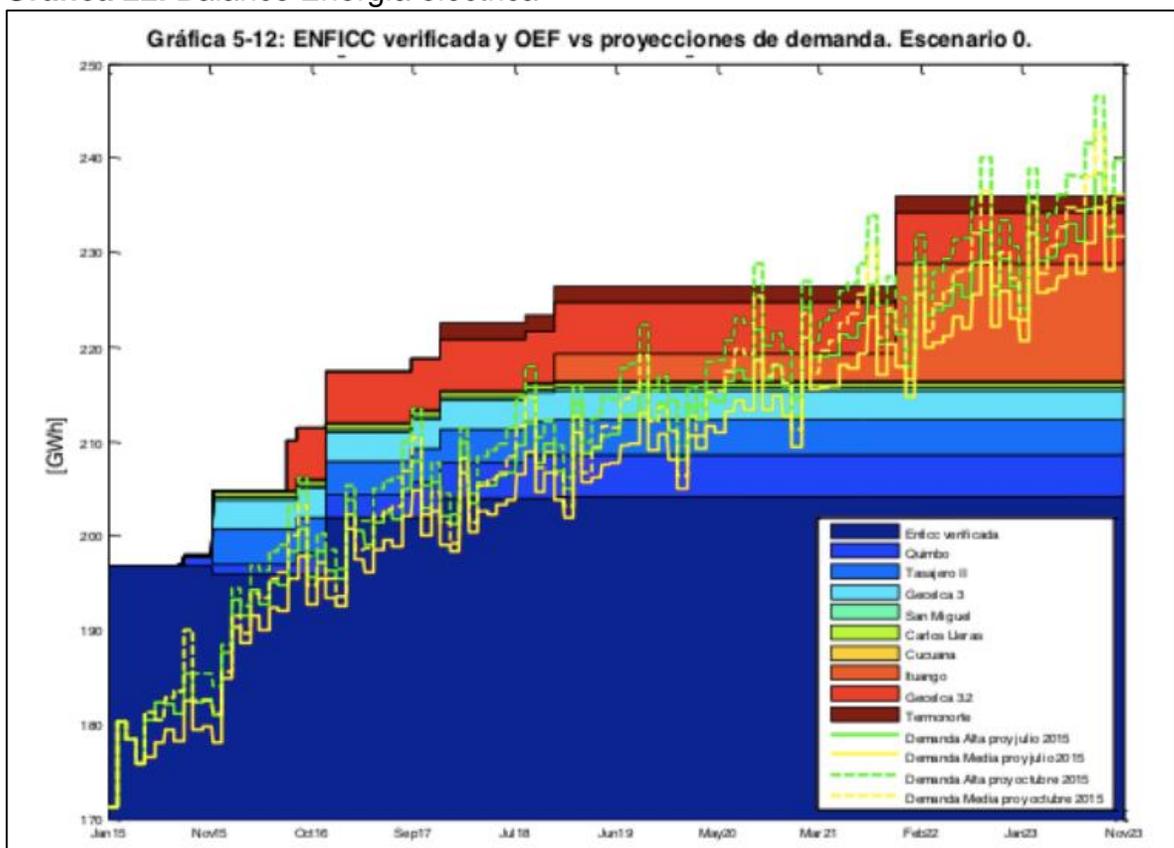


Fuente: UPME. Proyección de demanda de combustibles líquidos en Colombia. 2016. p. 17.

3.5.3 Energía Eléctrica. La demanda de energía eléctrica del SIN en el año 2016 fue de 68 GWh-año, presentando unos incrementos sostenidos de alrededor del 3% en los últimos años según la empresa reguladora del mercado XM³⁶. El alza en la demanda de energía es consecuente con el crecimiento económico que igualmente presenta el país. La demanda de energía en Colombia se concentra en los grandes centros poblados de la región andina y la Costa atlántica. La Capacidad de generación instalada representa a la oferta nacional.

La **Gráfica 22**, representa el comportamiento de la demanda y oferta para la energía eléctrica.

Gráfica 22. Balance Energía eléctrica



Fuente: UPME. Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015 – 2029. p. 82.

³⁶ XM E.S.P. Informe Técnico de gestión 2016. p. 98.

4. ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE PROCESAMIENTO APLICABLES AL GAS NATURAL

Es importante establecer distintas alternativas para la monetización del gas natural, por lo cual en este capítulo se presenta la descripción de procesos y equipos utilizados en cada una de las tres tecnologías de procesamiento aplicables al gas natural producido en el bloque La Creciente.

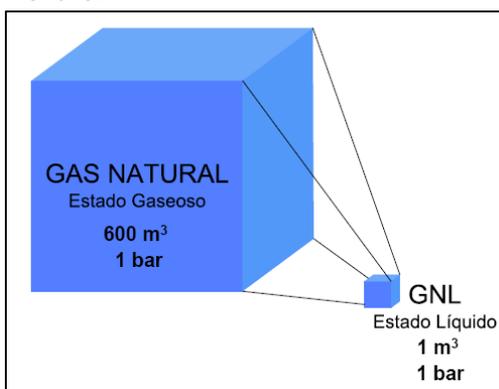
Las tres alternativas se presentarán en modelos a pequeña escala debido a que presentan distintos factores a favor de la implementación en este campo en específico, como menores costos de inversión y operativos, menores tiempos de instalación o reducción en costos de transporte entre otros.

4.1 GAS NATURAL LICUADO (GNL)

El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto de que se condensa a líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente de -161°C y presión atmosférica.

La licuefacción reduce el volumen del gas natural aproximadamente 600 veces, como se muestra en la **Figura 8**, haciéndolo así más económico para transportar entre grandes distancias, por medio de embarcaciones marítimas especiales o vehículos acondicionados, donde sistemas de transporte por tuberías tradicionales serían menos atractivos económicamente y podrían ser técnica o políticamente no factibles. De esta manera, la tecnología del gas natural licuado es una alternativa de comercialización a grandes distancias.

Figura 8. Volumen de GNL vs. Gas natural

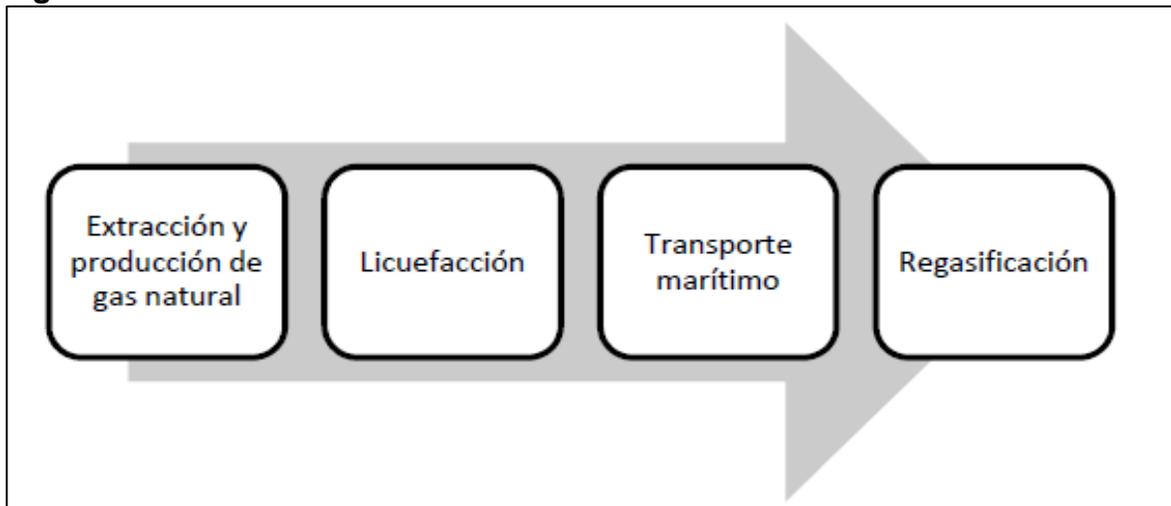


Fuente: Lloret, Pablo. Estado de la tecnología en la cadena de valor del gas natural: aplicaciones a nuevos productos y servicios. Tesis doctorado en diseño, fabricación y gestión de proyectos industriales. Valencia: Universidad Politécnica De Valencia, 2015. p. 41.

La producción, transporte y almacenaje de GNL son generalmente reportadas en toneladas métricas y m³, mientras que el gas natural es reportado en PC o metro cúbico estándar. Una tonelada métrica de GNL es equivalente a 48.7 mil pies cúbicos de gas. El factor de conversión exacto depende del peso molecular del gas.

4.1.1 Cadena de valor del Gas Natural Licuado. A continuación, se presentan las acciones necesarias para la aplicación completa de esta tecnología. La **Figura 9**, ilustra esta cadena.

Figura 9. Cadena de valor de GNL



Fuente: Neuman y Ruster. Estrategias corporativas de la cadena de suministro de LNG. 2004. p. 43.

- Exploración y producción. En la exploración se busca encontrar gas natural en la corteza terrestre, y en la producción del gas, llevarlo a los usuarios del mismo. Muchas veces el gas natural se descubre durante la búsqueda de petróleo.
- Licuefacción. Consiste en convertir el gas natural a estado líquido, para que así pueda ser transportado ocupando menores volúmenes. El gas que viene de los campos de producción se somete a los tratamientos necesarios para cumplir con las especificaciones técnicas del producto en el punto de entrega. Generalmente, estos procesos permiten la purificación casi completa del gas a casi 100% de metano.
- Transporte. Embarcaciones especiales son las que se encargan de llevar el GNL a las centrales de regasificación. Se puede realizar el transporte de GNL también por medio de camiones especialmente adaptados. Este tipo de transporte es más común en países que no poseen una red nacional de gasoductos.

- Regasificación. A la llegada al terminal en su estado líquido, el GNL primero es bombeado a un tanque de almacenamiento de doble pared (a presión atmosférica) similar al usado en la planta de licuación y después es bombeado a alta presión a través de diferentes partes del terminal donde es calentado en un ambiente controlado. El GNL se calienta circulándolo por tuberías con aire a la temperatura ambiental o con agua de mar, o circulándolo por tuberías calentadas por agua. Una vez que el gas es vaporizado se regula a presión y entra en la red de gasoductos como gas natural llegando al usuario final.

En el presente trabajo, únicamente se evalúa la acción de licuefacción del gas natural.

4.1.2 Proceso de Licuefacción. El proceso de licuefacción tiene principalmente dos fases, la primera es enfriamiento y condensación y la segunda es lo que se denomina "flash"; en este último proceso se baja la presión a casi atmosférica³⁷.

El proceso "flash" es un proceso adiabático por el cual no se añade ni se quita calor al proceso, pero se baja el punto de ebullición al líquido. Se puede realizar esto por medio de un Expander o simplemente por medio de una válvula que toma el nombre del proceso mismo: J-T valve (por el efecto Joule Thomson).

Al realizar esta última etapa en la elaboración del GNL se producen vapores llamados "flash". La cantidad de vapores creados depende de la presión del GNL y del tanque al cual se envía el GNL.

El proceso de licuefacción generalmente comprende zonas criogénicas con uno o más ciclos de refrigeración en donde el gas natural es enfriado en una o más etapas desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de condensación del Gas Natural o algo menor. Esta temperatura es normalmente alrededor de -160°C .

Los sistemas de refrigeración generalmente hacen uso de fluidos refrigerantes, que pueden ser un constituyente puro o una mezcla. El refrigerante es típicamente vaporizado en uno o más intercambiadores de calor criogénicos en el cual el Gas Natural es enfriado. El refrigerante vaporizado es subsecuentemente comprimido a altos niveles de presión y temperatura. El refrigerante es enfriado mediante agua o aire y posteriormente enfriado por expansión.

Es común en los procesos de licuación con ciclos múltiples que los ciclos de refrigeración consecutiva sean enfriados por el refrigerante del primer ciclo. Normalmente, las corrientes de Gas Natural son primero descontaminadas de agua, gases ácidos e hidrocarburos pesados.

³⁷ Mokhatab, S., et al. Handbook of Liquefied Natural Gas. Elsevier Science, 2013. p. 54. ISBN 9780124046450.

4.1.2.1 Ciclo de Refrigeración. Un ciclo de refrigeración se puede mostrar en 4 etapas bien diferenciadas (Evaporación, Compresión, Condensación y Expansión)³⁸.

- **Etapa de Expansión.** En la etapa de expansión se inicia con la disponibilidad de un refrigerante al estado líquido. Mediante esta etapa, la presión y temperatura son reducidas mediante el FLASHEO del líquido a través de una válvula de control (Válvula Joule-Thompson). No ocurre cambio de energía debido a que la entalpía al inicio y al final permanecen iguales (PROCESO ISOENTALPICO). En la salida coexisten (líquido y gas).
- **Etapa de Evaporación.** El refrigerante en forma líquida absorbe calor al evaporarse, y es aquí cuando se produce un enfriamiento en el ciclo de refrigeración. Un refrigerante una vez que pasa a estado gaseoso no tiene capacidad de enfriamiento. Los vapores salen del evaporador saturados o un poco recalentados, para ir a la siguiente etapa.
- **Etapa de Compresión.** En todo ciclo de refrigeración el compresor es el elemento que añade trabajo al proceso. El compresor saca los vapores que ya no tienen capacidad de enfriamiento y los comprime. El control de esta etapa es fundamental porque si el compresor saca los vapores más rápidamente que lo que se forman la presión del sistema bajara. Los vapores salen del compresor a alta presión y sobrecalentados.
- **Etapa de Condensación.** El refrigerante sobrecalentado es enfriado a presión constante hasta la temperatura del DEW POINT y los vapores refrigerantes empiezan a condensar a temperatura constante. Durante la reducción de calentamiento y proceso de condensación, todo el calor y trabajo aumentado al refrigerante durante los procesos de Compresión y Evaporación, deben ser removidos de modo que el ciclo pueda ser completado alcanzando el Punto Inicial.

4.1.2.2 Ciclo de Refrigeración más comunes para el GNL. Los diversos ciclos de licuefacción disponibles en el mercado son:

- Licuefacción MR-PR (APCI y APX).
- Licuefacción por Cascada.
- Proceso Linde para Licuefacción de GNL.
- Ciclo de expansión (EXP).
- Refrigerante mixto.

³⁸ Lloret, Pablo. Estado de la tecnología en la cadena de valor del gas natural: aplicaciones a nuevos productos y servicios. Tesis doctorado en diseño, fabricación y gestión de proyectos industriales. Valencia: Universidad Politécnica De Valencia, 2015. p. 74.

En este trabajo de grado, se trabajará con los ciclos de licuefacción desarrollados por la empresa General Electric Oil and Gas.

4.1.3 Elección del ciclo de licuefacción óptimo. La elección del sitio de licuefacción tendrá un impacto significativo en la eficiencia de la planta, es decir, su costo en kilovatios por galón a elaborar.

Como se comentó anteriormente, la empresa General Electric Oil and Gas, trabaja con los ciclos de licuefacción de expansión o Nitrógeno (EXP) y de refrigerante mixto de ciclo único (SCMR). A continuación, se explicará cada uno:

- Refrigerante mixto: un ciclo de refrigerante mezclado pre-enfriado (PCMR) o refrigerante mezclado de ciclo único (SCMR) utiliza una mezcla personalizada de nitrógeno e hidrocarburos que enfría el gas natural hasta que se condensa. Esto ofrece la mayor eficiencia posible y menores costos operativos.
- Ciclo de expansión (EXP): es un proceso de refrigeración de compresión-expansión de ciclo único que utiliza gas auto evaporado o nitrógeno como refrigerante. Sin embargo, debido a que un proceso que utilice un único refrigerante no es capaz de optimizar la potencia del compresor conforme a la curva de enfriamiento del intercambiador de calor principal, puede ser hasta un 40% menos eficiente y generar gastos operativos mayores.

4.2 GAS A LÍQUIDOS (GTL)

La tecnología Gas to Liquid (GTL) o gas a líquidos, es un término petroquímico referente a un proceso tecnológico o planta el cual se basa en una reacción química llevada por a cabo diferentes pasos en la cual se convierte generalmente el gas natural en productos de hidrocarburos líquidos (diésel, queroseno, nafta, entre otros) los cuales se conocen como crudo sintético (syncrude) y son productos de alta calidad libres de impurezas, este proceso es conocido como Fischer-Tropsch.

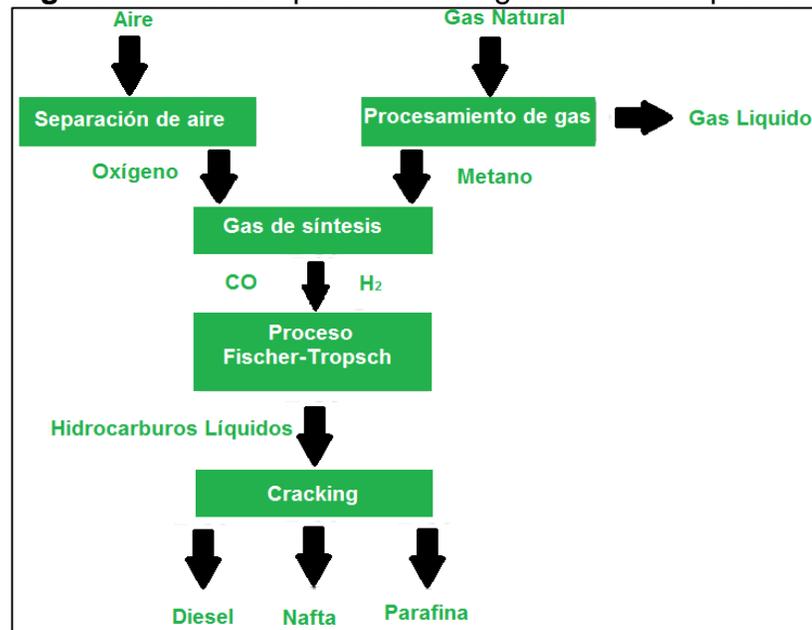
Los principios de las plantas a pequeña escala de GTL son los mismos, en donde se considera que por cada 10 MMPCD de gas natural se pueden producir 1000 barriles por día de crudo sintético, teniendo en cuenta que estas plantas no ocupan espacios considerables debido a que los principales equipos requeridos para los procesos como reformadores de gas o reactores han sido minimizados haciendo el proceso asequible, permitiendo tener plantas a pequeña escala que pueden procesar entre 1 y 20 MMPCD de gas natural³⁹. Además, se pueden considerar otros aspectos como el económico al tener un menor riesgo relacionado con el

³⁹ JACOBS, Trent. Gas-to-Liquids comes of age in a World full of gas: JPT Technology,. 2013. SPE-0813-0068-JPT. p. 69.

capital invertido, y el aspecto innovador el cual le brinda un impulso estratégico a la empresa.

4.2.1 Descripción del proceso GTL. Involucra pasos múltiples, como procesos catalíticos, en algunos casos con una gran liberación de energía, que separa las moléculas de gas natural (CH_4) para formar una mezcla gaseosa de hidrogeno y monóxido de carbono la cual es denominada gas de síntesis (syngas) y las vuelve a unir para dar lugar a moléculas más largas, debido al reacomodo de las moléculas de hidrógeno y carbono⁴⁰.

Figura 10. Proceso para convertir gas natural a líquidos



Fuente: Pacific E&P, modificado por los autores.

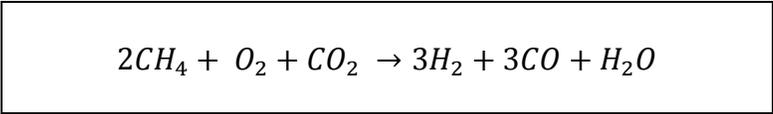
4.2.1.1 Generación del gas de síntesis (Syngas). En primer lugar, se realiza la separación del oxígeno proveniente del aire, el oxígeno es insuflado en un reactor para extraer los átomos de hidrogeno del metano proveniente del gas natural previamente purificado por medio de procesos convencionales como absorción con amina u otros solventes y recuperación convencional de intermedios. Los productos son gas de hidrogeno sintético, monóxido de carbono, a veces denominado gas de síntesis y agua, el dióxido de carbono es producto de una combustión parcial.

Este proceso es conocido como ATR (autothermal reforming) el cual es una combinación de otros métodos de generación de gas sintético como el Steam

⁴⁰ SCHLUMBERGER, Conversión de gas natural a líquidos. Schlumberger oilfield review [en línea]. 2004. [citado 15 Marzo 2017]. Disponible en internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/.../win03/p34_41.pdf

reforming o la oxidación parcial⁴¹, este método utiliza reacciones como la mostrada en la **Ecuación 1**.

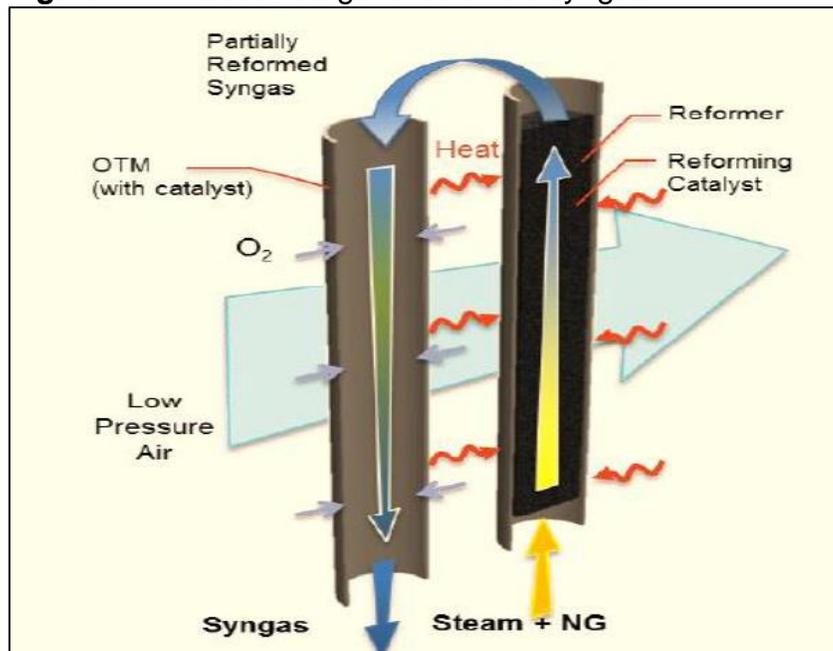
Ecuación 1. Reacción ATR



Fuente: LEWIS, Philip. Gas to Liquids: Beyond Fischer Tropsch: Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE-165757. p. 3.

También existen otros tipos de procesos como Steam methane reformers (SMR) o Partial oxidation units (POx), los cuales dependerán de la planta de conversión a implementar.

Figura 11. Proceso de generación de syngas



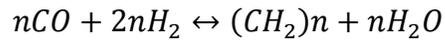
Fuente: World bank. Mini-GTL technology bulletin Vol 2. 2016. p. 34. [en línea]. [citado 17 Marzo 2017]. Disponible en internet: <http://pubdocs.worldbank.org/en/407751488300196151/Mini-GTL-Bulletin-No-2-July-2016.pdf>

4.2.1.2 Síntesis de Fischer-Tropsch. El gas de síntesis es convertido por medio de un catalizador de hierro o cobalto (o cualquier catalizador que se relacione con

⁴¹ LEWIS, Philip. Gas to Liquids: Beyond Fischer Tropsch: Society of Petroleum Engineers,. 2013. SPE-165757. p. 1-4.

el proceso), a crudo sintético siguiendo principalmente la reacción Fischer-Tropsch. Este proceso obedece la **Ecuación 2**.

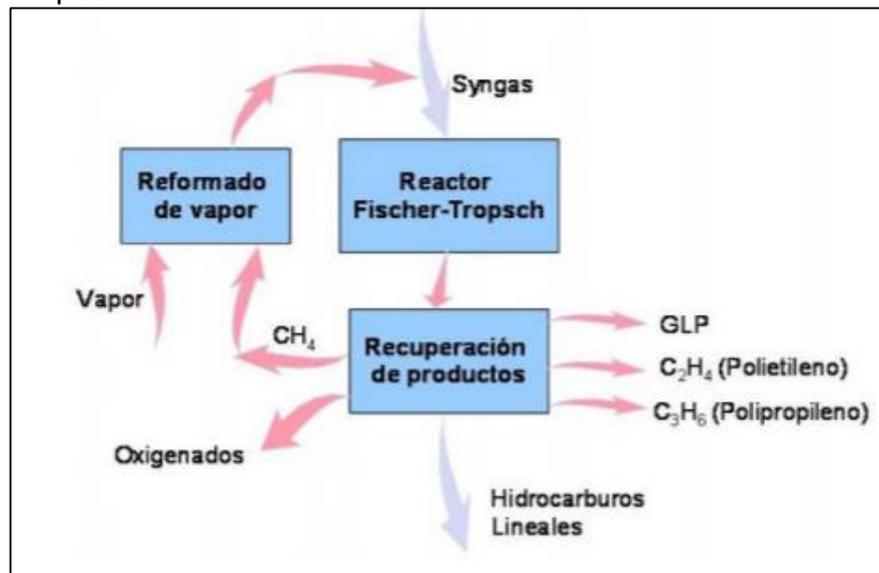
Ecuación 2. Reacción del gas de síntesis en presencia de un catalizador



Fuente: LEWIS, Philip. Gas to Liquids: Beyond Fischer Tropsch: Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE-165757. p. 3.

Los productos obtenidos dependen de gran forma de la composición del gas de síntesis, del tipo de catalizador, tipo de reactor (**Ver anexo A y B**), las condiciones de operación (presión y temperatura) y el procesamiento final de la mezcla obtenida en esta etapa. Si las condiciones de temperatura son bajas (200-240 °C) se obtiene principalmente diésel, y si son altas (300-350 °C) se obtiene principalmente gasolina, como se ilustra en la **Figura 12**. Los reactores deben ser diseñados de tal forma que se recupere el calor y se tenga el máximo control de la temperatura, y son generalmente operados en un rango de presiones entre 145-580 psia.

Figura 12. Representación esquemática de la síntesis Fischer-Tropsch



Fuente: GERMAN SOCIETY FOR PETROLEUM AND COAL SCIENCE AND TECHNOLOGY, The Shell Process [en línea]. 2004. [citado 17 Marzo 2017]. Disponible en internet: http://www.dgmk.de/petrochemistry/abstracts_content14/Hoek.pdf

La etapa de la síntesis de Fischer-Tropsch consiste principalmente de reactor Fischer Tropsch, reciclaje y compresión del syngas o reaccionado, remoción del hidrogeno y dióxido de carbono, tratamiento del metano producido (para generar nuevamente más gas de síntesis) y la separación de los productos Fischer-Tropsch, estos productos consisten de una multicomponente y compleja mezcla de hidrocarburos y productos oxigenados, es decir al final se obtiene una mezcla de hidrocarburos lineales para luego ser refinados y así obtener productos comerciales.⁴²

4.2.1.3 Mejoramiento. Se utiliza un hidrocraqueador, a un menor costo comparado con la refinería del crudo, debido a la cantidad de las cadenas largas de hidrocarburos. En este proceso se consume una pequeña cantidad de hidrogeno y se produce una pequeña cantidad de gas, este proceso debe estar sincronizado con la síntesis de Fischer-Tropsch.

Las ceras obtenidas del proceso anterior se convierten en productos finales como nafta, diésel, y lubricantes, los cuales tienen mejores características comparados con los productos que se obtienen por refinación convencional.⁴³

4.2.2 Descripción de equipos. Los equipos y nombres pueden variar dependiendo de la empresa que lleve a cabo la contratación y del producto final a obtener, en este caso se realizara la descripción de los equipos con respecto a la empresa Worley Parsons. Los equipos que estan presentes en el proceso son:

- Compresor de aire: es usado para la compresión de aire que es enviado a la unidad de separación de aire, estos compresores deben ser no lubricados para evitar riesgos de explosión.
- Turbina de gas: contiene una cámara de combustión de gas y una turbina expansora multi-etapa, estas turbinas cumplen la función de servir como accionamiento mecánico para los compresores.
- Unidad de separación de aire: contiene una caja interna de enfriamiento, la cual sirve para separar el oxígeno del aire, una vez separado se incrementa la temperatura del oxígeno hasta 250°C.

⁴² GERMAN SOCIETY FOR PETROLEUM AND COAL SCIENCE AND TECHNOLOGY, The Shell Process [en línea]. 2004. [citado 17 Marzo 2017]. Disponible en internet: http://www.dgmk.de/petrochemistry/abstracts_content14/Hoek.pdf

⁴³ UNIVERSITY OF OXFORD, Gas to liquids: Historical development and future prospects [en línea]: Oxford Institute for Energy Studies. 2013. [citado 17 Marzo 2017]. Disponible en internet: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/12/NG-80.pdf>

- Precalentador: es el equipo que incrementa la temperatura del syngas y el vapor por medio de un intercambiador de calor.
- Reactor ATR: es donde se lleva a cabo la reacción del metano con vapor y agua para la producción de syngas.
- Tren de enfriamiento del syngas: lleva el syngas hasta la temperatura ambiente por medio de intercambiadores de calor con agua y al final con un enfriador de aire.
- Scrubber de syngas: se encarga de la condensación del syngas para realizar la recuperación de condensados y contaminantes, el agua condensada disuelve contaminantes como ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, amoníaco, ácido clorhídrico e hidrocarburos.⁴⁴
- Precalentador de syngas: es el equipo encargado de elevar la temperatura del syngas obtenido de la etapa anterior, con el fin de que entre a las condiciones que requiere el reactor Fischer Tropsch.
- Reactor Fischer Tropsch: dentro de este equipo se lleva a cabo una reacción catalítica para la transformación de gas de síntesis en cadenas largas de hidrocarburos.
- Tren de enfriamiento de gases: para cada reactor Fischer Tropsch tiene que haber un tren de enfriamiento de la corriente gaseosa, para permitirle al separador la recuperación de condensados de agua e hidrocarburos.
- Sistema de vapor: manipula las corrientes de vapor y agua por medio de compresores, expansores y bombas de todos los sistemas.
- Unidad de generación de energía: utiliza el vapor resultante para la producción de energía que puede ser empleada en el proceso.
- Unidad de fraccionamiento: está compuesta por las torres de fraccionamiento e hidrocrackeo para refinar los productos de la síntesis FT.

4.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación de energía eléctrica usando el gas natural se realiza por medio de plantas termoeléctricas, también llamadas plantas térmicas; existen plantas convencionales, las cuales son instalaciones que producen energía eléctrica a partir

⁴⁴ WorleyParsons Pte Limited. Refinery Pre-Feasibility Study. 2008. p. 23-32.

de la combustión de una fuente de energía en específico en este caso el gas natural mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor.

También existen plantas termoeléctricas de ciclo combinado, las cuales generan electricidad mediante la utilización conjunta de dos turbinas, un turbo grupo de gas y un turbo grupo de vapor, la cual supone dos ciclos, el ciclo de Brayton (Turbina de gas) toma el aire directamente de la atmosfera y se somete a un calentamiento y compresión para aprovecharlo como energía mecánica o eléctrica y el ciclo de Rankine (Turbina de vapor) donde se relaciona el consumo de calor con la producción de trabajo o creación de energía a partir de vapor de agua.

Este tipo de termoeléctrica es mucho más económico que una convencional, aumentando la energía térmica generada con la misma cantidad de combustible, rebajando las emisiones en un 20%, e incrementando la eficiencia total del ciclo de 30-40% de una planta termoeléctrica convencional a 50-70%.⁴⁵

4.3.1 Descripción del proceso de una planta térmica convencional. Las plantas térmicas convencionales pueden funcionar con distintos combustibles como lo son el carbón, diésel, o gas entre otros, estos con el principal fin de liberar calor para de esta manera elevar la temperatura del agua, esta se transforma en vapor a condiciones de presión y temperatura elevadas lo cual permite que la turbina de vapor gire, de manera tal que se genera la transformación de energía interna del vapor a energía mecánica al realizar el movimiento del eje de la turbina.

La generación eléctrica se da por el alternador, el cual reacciona a la rotación del rotor quien comparte el mismo eje de la turbina de vapor, esta energía eléctrica va a un transformador, mientras que el vapor va a un condensador o circuito de enfriamiento el cual convierte el vapor “muerto” de baja densidad en agua líquida de alta densidad, apta para ser convertida de nuevo en vapor “vivo”. El calor residual del vapor “muerto” se transfiere a otro medio (generalmente un río o un embalse).⁴⁶

4.3.2 Descripción del proceso de una planta térmica de ciclo combinado. Se basa en la utilización de una turbina de gas, una turbina de vapor y una caldera de recuperación, como se observa en la **Figura 13**.

Consiste principalmente en aprovechar parte de la energía térmica de los gases de escape del ciclo Brayton, que de otro modo sería residual, en la caldera de recuperación de calor para obtener vapor destinado a la producción de potencia en

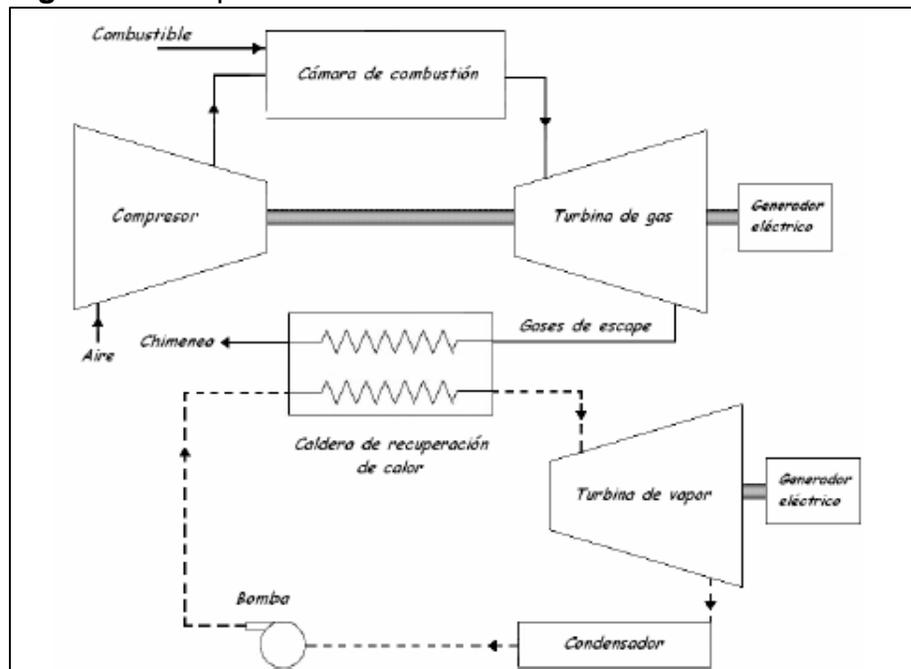
⁴⁵ AL-MEGREN, Hamid. *Advances In Natural Gas Technology*. InTech. Rijeka, Croatia. 2012. p. 235

⁴⁶ EPEC, *Funcionamiento de una central termoeléctrica* [en línea]. 2016. [citado 20 Marzo 2017]. Disponible en internet: https://www.epec.com.ar/generacion_centrales_t_funcionam.html

un ciclo Rankine. La combinación de dos sistemas eleva la eficiencia del proceso el 55% a 70%, frente al 30% a 40% de otras tecnologías térmicas.⁴⁷

Lo que se busca con esta combinación es generar electricidad a partir de la combustión de un gas o de otro combustible. Para el circuito aire-gases, los gases provenientes de la combustión se envían a la turbina que gira como consecuencia del paso de los gases por sus álabes. Esta energía mecánica mueve el alternador que va unido a la turbina de gas transformando esa energía en energía eléctrica.

Figura 13. Esquema del funcionamiento de un ciclo combinado



Fuente: EPEC, Funcionamiento de una central termoeléctrica [en línea].2016. [citado 20 Marzo 2017]. Disponible en internet: https://www.epec.com.ar/generacion_centrales_t_funcionam.html

A la salida de la turbina, los gases de escape, a temperaturas superiores a los 500°C, han perdido temperatura y presión, pero aún contienen la suficiente energía como para que valga la pena aprovecharla en la caldera de recuperación de calor.

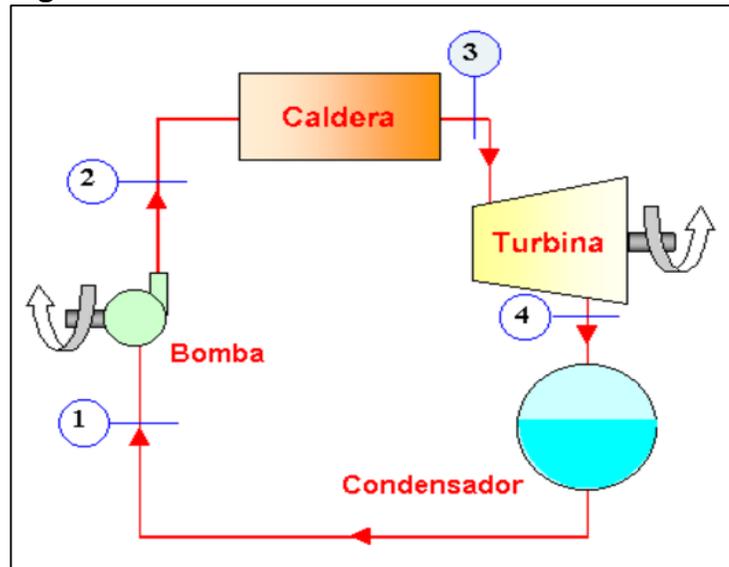
Esta caldera actúa como un intercambiador de calor a contracorriente donde el gas calienta un grupo de tubos por donde circula agua o vapor cuya energía se aprovecha en la turbina de vapor que a su vez acciona un alternador. La energía obtenida en estas instalaciones puede ser utilizada, además de la generación eléctrica, para calefacción a distancia y para la obtención de vapor de proceso.

⁴⁷ ABB España. Funcionamiento del ciclo combinado en centrales térmicas. [en línea] Julio 2011. [citado 20 Marzo 2017]. Disponible en internet: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/bad82308e64184ad652578cd0042d39d.aspx>

4.3.2.1 Ciclo de Rankine. El funcionamiento de las centrales térmicas con turbina de vapor se basa en este ciclo, funciona de manera en que el fluido de trabajo cambia de fase líquida a vapor, siendo el fluido de trabajo agua. Este ciclo consta de varios componentes, ilustrados en la **Figura 14**:

- Bomba.
- Caldera.
- Turbina.
- Condensador.

Figura 14. Ciclo de Rankine



Fuente: Rovira, Antonio. Desarrollo de un modelo para la caracterización termoeconómica de ciclos combinados de turbinas de gas y de vapor en condiciones de carga variable. Tesis doctorado en Energetica y Fluidomecanica. Madrid: Universidad Politécnica De Madrid, 2004. p. 41.

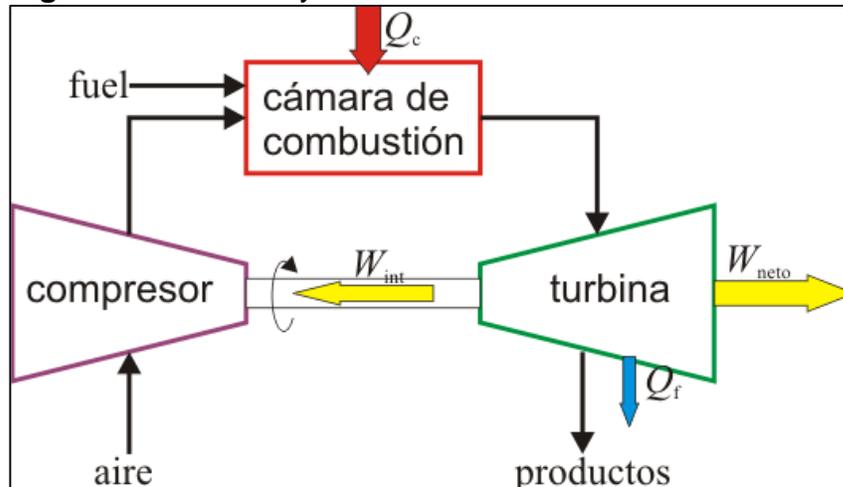
La figura representa el procedimiento en donde el agua líquida generalmente en estado subenfriado, es inicialmente impulsada por la bomba donde su temperatura y presión se eleva. El agua a alta presión sigue hacia la caldera en donde tiene lugar el cambio de fase líquido-vapor gracias a un aporte de calor, y donde se alcanza la temperatura máxima. A la salida este vapor resultante se hace pasar por la turbina, donde se expande disminuyendo su presión.

El vapor es empleado para producir potencia haciendo girar un generador acoplado a su eje y así obtener electricidad, a continuación, sigue hacia el condensador para volver a cambiar de estado, esta vez de estado vapor a líquido mediante una cesión de calor.

4.3.2.2 Ciclo Brayton. El objetivo de este ciclo es convertir la energía química de un combustible, para nuestro caso el gas del Bloque La Creciente, en calor y este calor a su vez convertirlo en trabajo para así poder llegar a la generación de energía eléctrica.

Se introduce aire fresco en condiciones ambiente dentro del compresor donde su temperatura y presión se eleva. El aire de alta presión sigue hacia la cámara de combustión donde el combustible se quema a presión constante. Luego los gases de alta temperatura que resultan entran a la turbina, donde se expanden hasta la presión atmosférica, de tal forma que producen potencia. Los gases de escape que salen de la turbina se expulsan hacia fuera, lo que provoca que el ciclo se clasifique como un ciclo abierto. Este proceso es ilustrado en la **Figura 15**⁴⁸.

Figura 15. Ciclo Brayton abierto



Fuente: UNIVERSIDAD TÉCNICA DE ORURO. Ciclos de potencia de gas. [en línea] 2012. [citado 25 Abril 2017]. Disponible en internet: http://docentes.uto.edu.bo/eriverac/wpcontent/uploads/CICLO_BRAYTON.pdf.

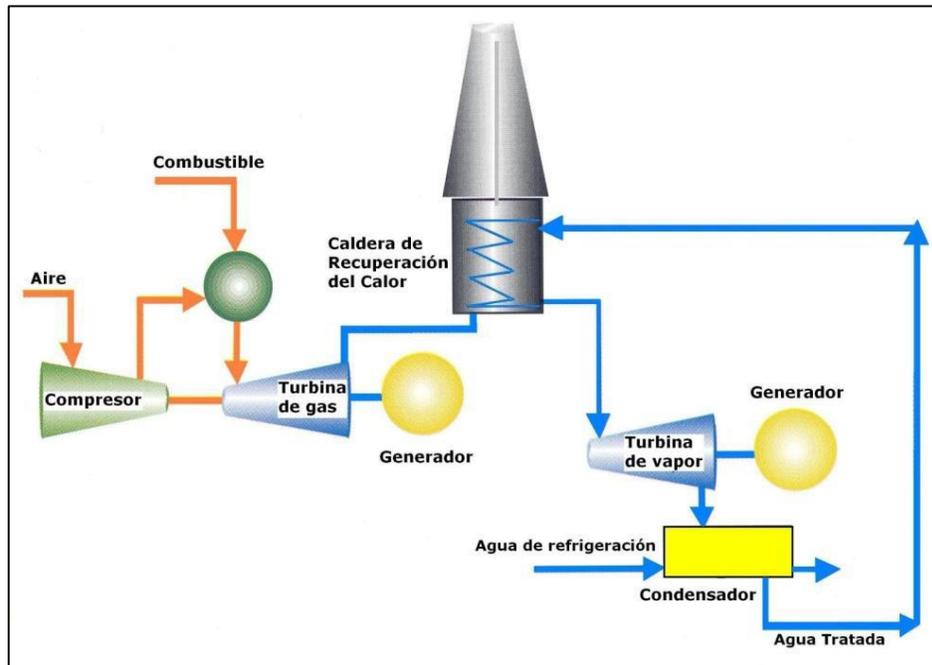
4.3.3 Descripción de equipos. Los equipos que se muestran en la **Figura 16** representan un proceso de una planta termoeléctrica de ciclo combinado, debido a que son las configuraciones usadas actualmente por cuestiones de eficiencia, economía e impacto ambiental.

Los principales equipos son:

⁴⁸ UNIVERSIDAD TÉCNICA DE ORURO. Ciclos de potencia de gas. [en línea] 2012. [citado 25 Abril 2017]. Disponible en internet: http://docentes.uto.edu.bo/eriverac/wp-content/uploads/CICLO_BRAYTON.pdf

- **Compresor:** es una máquina motora, que trabaja entregándole energía a un fluido compresible. La presión del fluido se eleva reduciendo el volumen específico del mismo durante su paso a través del compresor. El compresor de la turbina de gas en un turbocompresor de tipo radial o axial; algunas turbinas de gas con más de un compresor pueden tener los primeros del tipo axial y los otros radiales. El compresor utilizado en el motor de turbina de gas no es distinto del empleado para otros usos.
- **Cámara de combustión:** es el lugar donde se mezcla el gas natural con aire comprimido, permitiendo que se genere la combustión. La entrada de combustible se realiza mediante una serie de válvulas de inyección.

Figura 16. Configuración básica de una planta termoeléctrica de ciclo combinado



Fuente: UNESA. Central de ciclo combinado. [en línea] 2016. [citado 20 Marzo 2017]. Disponible en internet: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1343-central-ciclo-combinado>.

- **Turbina de gas:** es el equipo que recibe los gases de combustión para que se expandan, la energía se transforma a través de los álabes en energía mecánica de rotación que se transmite a su eje. Parte de esta potencia es consumida en arrastrar el compresor (aproximadamente los dos tercios) y el resto mueve el generador eléctrico.

- **Generador eléctrico:** es la máquina que recoge la energía mecánica generada en el eje de la turbina (vapor o gas) y la transforma a energía eléctrica mediante una inducción electromagnética. Se clasifican en dos tipos fundamentales: primarios y secundarios. Son generadores primarios los que convierten en energía eléctrica. La energía de otra naturaleza que reciben o de la que disponen inicialmente, mientras que los secundarios entregan una parte de la energía eléctrica que han recibido previamente.
- **Caldera de recuperación de calor:** los gases generados en la combustión salen de la turbina de gas a temperaturas superiores a 600°C, este hecho se aprovecha para recuperar esta energía en la caldera de recuperación para producir vapor que se utilizará como alimentación en la turbina de vapor, por lo tanto, es el elemento que une los dos ciclos integrantes del ciclo combinado. Pueden clasificarse en calderas con o sin postcombustión y en calderas horizontales o verticales, y también por el número de veces que el agua pasa a través de la caldera.⁴⁹
- **Turbina de vapor:** es el equipo que recibe el vapor a condiciones de presión y temperatura elevadas para girar unos alabes que están unidos a un eje rotor, por lo tanto, es el lugar donde se da la transformación de energía interna del vapor a energía mecánica. Existen múltiples diseños de turbinas ya sea de condensación, contrapresión, con o sin extracciones de vapor. En plantas pequeñas normalmente se usa vapor saturado y la turbina de vapor sólo tiene una etapa de expansión.
- **Condensador:** es el equipo que recibe el vapor proveniente de la turbina, a diferentes condiciones de presión y temperatura y lo convierte en agua por medio de un circuito de refrigeración.⁵⁰

4.3.3 Transmisión de energía eléctrica. Es una parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales generadoras de energía⁵¹. Debido a que la energía eléctrica no se puede almacenar, es necesario transmitirla para su posterior consumo de forma inmediata.

⁴⁹ UNESA. Central de ciclo combinado. [en línea] 2016. [citado 20 Marzo 2017]. Disponible en internet: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1343-central-ciclo-combinado>

⁵⁰ SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS. Informe de gestión Termobarranquilla S.A. E.S.P. Informe ejecutivo de gestión. [en línea] Diciembre 2012. [citado 20 Marzo 2017]. Disponible en internet: [http://www.superservicios.gov.co/content/download/2058/21615/version/1/file/\(2012\)+INFORME+EJECUTIVO+DE+GESTION+TERMOBARRANQUILLA+SA+ESP.pdf](http://www.superservicios.gov.co/content/download/2058/21615/version/1/file/(2012)+INFORME+EJECUTIVO+DE+GESTION+TERMOBARRANQUILLA+SA+ESP.pdf)

⁵¹ RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. El suministro de la electricidad. 2009. p. 6.

Para la transmisión, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que, para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule (transformación de energía cinética en calor).

Con este fin se utilizan las subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 kV y superiores, denominados de alta tensión, de 400 o de 500 kV.

4.3.3.1 Parámetros de la electricidad. La electricidad transportada debe cumplir unos parámetros físicos: la intensidad, la tensión y la frecuencia. Cada uno de ellos se mide de distinto modo.

- **Intensidad:** es la cantidad de cargas eléctricas que circulan por un conductor por unidad de tiempo. Su unidad de medida en el sistema internacional es el amperio (A).
- **La tensión o voltaje:** es el trabajo que debe aplicarse para mover cargas eléctricas entre dos puntos, es decir, la fuerza que impulsa los electrones. Su unidad de medida es el voltio (V).
- **La frecuencia:** es el número de veces que se repite la señal en un determinado tiempo. Su unidad de medida es el hercio o Hertz (Hz). En Colombia es de 60 Hz.
- **La Potencia:** representado como W y conocida como Vatio, se obtiene de multiplicar la tensión por la intensidad. Pero para saber cuánta electricidad se ha consumido, el parámetro es la energía (la unidad es el W por el tiempo, más usada es el, Wh).

4.3.3.2 Transformadores. Es un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia.

Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo. El núcleo, generalmente, es fabricado bien sea de hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para optimizar el flujo magnético.

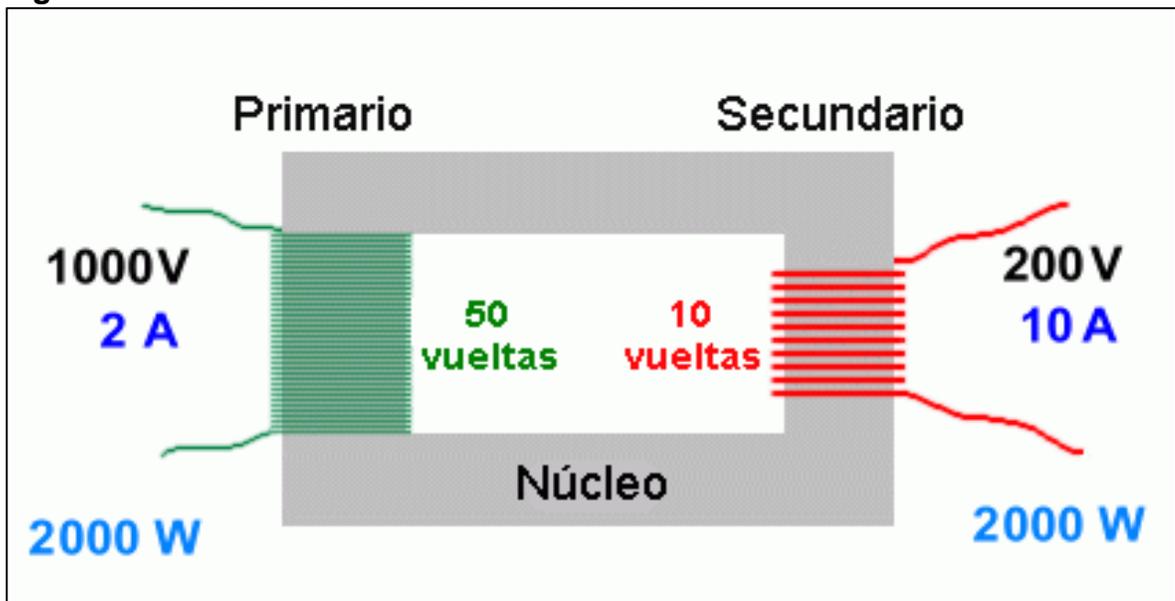
- **Principio de Funcionamiento:** se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética, al aplicar una fuerza electromotriz en el devanado primario o

inductor, producida esta por la corriente eléctrica que lo atraviesa, se produce la inducción de un flujo magnético en el núcleo de hierro. Según la ley de Faraday, si dicho flujo magnético es variable, aparece una fuerza electromotriz en el devanado secundario o inducido. De este modo, el circuito eléctrico primario y el circuito eléctrico secundario quedan acoplados mediante un campo magnético.

- Relación del Transformador: la relación de transformación indica el aumento o decremento que sufre el valor de la tensión de salida con respecto a la tensión de entrada.

La relación de transformación de la tensión entre el bobinado primario y el bobinado secundario depende de los números de vueltas que tenga cada uno. Si el número de vueltas del secundario es el triple del primario, en el secundario habrá el triple de tensión manteniendo igual la potencia eléctrica. Esta relación es mostrada en la **Figura 17**.

Figura 17. Relación de un Transformador reductor



Fuente: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. El suministro de la electricidad. 2009. p. 6.

El transformador más utilizado actualmente es el trifásico. Esto se debe a que la producción, distribución y consumo de energía eléctrica se realizan en corriente alterna trifásica. Entendemos por transformador trifásico aquel que es utilizado para transformar un sistema trifásico equilibrado de tensiones en otro sistema equilibrado de tensiones trifásico, pero con diferentes valores de tensiones e intensidades.

4.3.3.3 Red de transmisión. Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por

el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión⁵².

4.3.3.4 Subestación eléctrica. Es una instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador junto con elementos de maniobra (interruptores, seccionadores) y protección (fusibles, interruptores automáticos) que desempeñan un papel fundamental en los procesos de mantenimiento y operación de las redes de distribución y transporte.

Existen subestaciones eléctricas elevadoras, situadas en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, cuya función es elevar el nivel de tensión, hasta 132 o 220 kV, antes de entregar la energía a la red de transporte; y subestaciones eléctricas reductoras, que reducen el nivel de tensión hasta valores que oscilan, habitualmente, entre 10 y los 66 kV y entregan la energía a la red de distribución.

4.3.3.5 Sistema eléctrico colombiano. El sistema eléctrico de potencia colombiano, llamado Sistema Interconectado Nacional (SIN) está conformado por los generadores de energía, los centros de carga y las líneas de transmisión y distribución que los interconectan⁵³.

A pesar de que el sistema cubre aproximadamente el 48% del territorio, alimenta cerca del 96% de los consumos. El resto de usuarios se ubican en las regiones más remotas del territorio llamadas Zonas No Interconectadas (ZNI). En total la cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia asciende al 98%. La **Figura 23** representa la disposición geográfica sistema interconectado nacional con respecto a los usuarios beneficiados.

Por la configuración geográfica del país y su propio desarrollo, el Sistema Interconectado Colombiano (SIN) presenta unas características básicas y una configuración que influye en su funcionamiento, en la operación del sistema de potencia y en las restricciones y problemas que se presentan.

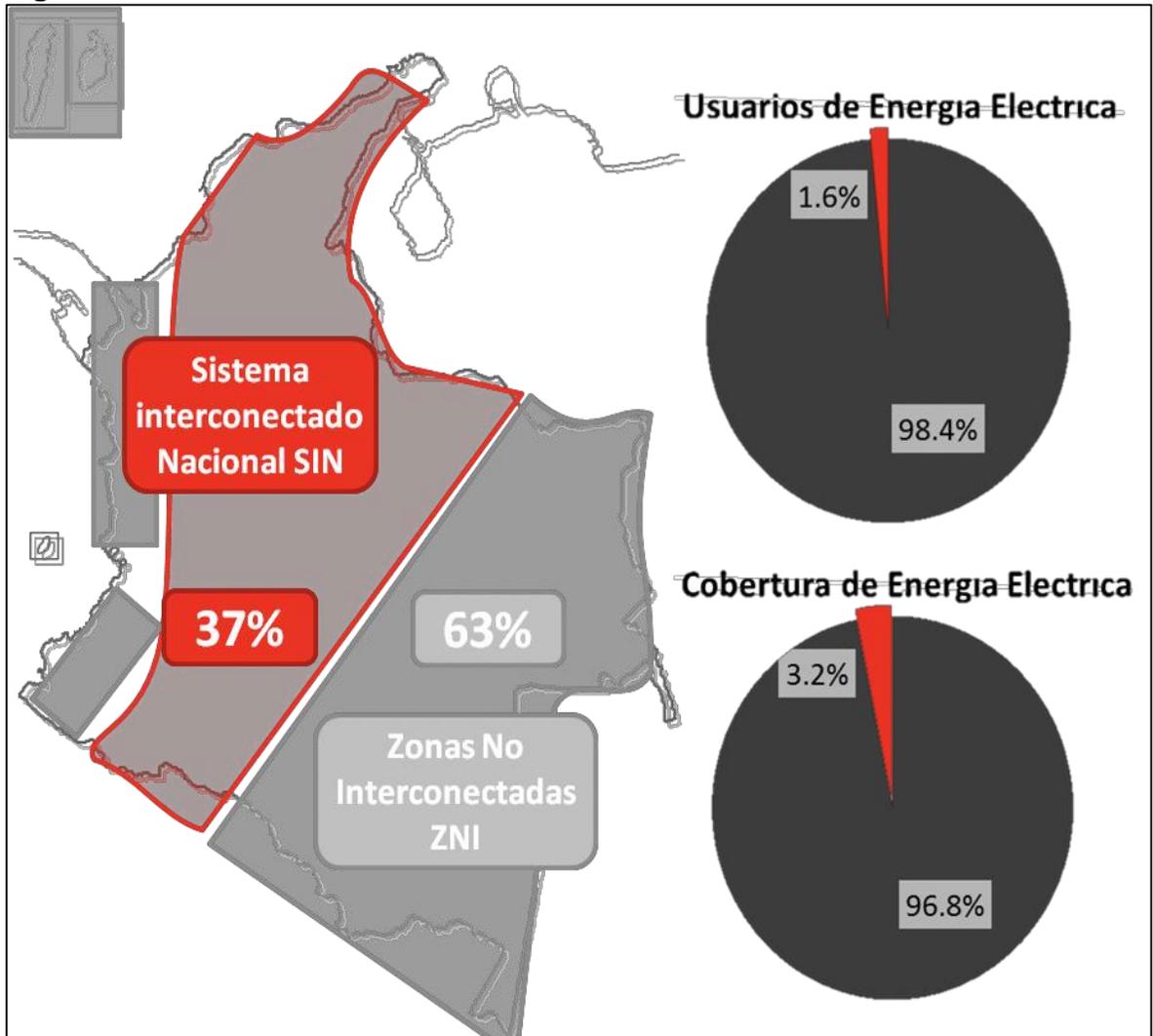
- Sistema Interconectado Nacional: el SIN se encuentra en la Región Central o Andina y en la Costa Atlántica, presentando dos grandes subsistemas: el Central y el de la Costa Atlántica. Estos subsistemas están interconectados por líneas de transmisión a 500 kV, en un principio con un doble circuito desde San Carlos hasta Sabanalarga, para luego ser cerrado en anillo con un circuito desde Bolívar hasta primavera y Bacatá, como se muestra en la **Figura 18**.

⁵² *Ibíd.*, p. 7.

⁵³ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015 – 2029. p. 111.

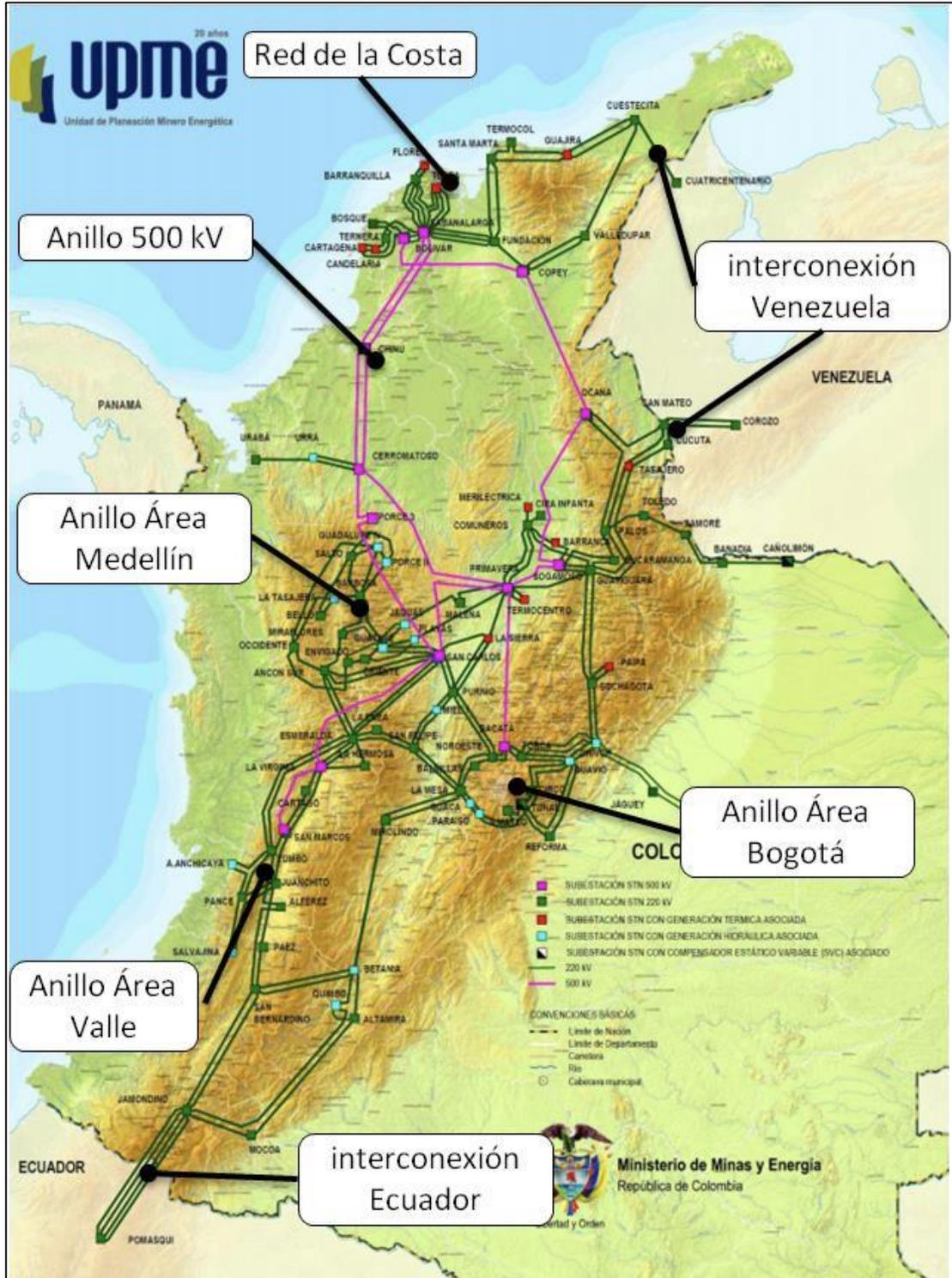
Como se observa en la **Figura 19**, la red de transmisión más cercana al área objeto de estudio, lugar donde sería instalada la planta de cogeneración, es la línea de 500 kV que va desde Cerromatoso hasta Sabanalarga. Por lo cual por la sub estación de Chinú, se plantearía la conexión a esta red de transmisión.

Figura 18. Relación de un Transformador reductor



Fuente: UPME. Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015 – 2029. Modificado por los autores.

Figura 19. Sistema de Transmisión de Colombia 2016



Fuente: UPME. Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015 – 2029. Modificado por los autores.

5. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS PROCESOS.

En este capítulo se realizará la simulación de cada una de las tres alternativas de procesamiento de gas por medio del software de simulación de procesos Aspen HYSYS, del cual primero se realizará una breve descripción. Con base en los datos obtenidos en la simulación de los procesos se continuará con el análisis técnico de las alternativas planteadas, para poder establecer la aplicabilidad de cada una de estas en el Bloque La Creciente.

5.1 SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS

La simulación y modelamiento de procesos consiste en la representación de un proceso a partir de modelos matemáticos, lo cual permite predecir el comportamiento de un proceso químico o físico para que posteriormente se pueda analizar y realizar seguimientos o cambios en el modelo que se lleve a cabo.

5.1.1 Software de simulación aspen HYSYS 8.8. Este software de simulación es una herramienta elaborada por AspenTech, la cual es ampliamente usada en la industria petrolera ya que permite realizar el modelamiento de sistemas complejos, paso a paso mediante una interfaz gráfica simplificada, proporcionando al usuario el desarrollo de diagramas de proceso de flujo; lo cual permite obtener un estimado real del proceso simulado con sus respectivos resultados, que permite evaluar los diseños reduciendo de manera significativa costos de ingeniería.

El Simulador se basa en módulos que permiten simular procesos químicos incluidos equipos (separadores, intercambiadores de calor, reactores, etc...), componentes (hidrocarburos, aminas, alcoholes, etc...) y paquetes de propiedades físicas (ecuaciones de estado, correlaciones semi empíricas y modelos de actividad).

5.1.1.1 Algoritmo para realizar una simulación en Aspen HYSYS. Para crear un caso, independientemente de cual sea el modelamiento se debe seguir el algoritmo presentado en la **Figura 20**.

Para la simulación del gas natural licuado (LNG), gas a líquidos (GTL) y generación eléctrica, se realiza el mismo procedimiento hasta la selección del paquete termodinámico ya que estamos enfocados a modelamientos de gas natural a determinadas condiciones de presión y temperatura, por lo cual se presentará el procedimiento general y posterior a esto se hará énfasis en cada tecnología.

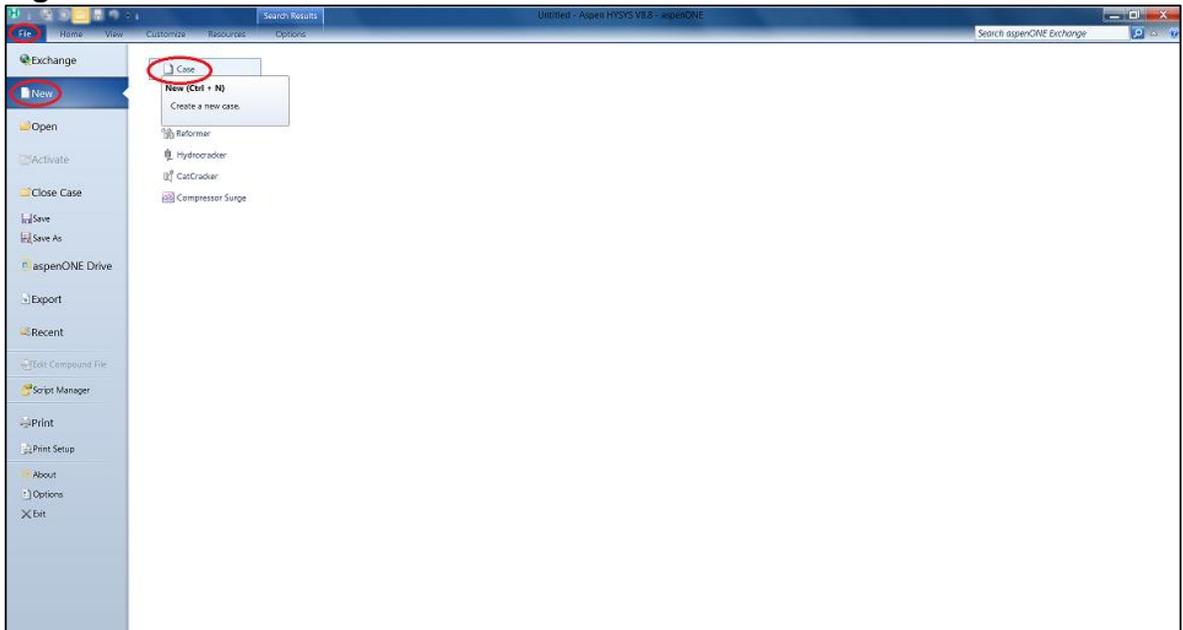
5.1.1.2 Crear un caso. Una vez se ejecuta el programa nos dirigimos a “File”, seleccionamos la opción “New” y dentro de esta seleccionamos “Case” que representa la creación de un nuevo caso, como se muestra en la **Figura 21**.

Figura 20. Algoritmo para realizar una simulación en HYSYS



Fuente: Soporte técnico Aspen HYSYS, modificado por los autores.

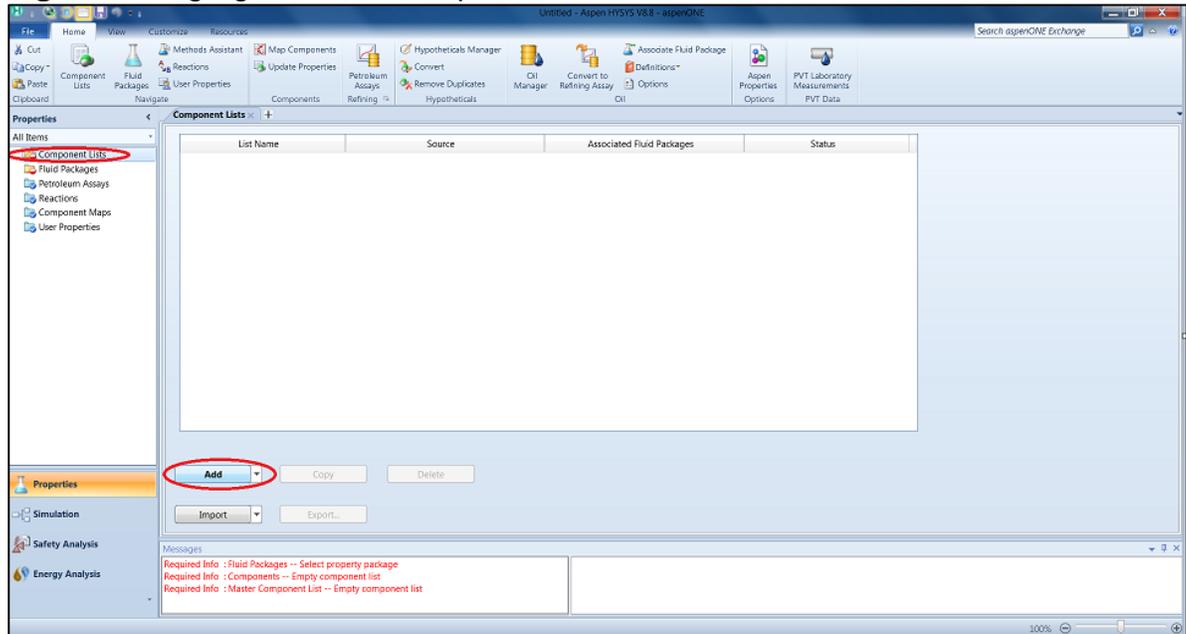
Figura 21. Crear un caso en HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

5.1.1.3 Selección de los componentes. Para poder realizar la simulación de los casos es necesario agregar una lista de los componentes. Para realizar esto nos ubicamos en la carpeta “Component Lists” y en la ventana seleccionamos la opción “Add” la cual desplegara una subcarpeta, como se muestra en la **Figura 22**.

Figura 22. Agregar lista de componentes en HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

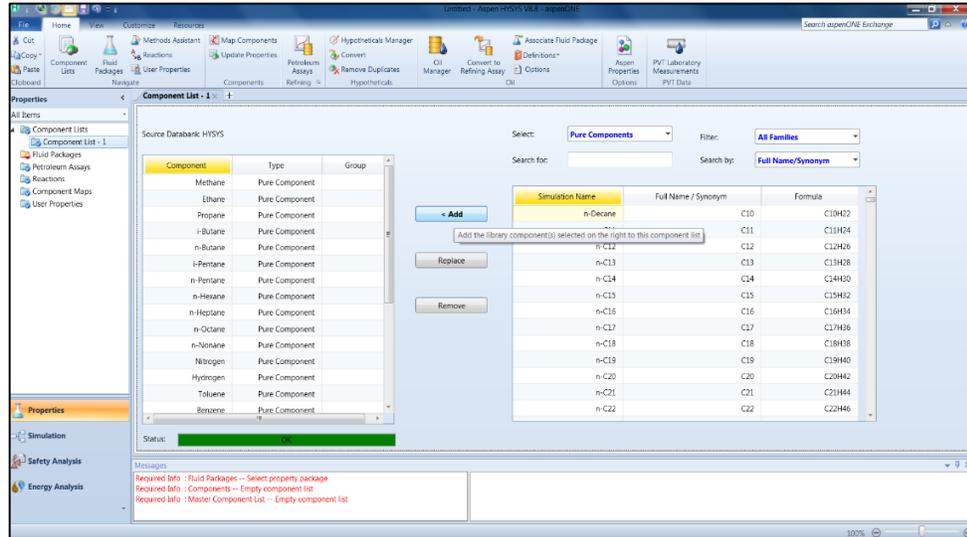
En esta subcarpeta se almacenarán los componentes que deseemos agregar, en nuestro caso agregamos los componentes que hacen parte del gas producido en La Creciente mencionados en la **Tabla 7**, los cuales son metano, etano, propano, i-butano, n-butano, i-pentano, n-pentano, n-hexano, n-heptano, n-octano, n-nonano, tolueno, benceno, agua, nitrógeno, hidrogeno, ácido sulfhídrico, oxígeno y dióxido de carbono, tal como se muestra en la **Figura 23**.

5.1.1.4 Selección del paquete termodinámico. El simulador Aspen HYSYS contiene la opción “Fluid Packages” la cual contiene toda la información para cálculos físicos de las propiedades de componentes.

Para continuar con el proceso de simulación se debe escoger el paquete termodinámico adecuado. En la **Figura 24** se presenta la recomendación de Bob Seader⁵⁴, para la selección del paquete termodinámico, en donde el modelo Peng-Robinson es el recomendado ya que se trata de procesos en los que existan amplios cambios de presiones y temperaturas, además este modelo es el más aceptado en aplicaciones de la industria del gas, petróleo y petroquímica, ya que permite conocer

⁵⁴ SEIDER, Warren D., et al. Perspectives on Chemical Product and Process Design. 2009. 930-935

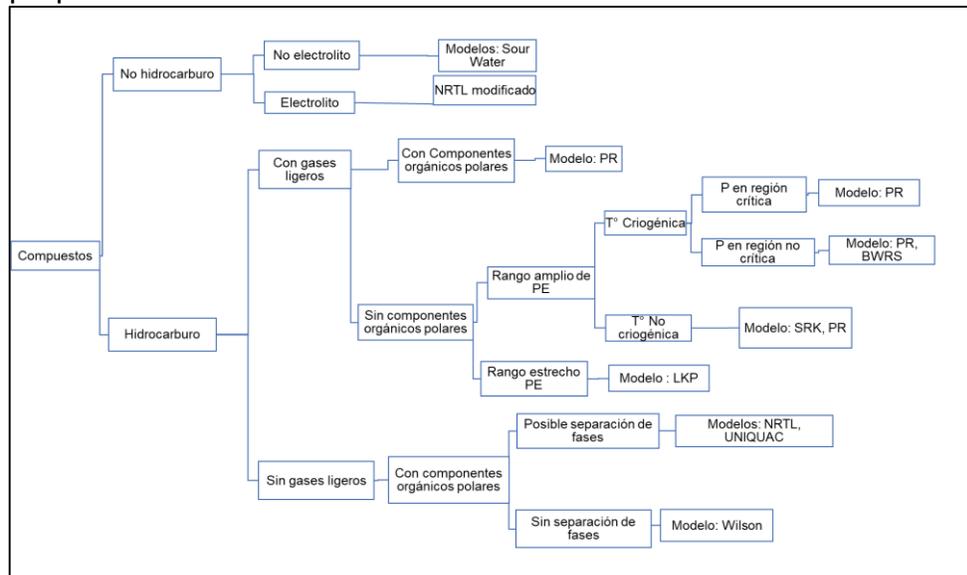
Figura 23. Componentes de la cromatografía del gas producido en La Creciente



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

el comportamiento y propiedades de los componentes involucrados en una mezcla de hidrocarburos (**Figura 25**).

Figura 24. Recomendación de Bob Seader para la selección del paquete termodinámico

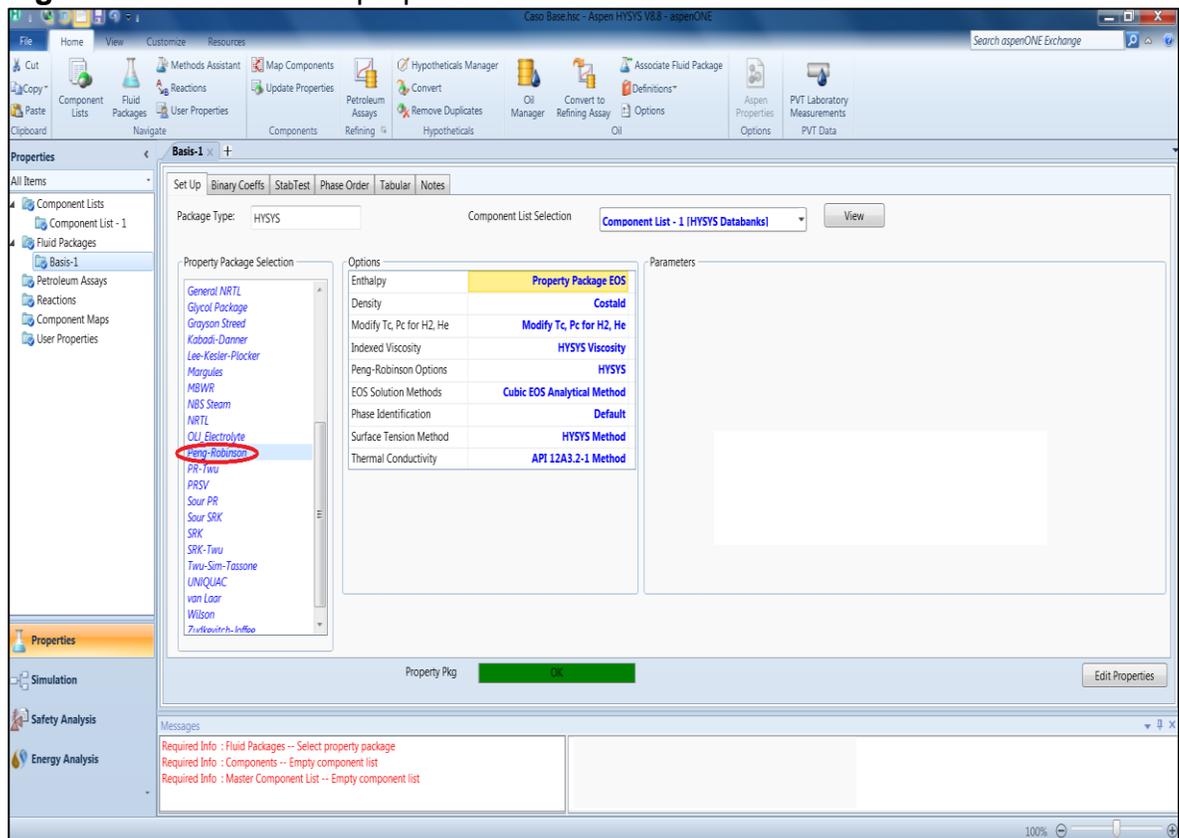


Fuente: Universidad nacional autónoma de México. Simulación de procesos. [en línea]. [citado 20 Mayo 2017]. Disponible en internet: http://amyd.quimica.unam.mx/pluginfile.php/8408/mod_resource/content/0/DP-4%20Simulaci%C3%B3n%20de%20Procesos.pdf. Modificado por los autores.

- **Ecuación de estado de Peng Robinson (PR).** Esta ecuación se utiliza para resolver en forma rigurosa, cualquier sistema de una, dos o tres fases, con alto grado de eficiencia, precisión y confiabilidad. Aplica a una gran variedad de sistemas, desde criogénicos hasta de alta temperatura, para sistemas de yacimientos a alta presión y un amplio rango de condiciones, (temperatura 80°F hasta 456°F y presión hasta 800 psia hasta 15000 psia).

La ecuación permite realizar cálculos flash rigurosos en tres fases sistemas acuosos que contienen glicoles, así como para sistemas que contienen otros hidrocarburos o no hidrocarburos en una segunda fase líquida.⁵⁵

Figura 25. Selección de paquete termodinámico



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

⁵⁵ CARRILLO, Naissa. Análisis de prefactibilidad técnica para la implementación de un sistema de procesamiento del gas de la estación Balcón. Bucaramanga, 2004. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Disponible en el catálogo en línea de la Biblioteca de la Universidad Industrial de Santander: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/739/2/114329.pdf>

5.2 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GAS NATURAL LICUADO

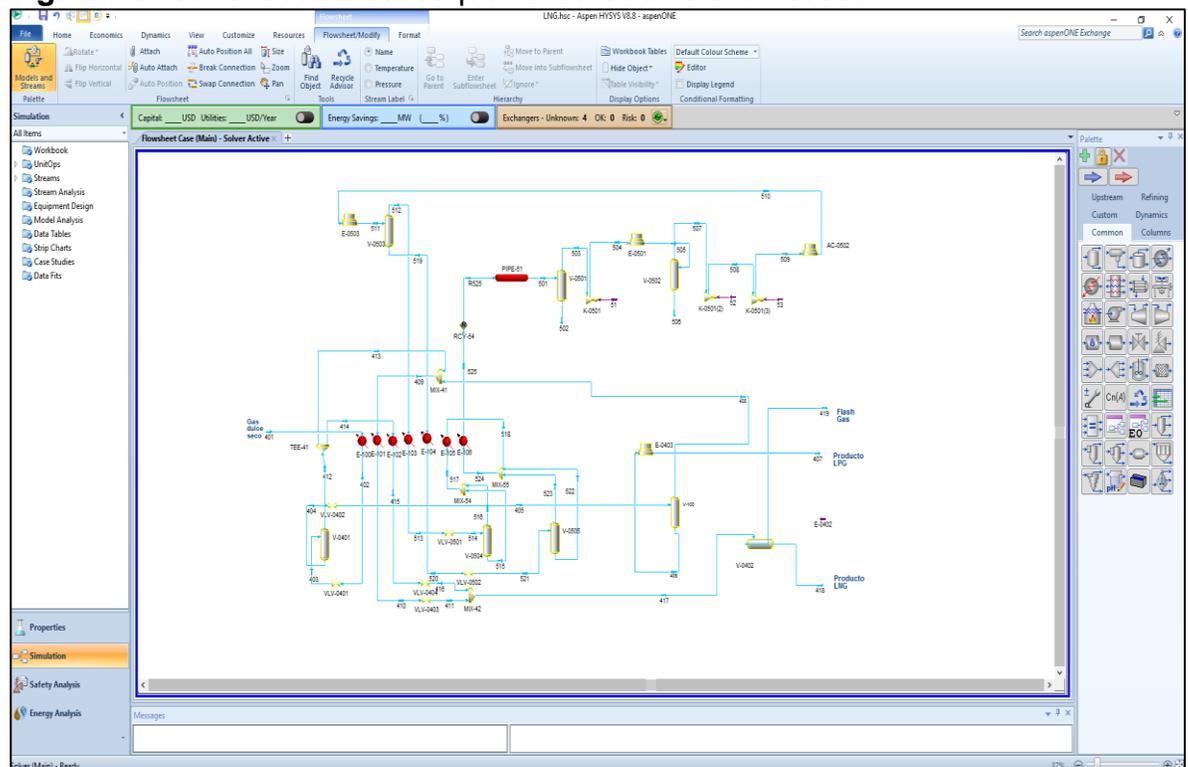
El proceso de simulación de gas natural licuado se va a llevar a cabo con respecto a la información y procesos que se emplean en la empresa General Electric Oil & Gas.

5.2.1 Creación del esquema del proceso. Según el algoritmo de la **Figura 20**, después de establecer el paquete termodinámico a usar se debe proceder a crear el esquema del proceso a desarrollar, con base en una propuesta del procedimiento de licuefacción del gas natural que se obtiene para el Bloque La Creciente, la cual GE Oil & Gas entregó a Pacific E&P, se desarrolló el esquema de la **Figura 26**.

5.2.2 Condiciones de corrientes y equipos de operación. Una vez desarrollado el esquema se agrega las condiciones de operación de las corrientes y de los equipos. En las **Tablas 6, 7 y 8**, se presenta información de la corriente de entrada y el proceso de separación.

La composición de la corriente del gas dulce y seco, proviene de un pre tratamiento de remoción de gases ácidos en un proceso de aminas y deshidratación de tipo adsorción.

Figura 26. Construcción del esquema de Gas natural licuado



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 6. Composición del gas dulce y seco

Gas dulce seco	
401 composición molar	
Hidrogeno	0
Helio	0
Nitrógeno	0,002147
Oxigeno	0
CO2	0
COS	0
H2S	0
Metano	0,992903
Etano	0,002055
Propano	0,000811
i-Butano	0,00041
n-Butano	0,000133
i-Pentano	0,001142
n-Pentano	0,000101
n-Hexano	0,000298
n- Heptano	0
H2O	0

Fuente. GE Oil & Gas.

Tabla 7. Condiciones de entrada del gas dulce y seco

Gas dulce seco		
401 condiciones de entrada		
Temperatura	°F	88,14
Presión	psig	960
Volumen	MMSCFD	19,89

Fuente. GE Oil & Gas.

Tabla 8. Condiciones de operación separador 040

E-0401		
Numero de slides		7
LMTD	°F	0,18
UA	BTU F-hr	9,57E+06
Carga intercambiador	MMBTU/hr	52,94
Temperatura pinch calentamiento	°F	10,61
Temperatura pinch enfriamiento	°F	7,007

Fuente. GE Oil & Gas.

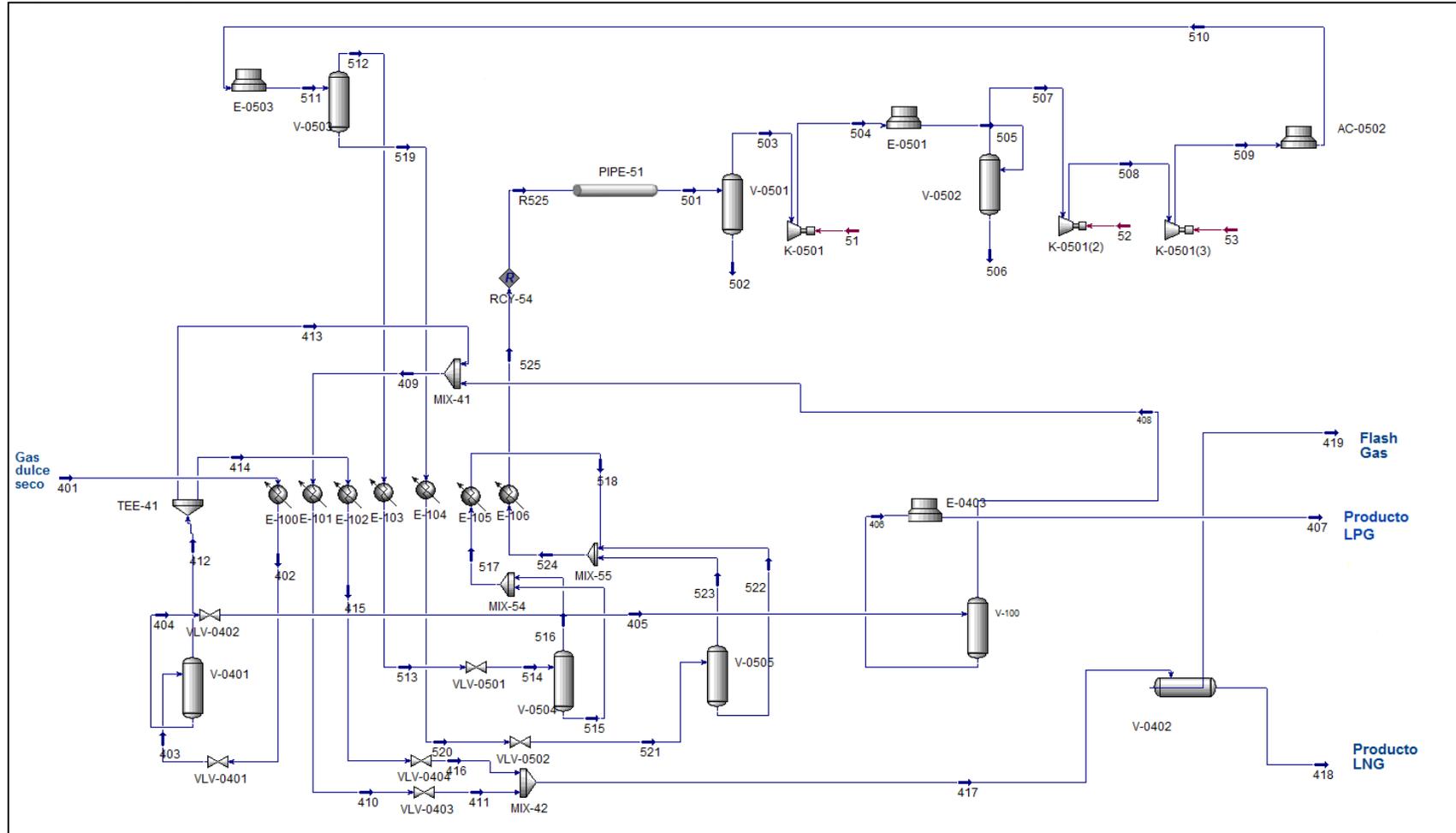
5.2.3 Proceso. En la **Figura 27** se presenta el proceso de refrigerante mixto de ciclo único (SCMR, por sus siglas en inglés), este es un sistema de refrigeración en bucle cerrado que proporciona refrigeración para condensar la corriente de gas de alimentación a gas natural licuado.

Una composición de refrigerante mezclado se comprime, después se enfría y se condensa parcialmente en una corriente de vapor de líquido. A continuación, el refrigerante experimenta una serie de separaciones de reducción de presión y separaciones Líquido-Vapor, a medida que fluye a través del intercambiador de calor de aluminio pulverizado (BAHX, por sus siglas en inglés) para enfriar y condensar el gas natural a un producto líquido. El refrigerante mixto (MR, por sus siglas en inglés), se optimiza usando una composición específica de componentes tales como nitrógeno, metano, etileno, propano e I-pentano para este diseño de planta.

La composición de MR se puede modificar ligeramente en operación para optimizar la refrigeración y la eficiencia de la planta. Con la excepción del metano, que normalmente se suministra a partir del proceso, se deben comprar todos los demás componentes de MR. Los sistemas de almacenamiento y transferencia de estos componentes también deben suministrarse para proporcionar compensación de las pérdidas de gas.

El proceso de refrigerante mixto de ciclo único es esencialmente idéntico al proceso de refrigerante mixto pre enfriado (PCMR, por sus siglas en inglés), con la excepción de que en este ciclo no hay pre-enfriamiento de la corriente de gas de alimentación o de la corriente de refrigerante mezclada. Como resultado, se requiere más trabajo de refrigeración en el principal intercambiador de calor, haciendo que sea mucho más grande. Para algunos fabricantes, este aumento de tamaño requiere que dos BAHX sean ubicados en paralelo para el proceso de licuefacción, especialmente en las plantas de mayor capacidad.

Figura 27. Diagrama de flujos y procesos de LNG



Fuente: Aspen HYSY

5.2.4 Datos obtenidos de la simulación. Una vez ingresados los valores a cada corriente, equipo y proceso, el programa Aspen HYSYS nos arroja los resultados de la simulación.

En la **Tabla 9** se puede observar los valores que son de importancia para realizar la evaluación técnica y financiera del proceso, los volúmenes y condiciones de entrada corresponden a la fase de pre tratamiento del gas el cual condiciona los parámetros de entrada para la planta de LNG.

Tabla 9. Datos de la simulación de LNG

Categoría	Unidad	Datos
Tasa de flujo del gas de alimentación	MMPCD	20
Presión del gas de alimentación	psig	1.200
Temperatura del gas de alimentación	°F	90
LNG producido	GPD	248.567
Estimación total del poder de la planta	MW	6,34
Poder específico	kwh/Gal	0,6122
LPG Producido	lb/hr	124
Principal intercambiador de calor UA	BTU/F-hr	8.565.000
Principal intercambiador de calor de carga fría	mmBTU/hr	52,94
Principal intercambiador de calor No. De pasadas		7
Compresor MR	KW	5.675
Compresor de regeneración de gas	KW	7

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

De acuerdo a lo anterior, las condiciones de salida de los productos principales después de procesar el gas natural con la planta de LNG, son las mostradas en las **Tablas 10 y 11**.

Tabla 10. Condiciones de salida producto LNG

Producto LNG		
418 condiciones de salida		
Temperatura	°F	-237,8
Presión	psig	20
Volumen	MMSCFD	19,54

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 11. Condiciones de salida producto LPG

Producto LPG		
407 condiciones de salida		
Temperatura	°F	-120
Presión	psig	545
Volumen	MMSCFD	0,2871
Energía de calentamiento	BTU/SCF	3.562

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

La **Tabla 12** muestra las condiciones del gas para quemar después de la separación final.

Tabla 12. Condiciones de salida flash gas

Flash gas		
701 condiciones de salida		
Temperatura	°F	-237,8
Presión	psig	20
Volumen	MMSCFD	0,0333

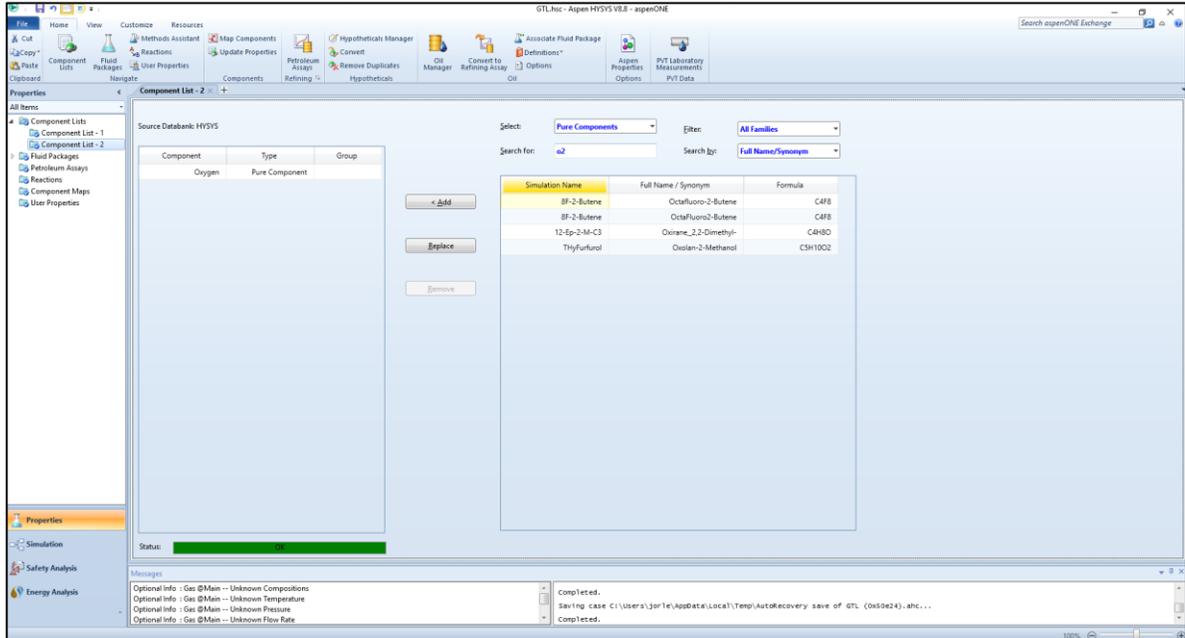
Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

5.3 SIMULACIÓN DE PROCESO DE GAS A LÍQUIDOS

El proceso de simulación de gas a líquidos (GTL) se va a realizar tomando como referencia un estudio de prefactibilidad para desarrollar una planta de GTL en una refinería ubicada en Darwin, Australia, por la empresa Worley Parsons. Para esto tenemos que agregar datos adicionales como la corriente de oxígeno (**Figura 28**), el cual proviene de un proceso de separación criogénica del aire, en el **Anexo C** se encuentra el esquema de este proceso.

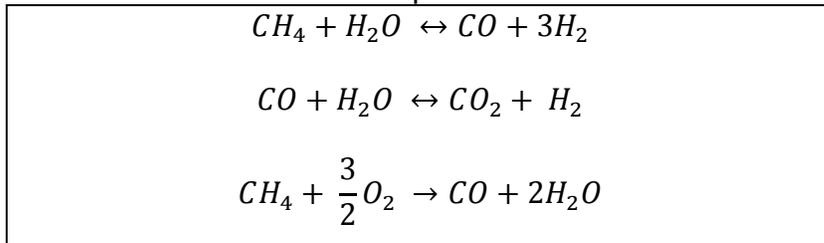
Además, para este caso se tiene que agregar en propiedades, las reacciones de los procesos de síntesis de gas y el proceso Fischer-Tropsch, las cuales se demuestran en la **Ecuación 3** y en la **Ecuación 4**, respectivamente.

Figura 28. Lista de componentes de corriente de agua



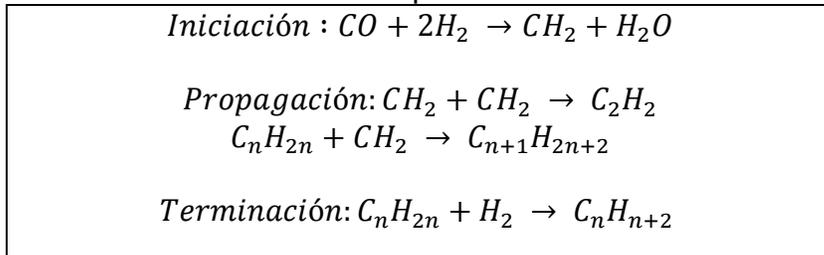
Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Ecuación 3. Reacciones en proceso ATR



Fuente: WorleyParsons Pte Limited. Refinery Pre-Feasibility Study. 2008. p. 54.

Ecuación 4. Reacciones en proceso FT

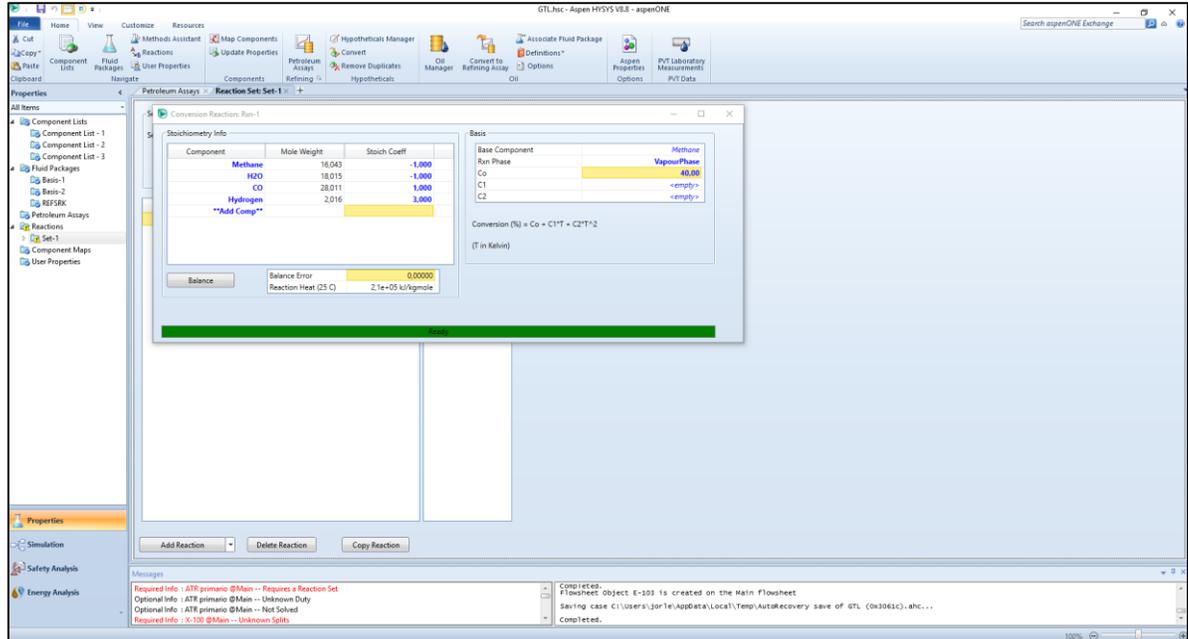


Fuente: WorleyParsons Pte Limited. Refinery Pre-Feasibility Study. 2008. p. 54.

Las reacciones anteriores son reacciones endotérmicas, estas requieren temperaturas elevadas para producir un equilibrio de mezcla del hidrogeno,

monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano y agua, la representación de estas reacciones en el software Aspen HYSYS, se ilustra en la **Figura 29**.

Figura 29. Reacciones GTL en HYSYS

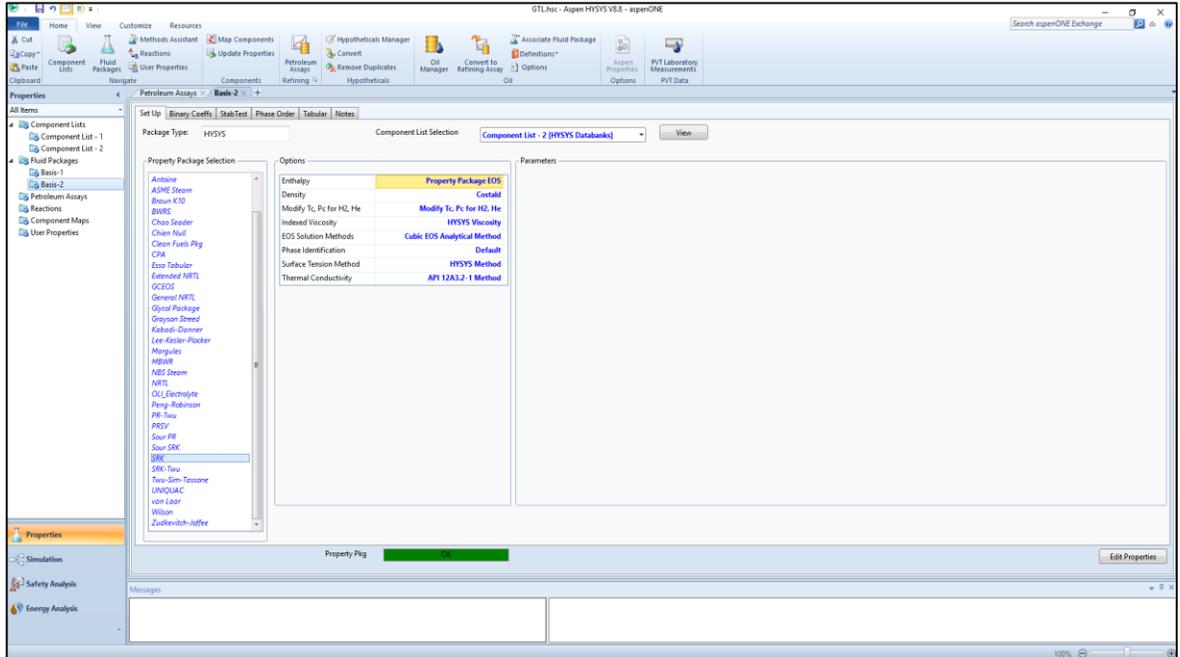


Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Además, para complementar la simulación se debe escoger el paquete termodinámico de Soave-Redlich-Kwong (SRK) el cual es de uso para calcular propiedades termodinámicas de equilibrio líquido-vapor, ya que el proceso de GTL además de contener procesos petroquímicos, está compuesto por múltiples componentes vapor-líquido. Esta acción se demuestra en la **Figura 30**.

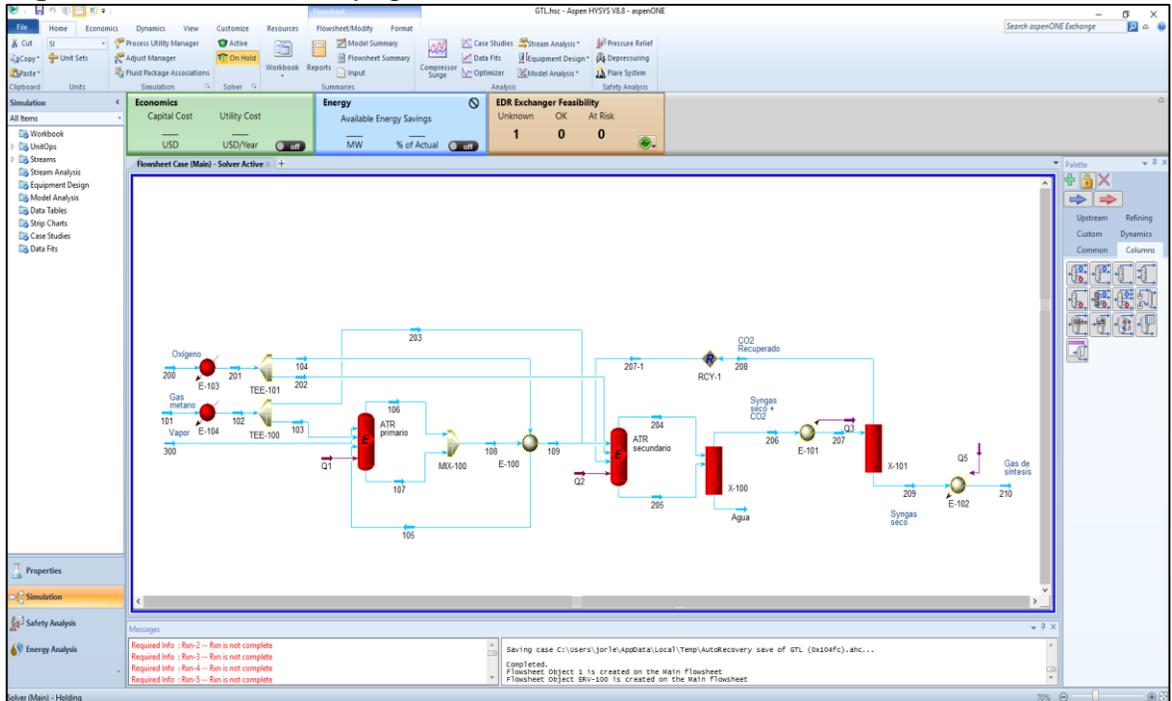
5.3.1 Creación del esquema del proceso. Una vez introducidas las propiedades para la simulación, comenzamos a realizar el diagrama del proceso, el cual se divide principalmente en la síntesis del gas y el proceso Fischer-Tropsch. La **Figura 31** y **Figura 32**, muestran respectivamente estos procesos en el simulador.

Figura 30. Selección paquete termodinámico SRK



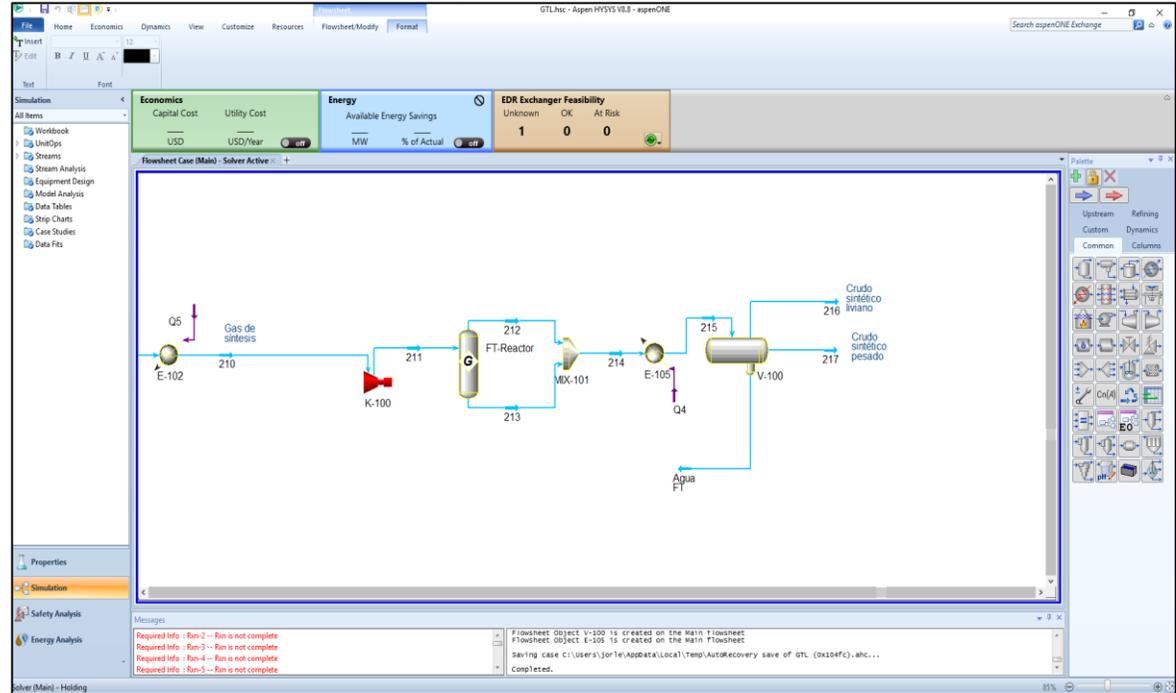
Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Figura 31. Generación syngas



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Figura 32. Proceso Fischer-Tropsch



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

5.3.2 Condiciones de corrientes y equipos de operación. Una vez desarrollado el esquema se agrega las condiciones de operación de las corrientes y de los equipos.

En las **Tablas 13, 14, 15, 16 y 17** se presenta información de las corrientes de entrada y los reactores involucrados en el proceso.

La composición de la corriente del gas dulce y seco, proviene de un pre tratamiento de remoción de gases ácidos en un proceso de aminas y deshidratación de tipo adsorción, la composición del gas se realizará con respecto a la **Tabla 7**.

Tabla 13. Condiciones de entrada gas

Gas metano		
101 condiciones de entrada		
Temperatura	°F	95
Presión	psig	515
Volumen	MMSCFD	19,89

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 14. Condiciones de entrada oxigeno

Oxigeno		
200 condiciones de entrada		
Temperatura	°F	60
Presión	psig	515
Pureza	%	99
Volumen	MMSCFD	11,05

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 15. Condiciones de entrada vapor

Vapor		
101 condiciones de entrada		
Temperatura	°F	350
Presión	psig	515
Volumen	MMSCFD	11,9

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 16. Condiciones de operación reactores de Syngas

Reactores Syngas		
Procesamiento H ₂ O	lb/s	6,07
Procesamiento O ₂	lb/s	11,7
Procesamiento gas	lb/s	9,78
Presion de operación	psia	411,5
Temperatura min	°F	995
Temperatura max	°F	1949

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

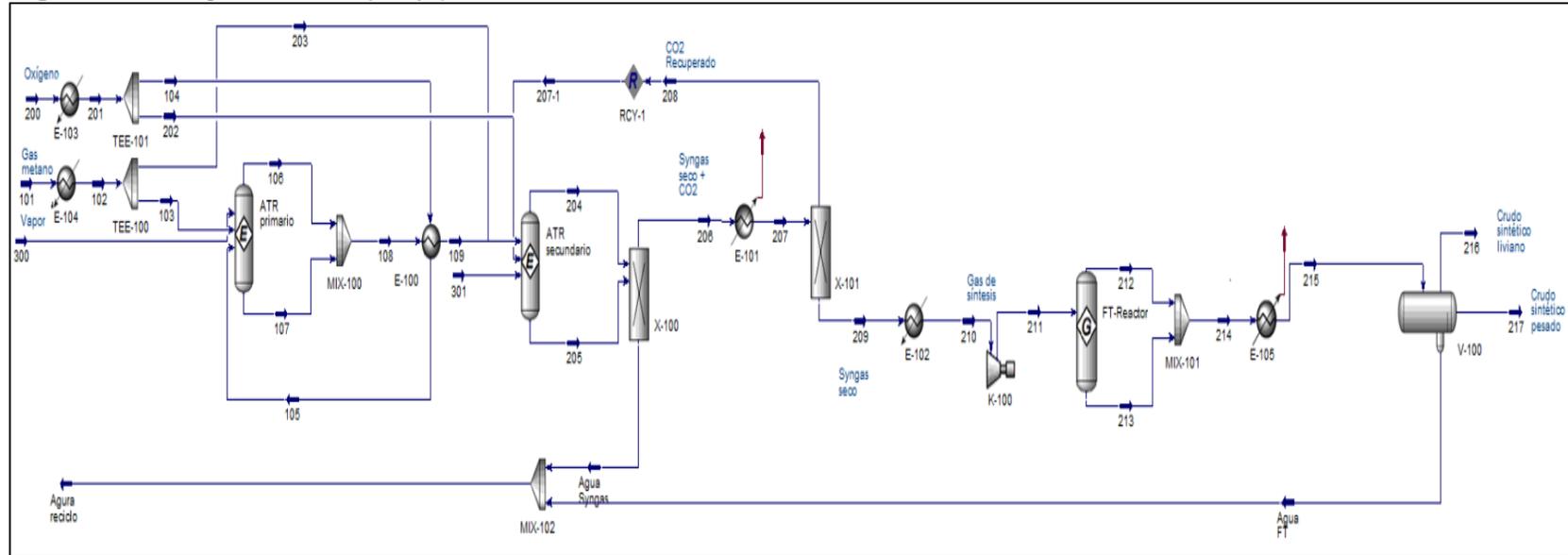
Tabla 17. Condiciones de operación de reactor Fischer-Tropsch

Reactor FT		
Temperatura entrada	°F	430
Presión de entrada	psia	411
Tasa de flujo de entrada	lb/s	22,7

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

5.3.3 Proceso. La **Figura 33** presenta el proceso de GTL tras ingresar los datos correspondientes, en donde se supone que el proceso es isotérmico, se encuentra en estado estacionario, ácido sulfhídrico despreciable y entrada de gas constante.

Figura 33. Diagrama de flujos y procesos GTL



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores

El proceso de conversión de gas a líquidos se divide principalmente en tres etapas, las cuales son la generación del gas de síntesis, la generación del crudo de síntesis y el proceso de mejoramiento, que corresponde al sector petroquímico.

Para generar el gas de síntesis es necesario realizar el proceso ATR, este comienza con las corrientes de entrada que son vapor, oxígeno y el gas del Bloque La Creciente; el gas y el oxígeno tienen que ser llevados a un pre calentador con el fin de entrar a las condiciones requeridas por el proceso, una vez en el reactor primario se llevan a cabo las reacciones descritas en la **Ecuación 3**, en donde es necesario que las reacciones alcancen valores de 1300-1500 °F para que puedan alcanzar el equilibrio químico de la mezcla, lo que permite obtener el gas de síntesis que es una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono. Este gas de síntesis sirve como fuente de energía para calentar el oxígeno de entrada al proceso ATR primario.

Este gas se lleva nuevamente a un reactor, en presencia de gas, vapor, oxígeno y dióxido de carbono recirculado, esto se realiza con el fin de corregir procesos que no se llevaron a cabo en el reactor primario y obtener un producto de mayor pureza, las reacciones son las mismas que se llevan a cabo en el primer reactor, solo que aquí se agrega una combustión parcial para evitar que el gas de síntesis salga con altos contenidos de metano.

El producto que se genera en esta etapa es un gas de síntesis húmedo, que se lleva a una unidad de fraccionamiento para separar el agua, que se usa nuevamente en conjunto con el agua que se obtiene del proceso FT para la corriente de vapor.

El gas es llevado a un enfriador para entrar a una columna de absorción en la cual se circula una solución de $\text{KHCO}_3 / \text{K}_2\text{CO}_3$, que realiza la absorción del dióxido de carbono y se encarga de su recirculación por medio de un proceso de incremento de temperatura, este gas se usa nuevamente en el reactor secundario como se nombró anteriormente, el gas producto de este proceso será el gas de entrada para la etapa Fischer-Tropsch, el cual tiene que llevarse nuevamente a un calentador y pasar por un proceso de compresión, para llegar con las condiciones adecuadas que necesita el proceso sintético.

En el reactor de Fischer-Tropsch de tipo slurry se llevan a cabo las reacciones nombradas en la **Ecuación 4**, las cuales tienen como fin convertir el gas de síntesis en crudo sintético, todo esto mediante el proceso de separación y conformación de nuevas cadenas de carbonos, estas reacciones se llevan a cabo en temperaturas cercanas a los 390-480 °F y a condiciones presión de 360-435 psig, en donde el reactor convertirá aproximadamente el 60% de monóxido de carbono en hidrocarburos, además dependiendo del catalizador que se use, se pueden obtener distintos productos, para este proceso se seleccionó un catalizador ultra estable de

cobalto el cual nos permite obtener productos como diésel y nafta entre otros, con un óptimo rendimiento.⁵⁶

El producto del reactor FT debe separarse por lo tanto es llevado a un enfriador y posteriormente a un separador de tres fases en donde el crudo sintético se dividirá principalmente en dos fases, el crudo liviano y el crudo pesado, el crudo liviano es usado en parte para el proceso de elaboración de GLP (**Tabla 18**) y otra parte es recirculada para agregarse nuevamente al crudo sintético pesado, mientras que el crudo pesado se usa para la elaboración de diésel y naftas (**Tabla 19**).

5.3.4 Datos obtenidos de la simulación. Una vez ingresados los valores a cada corriente, equipo y proceso, el programa Aspen HYSYS nos arroja los resultados de la simulación.

En la **Tabla 20** se puede observar los valores que son de importancia para realizar la evaluación técnica y financiera del proceso, como se mostró en los esquemas la simulación se realizó hasta la generación de las corrientes de crudo sintético, en donde a cada corriente se le realizó un procedimiento diferente para la obtención de productos que son comerciales como lo son el GLP, nafta y el diésel, esta parte de la simulación se llevó a cabo por parte de la empresa Worley Parsons.

Tabla 18. Resultados de la simulación crudo sintético pesado

Crudo sintético pesado		
216 condiciones de salida		
Temperatura	°F	389
Presión	psig	398,2
Volumen	BPD	1805

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 19. Resultados de la simulación crudo sintético liviano

Crudo sintético liviano		
217 condiciones de salida		
Temperatura	°F	389
Presión	psig	398,2
Volumen	MMPCD	3,64

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

⁵⁶ WORLEY PARSONS. Refinery pre-feasibility study. 2008. p. 71

Tabla 20. Resultados de la simulación productos

Categoría	Unidad	Datos
Tasa de flujo del gas de alimentación	MMPCD	20
Presión del gas de alimentación	psig	515
Temperatura del gas de alimentación	°F	95
LPG producido		
LPG producido	BPD	76
Temperatura	°F	110
Presión	psig	180
Pureza	%	98,7
Nafta producida		
Nafta producida	BPD	762
Temperatura	°F	90
Presión	psig	14,69
Pureza	%	99,8
Diésel producido		
Diésel producido	BPD	1.358
Temperatura	°F	110
Presión	psig	29,4
Pureza	%	100

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

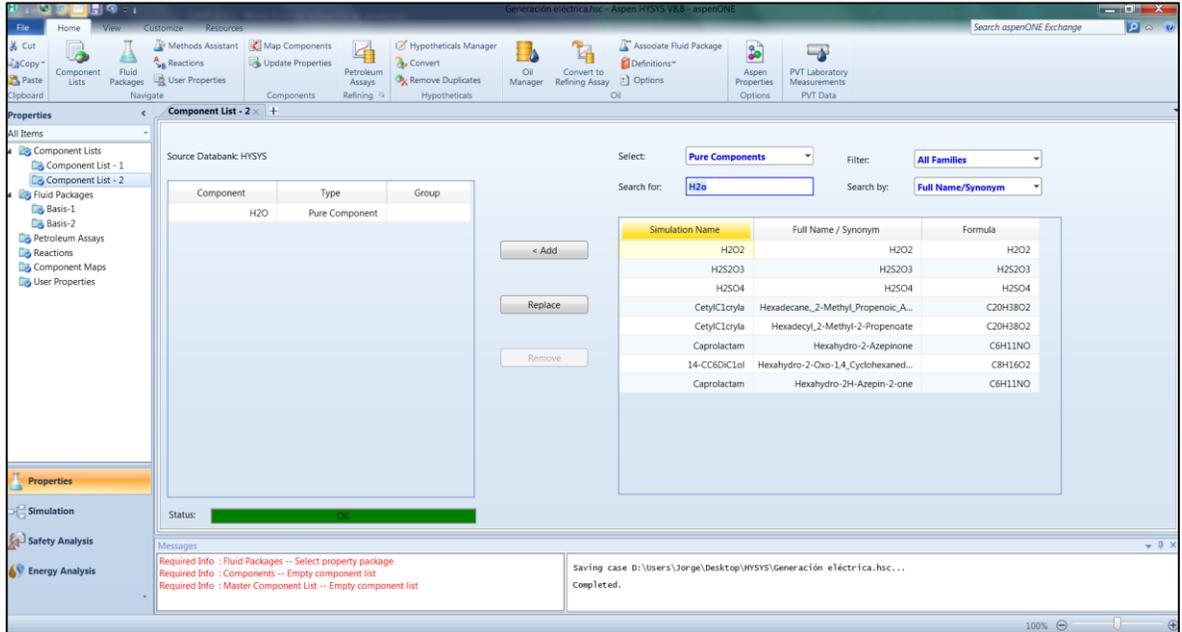
5.4 SIMULACIÓN DE PROCESO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Se realiza la simulación de una planta de generación eléctrica de cogeneración alimentada por gas, esto se realiza en base a la planta de cogeneración de CEPESA ubicada en Huelva, España. Para esto tenemos que agregar datos adicionales como la corriente de agua con la cual se va a representar el ciclo de Rankine, como se muestra en la **Figura 34**.

También se tiene que agregar el paquete de fluido “ASME Stream”, como se muestra en la **Figura 35**, mediante el cual se puede realizar la caracterización de la corriente de vapor que se emplea en el ciclo Rankine.

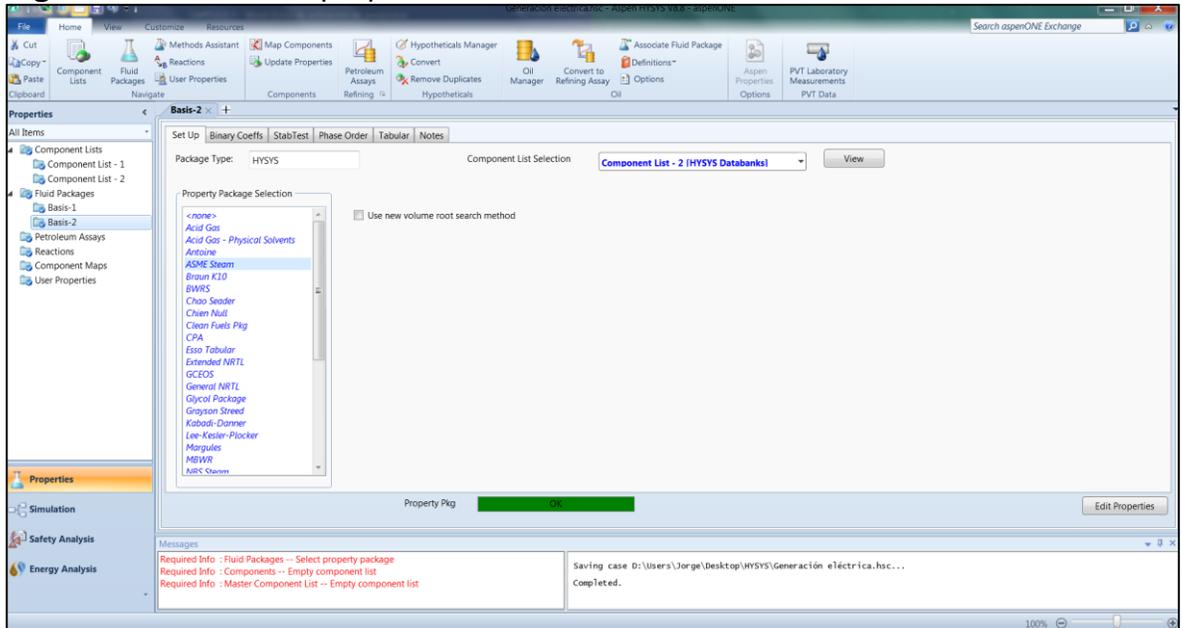
Además, para este caso se tiene que agregar en propiedades las reacciones de los procesos, la reacción presente en el proceso corresponde a la reacción de post-combustión en la caldera del gas natural en presencia de los gases de escape de la turbina de gas. Las reacciones que se llevan a cabo en la combustión se presentan en la **Ecución 5**.

Figura 34. Lista de componentes de corriente de agua



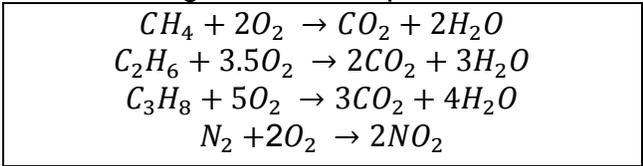
Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Figura 35. Adición de paquete de fluido ASME Stream



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

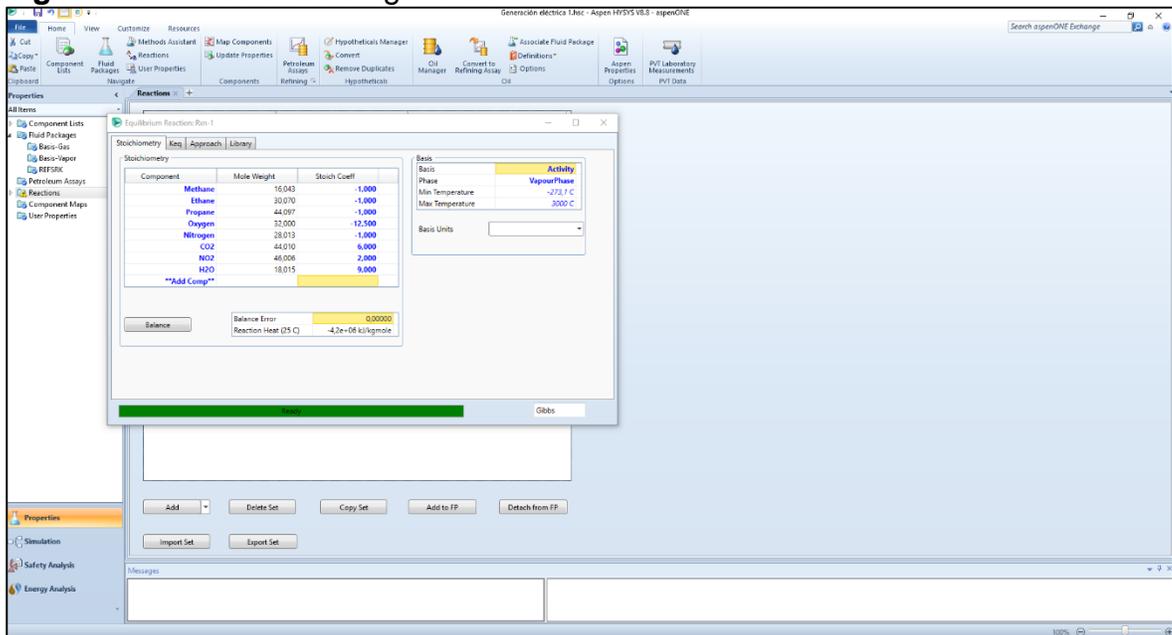
Ecuación 5. Reacciones presentes en la post-combustión del gas natural en presencia de aire o de los gases de escape de la turbina



Fuente: Cepsa. Estudio de prefactibilidad. Huelva, España. 2014.

Este proceso se lleva a cabo en el reactor de Gibbs, en donde se obtienen resultados similares a un reactor de equilibrio si se suministra la información necesaria (**Figura 36**). Se tienen que completar los coeficientes estequiométricos, recordando que se deben asumir valores negativos cuando los coeficientes correspondan a reactivos y verificar que el campo denominado balance error sea igual a cero.

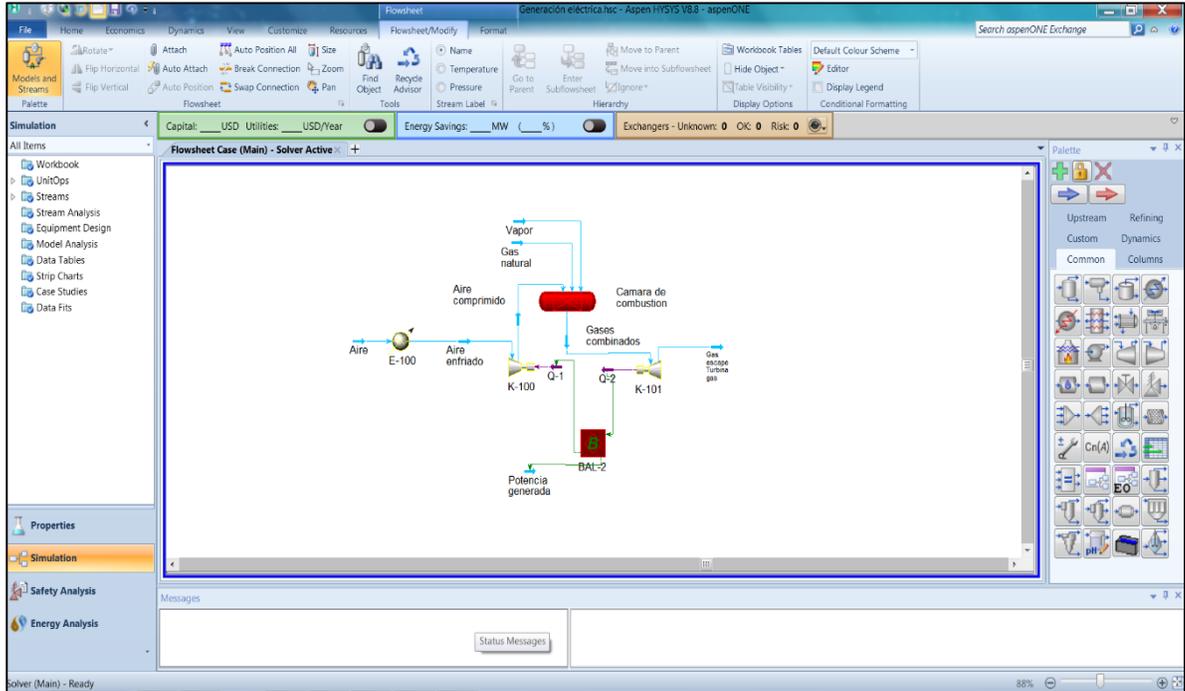
Figura 36. Reacciones en generación eléctrica en HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

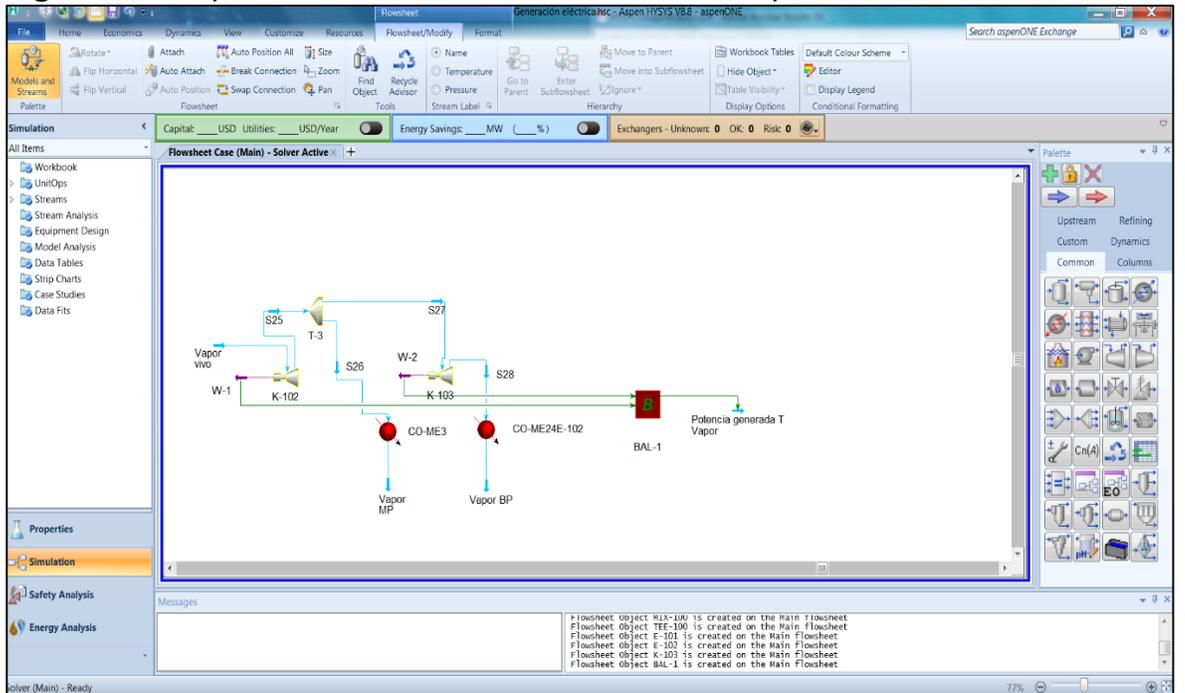
5.4.1 Creación del esquema del proceso. Una vez introducidas las propiedades para la simulación, comenzamos a realizar el diagrama del proceso para generación eléctrica, este proceso se divide principalmente en cuatro partes, turbina de gas (**Figura 37**), turbina de vapor (**Figura 38**), separador y calentadores de las corrientes (**Figura 39**), y caldera de recuperación de calor (**Figura 40**).

Figura 37. Esquema de simulación de la turbina de gas



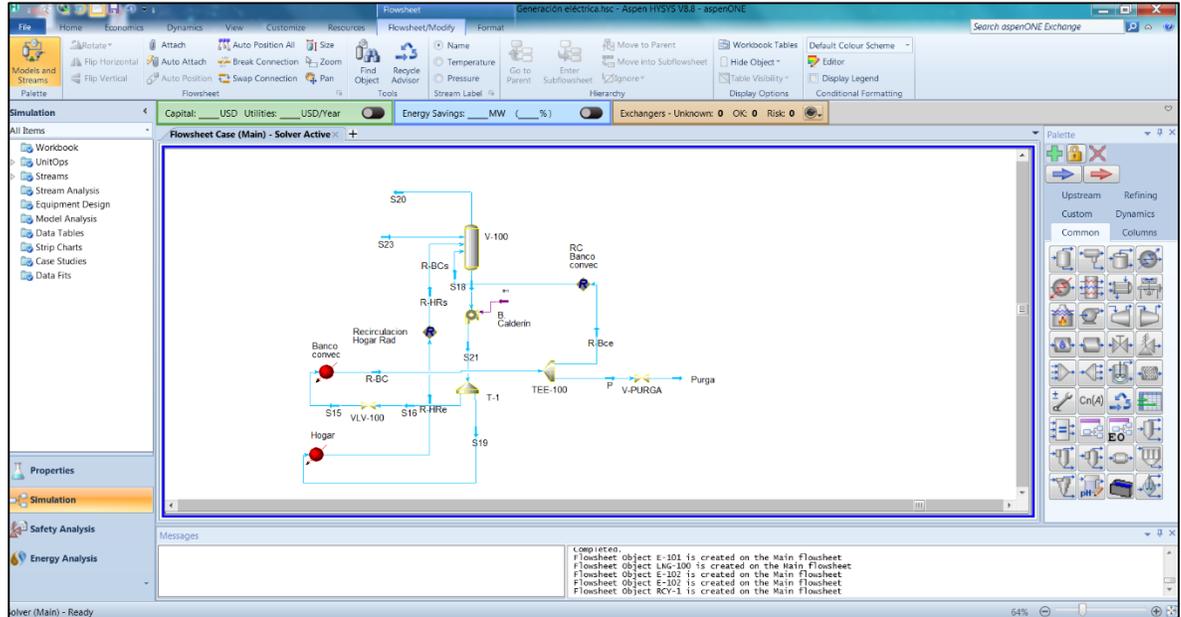
Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Figura 38. Esquema de simulación de la turbina de vapor



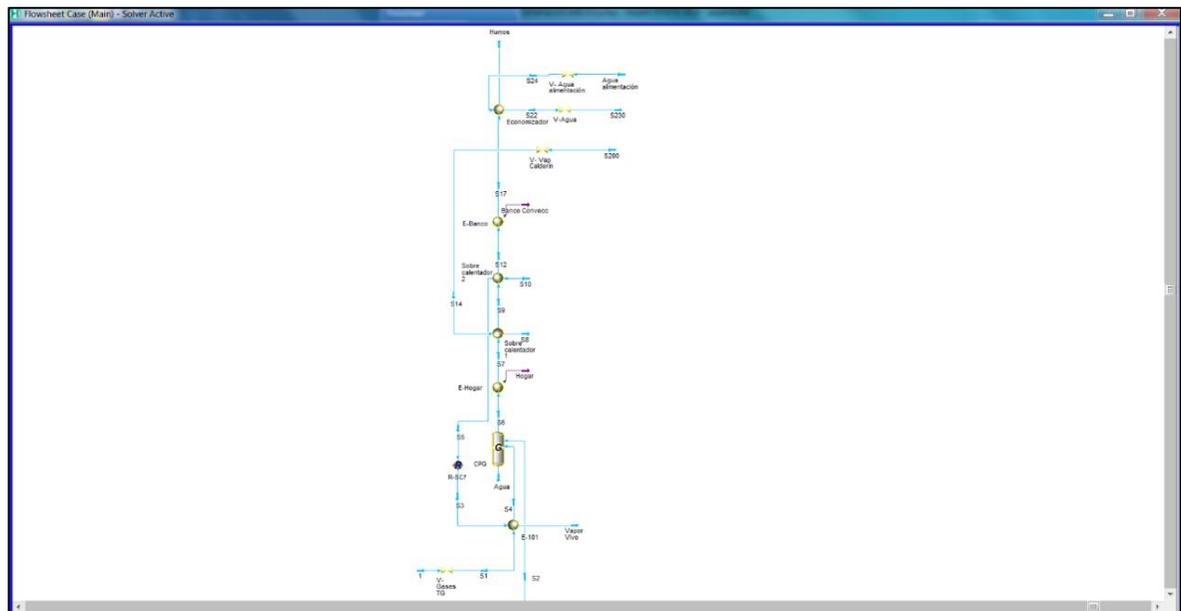
Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Figura 39. Esquema del separador y calentadores de corrientes de recirculación



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Figura 40. Esquema de simulación de la cámara de combustión y el tren de calentamiento



Fuente: Aspen HYSYS.

5.4.2 Condiciones de corrientes y equipos de operación. Una vez desarrollado el esquema se agrega las condiciones de operación de las corrientes y de los equipos; la composición del gas natural es la misma que la usada en el proceso de LNG, ver **Tabla 7**.

Las condiciones de operación de los principales equipos y corrientes son las siguientes, turbina de gas (**Tabla 21**), turbina de vapor (**Tabla 22**), corrientes de entrada (**Tabla 23**), y caldera de recuperación de calor (**Tabla 24**).

Tabla 21. Datos operativos de la turbina de gas

Turbina de gas			
Módulo	Parámetros	Unidad	Valor
Combustible	Presión de alimentación de combustible	psia	248,5
	Temperatura de alimentación de combustible	°F	77
Turbina de gas	Caudal combustible	lb/s	5,6
	Temperatura gases de escape	°F	1.010
	Caudal gases escape	lb/s	319,4
	Presión gases de escape	psia	14,9
	Temperatura aire salida enfriador evaporativo	°F	56,8
	Porcentaje de carga	%	100
	Caudal de vapor de inyección	lb/s	1,46

Fuente: CEPESA, modificado por los autores.

Tabla 22. Datos operativos turbina vapor

Turbina de vapor			
Módulo	Parámetros	Unidad	Valor
Turbina vapor	Rendimiento	%	76,7
	Caudal	lb/s	91,8
	Temperatura	°F	890,2
	Presión	psia	1.252
Turbina extracción	Rendimiento	%	62,5
Entrada Enfriador CO-ME3	Caudal	lb/s	64
	Temperatura	°F	580,5
	Perdida de carga	psia	29,7
Salida Enfriador CO-ME3	Temperatura	°F	478,6
	Presión	psia	268,8
Entrada Enfriador CO-ME24	Temperatura	°F	378
	Perdida de carga	psia	29,7
Salida Enfriador CO-ME24	Temperatura	°F	328,8
	Presión	psia	55,5

Fuente: CEPESA, modificado por los autores.

Tabla 23. Datos operativos caldera de recuperación de calor

Caldera de recuperación de calor			
Módulo	Parámetros	Unidad	Valor
Condiciones ambientales	Temperatura ambiente	°F	86
	Humedad relativa	%	62,5
	Presión atmosférica	psia	14,62
Propiedades combustible postcombustión	Temperatura de alimentación combustible a quemador	°F	70
	Temperatura gases escape T. de gas	°F	1.010
	Caudal gases escape T. de gas	lb/s	319,4
	Presión gases escape T. de gas	psia	14,9
Caldera de recuperación de calor	Presión agua entrada economizador	psia	1.330
	Temperatura vapor salida atemperador previo SC2	°F	693
	Purga banco convectivo	%	1,032
Sobrecalentador final SCf	Presión gases	psia	14,97
	Temperatura gases	°F	998
	Caudal gases	lb/s	323,9
	Presión vapor salida sobrecalentador	psia	1.250
	Temperatura vapor salida sobrecalentador	°F	886,5
	Caudal vapor salida sobrecalentador	lb/s	80
Cámara Post-combustión CPC	Caudal de combustible post combustión	lb/s	2,47
	Temperatura gases a la salida del quemador	°F	1.444,8
	Caudal gases a la salida del quemador	lb/s	326,5
Hogar	Presión vapor a la salida del evaporador	psia	1.330
	Temperatura vapor a la salida del evaporador	°F	580,3
	Caudal vapor a la salida del evaporador	lb/s	65,2
	Presión gases a la salida del evaporador	psia	14,9
	Temperatura gases a la salida del evaporador	°F	1.202,7
Sobrecalentador SC1	Temperatura gases a la salida Sobrecalentador	°F	1.071,3
	Presión vapor a la salida sobrecalentador	psia	1.304,3
	Temperatura vapor a la salida sobrecalentador	°F	728,6
	Caudal vapor a la salida sobrecalentador	lb/s	80
Atemperador vapor a la salida de sobrecalentador	Presión vapor salida atemperador	psia	1.304,3
	Temperatura vapor salida atemperador	°F	692,8
	Caudal vapor salida atemperador	lb/s	71
	Caudal agua alimentación atemperador	lb/s	2,1
Sobrecalentador vapor SC2	Temperatura gases salida sobrecalentador	°F	1.003,5
Banco convección	Temperatura purga evaporador	°F	580,3
	Caudal purga evaporador	lb/s	0,47
	Caudal vapor a la salida del evaporador	lb/s	44,8
	Temperatura vapor a la salida del evaporador	°F	580,3
	Temperatura gases a la salida del evaporador	°F	676,4
	Presión vapor a la salida del evaporador	psia	1.330
Economizador ECO	Temperatura gases a la salida economizador	°F	408,7
	Caudal agua de alimentación caldera	lb/s	80,4
	Temperatura agua de alimentación caldera	°F	293
	Presión agua de alimentación caldera	psia	1.757
	Porcentaje molar O2 gases salida economizador	%	11
	Caudal volumétrico gases salida economizador	ft3/s	4.053

Fuente: CEPASA, modificado por los autores.

Tabla 24. Condiciones de las corrientes de entrada

Condiciones de las corrientes de entrada				
Variable	Gas de escape	Gas natural	Agua alimentación	Agua alimentación atemperador
Temperatura (°F)	997,7	75,7	293	293,9
Presión (psia)	214	100,4	1.425	1.318,8
Caudal (lb/s)	178,9	1,37	44,4	1,17

Fuente: CEPESA, modificado por los autores.

5.4.3 Proceso. Una vez se introducen los datos se obtiene el esquema mostrado en la **Figura 41**, el cual representa una planta de cogeneración de energía eléctrica por medio de los ciclos de Rankine y Brayton.

El combustible que será usado es el gas natural, el cual proviene del Bloque La Creciente y fue llevado a un proceso de pretratamiento con el fin de remover impurezas que pudieran afectar el desempeño y vida útil de los equipos, así como el poder calorífico generado por el gas que es principalmente metano.

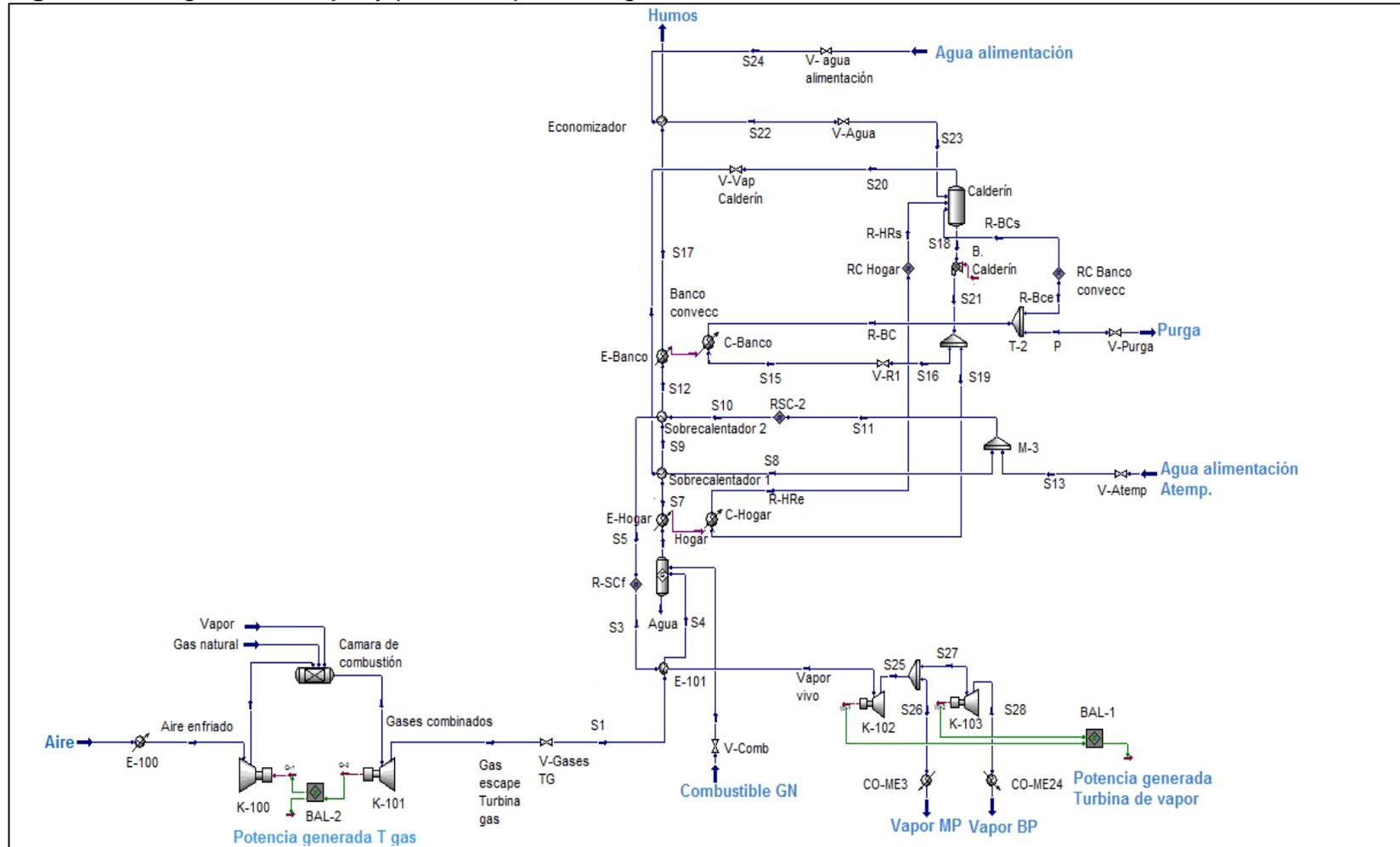
El proceso comienza en la turbina de gas, la cual acciona el compresor para aspirar aire, que previamente es enfriado y filtrado para aumentar la potencia de la turbina, este aire es comprimido y se introduce en la cámara de combustión, en donde se realiza el proceso de combustión con el gas natural y el vapor, liberando gases de combustión a alta temperatura y presión, los cuales se expanden en la turbina axial, pasando por las ruedas de la turbina, produciendo el trabajo necesario para mover el conjunto compresor-turbina y el generador eléctrico. Estos gases salen por la sección de gases de escape.

Estos gases de escape se transfieren a los circuitos de agua-vapor por medio de los intercambiadores de calor en la caldera de recuperación, en donde la transferencia de calor se da principalmente por la convección forzada, la cual es generada entre las superficies fijas y el flujo de gases del escape de la turbina sobre la superficie de los tubos, el calor se transfiere por conducción a las paredes externas del tubo, de la pared externa hacia la interna se transfiere por conducción y por último el calor se transfiere por convección desde la parte interna de los tubos hacia el agua o vapor que fluye en el interior.

Los gases de escape se someten a una postcombustión que ocurre en los quemadores instalados en el conducto de gases a la entrada de la caldera lo que permite que se pueda utilizar el exceso de oxígeno de los gases de escape de la turbina, sin sobrepasar las temperaturas admisibles para la placa de protección interna del aislamiento de la pared de la caldera, por lo cual no es necesario realizar otra entrada de aire.

La caldera de recuperación de calor genera vapor a diferentes condiciones a partir de agua y condensados que se pueden obtener ya sea de fuentes externas o del

Figura 41. Diagrama de flujos y procesos planta cogeneración



Fuente: Aspen HYSYS.

procesamiento del vapor MP o BP en la turbina de vapor; esta agua es calentada en la caldera por medio de un intercambiador (economizador) para poder ingresar al calderín, ya que no se debe generar diferencias térmicas grandes entre la temperatura del agua de alimentación y la del calderín.

Para realizar la transición de calor para la vaporización se utiliza un banco de tubos, estos pasan por el interior agua-vapor, y por el exterior gases de combustión, para generar vapor de alta presión se usan dos evaporadores y para sobre calentar más el vapor se usan tres sobrecalentadores, con un atemperador se consigue una atemperación intermedia para evitar que el vapor alcance temperaturas incompatibles con el correcto funcionamiento de la turbina de vapor, el calderín dispone de una purga para prevenir la concentración excesiva de sales de las calderas, extrayendo de forma continua pequeñas cantidades de agua de la misma, esta purga es enviada a un tanque flash que permite recuperar vapor de baja presión, y las que no son recuperadas se envían a una planta de tratamiento de efluentes.

El vapor vivo o de alta presión que proviene de la caldera de recuperación es utilizado en la turbina de vapor para generar la energía eléctrica mediante un proceso similar al utilizado en la turbina de gas, de esta turbina se generan corrientes de salida de vapor a presión media y a baja presión, a los cuales se les puede dar un uso externo, aprovechando las condiciones de presión y temperatura que poseen o se pueden usar para alimentar el calderín.

5.4.4 Datos obtenidos de la simulación. Una vez ingresados los valores a cada corriente, equipo y proceso, el programa Aspen HYSYS nos arroja los resultados de la simulación, los cuales se pueden observar en las **Tablas 25, 26, 27 y 28.**

Tabla 25. Datos de la simulación de generación eléctrica, turbina de gas

Turbina de gas		
Potencia eléctrica nominal	MW	21,25
Heat rate nominal	BTU/KWh	7.610
Temperatura de los gases de escape	°F	860

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 26. Datos de la simulación de generación eléctrica, caldera de recuperación

Caldera de recuperación		
Temperatura vapor vivo	°F	790
Presión de vapor vivo	psia	1.160
Capacidad de generación de vapor - carga base	lb/s	41,67
Capacidad de generación de vapor - carga punta	lb/s	45,00

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 27. Datos de la simulación de generación eléctrica, turbina de vapor

Turbina de vapor		
Potencia eléctrica nominal	MW	8,92
Presión vapor vivo	psia	1.450
Temperatura vapor vivo	°F	950
Caudal vapor vivo	lb/s	41,7
Presión vapor de extracción	psia	320
Temperatura vapor de extracción	°F	580
Caudal de vapor de extracción	lb/s	40,3
Presión de vapor contrapresión	psia	68
Temperatura vapor contrapresión	°F	480
Caudal vapor contrapresión	lb/s	12,5

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 28. Condiciones de salida del proceso de generación eléctrica

Resultado corrientes de salida del proceso		
Parámetro	Unidad	Valor
Temperatura vapor salida atemperador previo a SC2	°F	692,8
Caudal vapor salida sobrecalentador SCf	lb/s	45,33
Temperatura gases a la salida del quemador	°F	1.450,8
Caudal gases a la salida del quemador	lb/s	180,32
Presión vapor a la salida del hogar	psia	1.329
Temperatura vapor a la salida del hogar	°F	580,3
Caudal vapor a la salida del hogar	lb/s	19,44
Presión gases a la salida del hogar	psia	14,9
Temperatura gases a la salida del hogar	°F	1.226,1
Temperatura gases salida sobrecalentador SC1	°F	1.096,9
Temperatura vapor salida sobrecalentador SC1	°F	728,6
Caudal vapor salida sobrecalentador SC1	lb/s	44,27
Temperatura vapor salida atemperador	°F	692,8
Caudal vapor salida atemperador	lb/s	45,44
Caudal agua alimentación atemperador	lb/s	1,16
Temperatura gases salida sobrecalentador SC2	°F	1.056,2
Caudal purga evaporador	lb/s	0,273
Caudal vapor a la salida del banco convecc	lb/s	2.586
Temperatura vapor a la salida del banco convecc	°F	580,3
Temperatura gases a la salida del banco convecc	°F	744,8
Presión vapor a la salida del banco convecc	psia	1.329
Temperatura gases salida economizador	°F	451,8

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

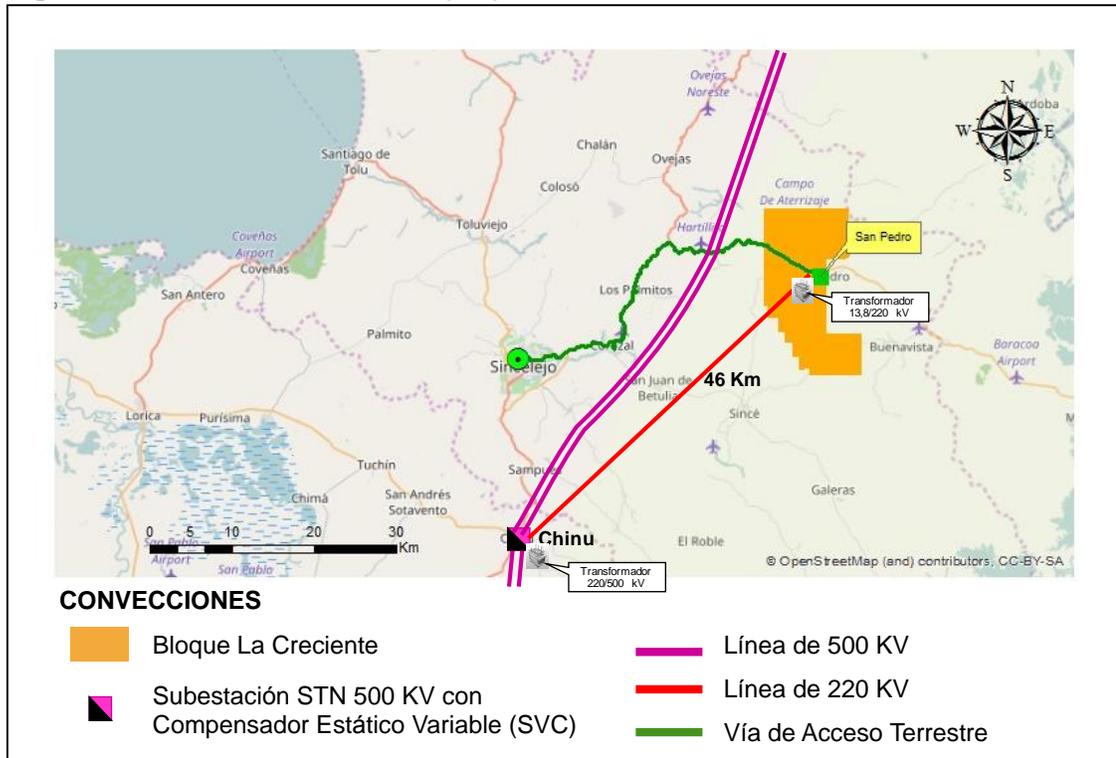
5.4.5 Transmisión de energía para el caso de análisis. Según el sistema eléctrico colombiano, explicado en el capítulo anterior, la red de transmisión eléctrica más cercana al área objeto de estudio es la línea de 500 kV que va desde Cerromatoso, Córdoba, hasta Sabanalarga, Atlántico, la cual hace parte del anillo de doble circuito que conecta la región andina de Colombia con la región Caribe.

La subestación reductora más cercana conectada al sistema de transmisión nacional, es la llamada subestación Chinú, en el departamento de Córdoba, esta subestación cuenta con un sistema compensador estático variable (SVC), que reduce la pérdida de energía eléctrica por radiación.

La distancia en línea eléctrica desde el área objeto de estudio hasta la subestación de Chinú es de 46 km en línea recta, la cual sería la distancia necesaria para conectar el proyecto de generación eléctrica del Bloque La Creciente con el sistema eléctrico colombiano, para su posible comercialización.

Para la construcción de esta etapa del proyecto, es necesario adquirir dos transformadores elevadores de tensión y la construcción de la red de transmisión de 46 km, como se muestra en la **Figura 42**.

Figura 42. Red de transmisión propuesta



Fuente: UPME. Sistema de Transmisión Nacional (STN). 2016. INVIAS. Mapa de Carreteras de Sucre. 2016. Modificado por los Autores.

5.4.5.1 Subestación eléctrica y Transformadores de energía. Los transformadores necesarios para elevar el voltaje de salida de la planta de cogeneración deben ser de 13,8 kV a 220 kV, por lo cual se debe construir una subestación elevadora que cumpla con todos los parámetros de seguridad y sistemas de control, que permitan poder transportar los 108 MW-h desde la nueva subestación hasta la subestación Chinú.

El transformador a instalar en la subestación Chinú, corresponde a uno elevador de 220 kV a 500 kV, con el fin de poder conectar a la línea de 500 kV del sistema interconectado nacional.

5.4.5.2 Red de transmisión. La red que se seleccionó adecuada para este proyecto corresponde a una de 220 kV, con una longitud de 46 km, esto con el fin de reducir las pérdidas de energía por efecto de Joule durante el recorrido.

El diseño del trazado se hizo considerando principalmente el menor recorrido en línea recta, no entrando en detalles, esto fue posible básicamente porque los aspectos ambientales, legales, de seguridad, constructivos y de propietarios del terreno, que generalmente limitan esta solución, no son de mayor inconveniente, puesto que se asume factible por la presencia de la línea de 500 kV ya construida y que se encuentra muy cerca de la línea planteada, lo que puede reducir principalmente costos de inversión en la construcción de esta línea.

5.5 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS DE PROCESAMIENTO

La evaluación técnica de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas, la cual tiene el fin de comparar cada una de las alternativas propuestas, teniendo en cuenta como indicadores la eficiencia energética y/o volumétrica, el impacto ambiental y la comercialidad del producto.

5.5.1 Alternativa LNG. Según la propuesta presentada por GE Oil & Gas para Pacific E&P, la eficiencia volumétrica de este proceso es del 98,44%, lo que significa que no se tienen mayores pérdidas de gas natural en el proceso, esto es debido a que el gas producido en La Creciente es seco, lo que lo hace óptimo para el proceso de licuefacción.

La eficiencia energética de la planta a pequeña escala de licuefacción de gas natural está alrededor del 90%, este valor depende principalmente del ciclo de licuefacción elegido, para el caso de simulación se utiliza el proceso de refrigerante mezclado de ciclo único (SCMR), el cual el más óptimo.

El impacto ambiental generado por la cadena de valor del gas natural licuado contiene múltiples aspectos, comenzando con las emisiones de gases y partículas en suspensión por el uso de vehículos y maquinaria, el riesgo de vertido del

hidrocarburo en las operaciones de cargue y descarga, el impacto térmico de las plantas recalificadoras por el vertido de aguas de refrigeración y la afección al paisaje de la zona de montaje de la planta.

La comercialidad del gas natural licuado es la principal ventaja de este proceso, ya que al reducirse el volumen cerca de 600 veces permite su fácil distribución hacia destinos lejanos. Como se presentó en el capítulo 3, en Colombia, especialmente en la región Caribe, existe una sobre oferta de producción de gas natural, que, junto a la imposibilidad de no poder comercializar estos volúmenes hacia el interior del país, hace viable el método de transportar el gas natural de forma líquida.

Esta tecnología, genera un impulso estratégico para la compañía operadora, ya que, innova el mercado de gas natural en el país y su forma de transportar y comercializar este tipo de hidrocarburos.

5.5.2 Alternativa GTL. Según el diseño elaborado por la compañía Worley Parsons, la eficiencia volumétrica de una planta a pequeña escala de GTL es cercana al 54%, debido a que al proceso entran corrientes adicionales a la del gas natural, lo que genera que el volumen de entrada sea variable.

La eficiencia energética de la planta a pequeña escala de conversión de gas a líquidos esta alrededor del 65%, este valor depende principalmente del proceso seleccionado para generar el gas de síntesis, el crudo sintético y el fraccionamiento de este, los cuales producen pérdidas en su respectiva etapa.

Dado que el procesamiento de gas produce una cantidad significativa de dióxido de carbono, monóxido de carbono y combustibles líquidos a altas presiones y temperaturas, que son nocivos si se vierte a la atmosfera, debido a esto se deben tomar muchas precauciones que aumentan los costos de inversión y operación de la planta.

Desde otro punto de vista, los productos finales generados por este proceso son de alta calidad y pureza, esto debido a que son derivados del gas natural, por lo que son de fácil comercialización y con alta demanda. Estos productos al poseer una alta pureza generan un incremento en su precio de venta.

Esta tecnología, genera un impulso estratégico para la compañía operadora, ya que, innova el mercado de gas natural en el país mediante un proceso que reduce el impacto ambiental con sus productos.

5.5.3 Alternativa Generación Eléctrica. Según el diseño elaborado por la compañía CEPESA y adaptado por los autores para el desarrollo de la simulación, la eficiencia energética de la planta de cogeneración de energía eléctrica a partir de la combustión de gas natural está alrededor del 63,5%, este valor depende

principalmente del proceso y los equipos seleccionados para la generación de energía eléctrica.

Según los datos obtenidos en la simulación, la capacidad de generación eléctrica de la planta de cogeneración a partir de la combustión del gas natural producido en el Bloque La Creciente, es identificada por el heat rate nominal. Este indicador permite analizar a partir de la energía de entrada, suministrada por el gas natural, cuanta energía en forma de electricidad produce el diseño de planta.

A partir del valor obtenido, se deduce que para el diseño de planta de cogeneración se necesitan 7.610 BTU provenientes del gas para generar 1 kW-h de potencia eléctrica. De lo anterior, se extrapola la energía de entrada, obtenida a partir del volumen de entrada (especificado en el capítulo 3) multiplicado por el poder calorífico bruto de este gas, obtenido de la última cromatografía, ilustrada en la **Tabla 3**, esta energía es equivalente a $2,0004 \times 10^{10}$ BTU.

Según lo anterior, se producirían aproximadamente 108.000 kW-h de potencia eléctrica, lo que equivale a usar 3 ciclos de turbinas de gas y vapor, como las evaluadas, que pueden generar 30.000 kW-h, mas un ciclo adicional de turbinas con capacidad de generar aproximadamente 20.000 kW-h, lo que comprendería en total la planta de cogeneración a instalar.

La pérdida de energía en el proceso es principalmente de tipo térmica, a pesar de que se aprovecha parte de la energía desperdiciada mediante el uso del ciclo de Rankine, la transferencia de esta energía a través de convección desde los equipos hacia el medio ambiente es inevitable. El vapor de media y baja presión que sale de la turbina de vapor se considera un residuo del proceso, aunque se puede aprovechar de otras formas.

El impacto ambiental se genera principalmente por la generación y transmisión de energía, dado que para la generación se presentan procesos de combustión parcial de gas natural en la cámara de combustión y en la caldera, se producen gases producto de una reacción incompleta, principalmente CO₂. altas presiones y temperaturas, que son nocivos si se vierten a la atmosfera, debido a esto se deben tomar muchas precauciones que aumentan los costos de inversión y operación de la planta.

Por su parte la transmisión de energía involucra afectación a su entorno, principalmente la flora y fauna del sector que atraviese , ya que para transportar esta energía eléctrica, es necesario construir, operar y mantener una red de transporte y distribución, para la cual se debe de ocupar un espacio que generalmente está habitado por especies animales y vegetales, para los cuales en algunos casos se debe hacer ahuyentamiento de especies animales y reforestación de especies vegetales, lo que incrementa costos de inversión.

El sistema eléctrico colombiano presenta un mercado bastante estructurado, ya que sus mecanismos de producción se basan en diferentes formas de generación de energía principalmente hidroeléctricas. La región de la Costa Caribe es la zona del sistema interconectado nacional donde se concentra los más grandes generadores térmicos del país, esto debido a que la producción de la materia prima como gas natural y carbón se concentran en esta región, sin pasar por alto que este tipo de plantas son más eficientes a alturas sobre niveles del mar más bajos.

Debido a lo anterior el sistema interconectado nacional presenta una sobreoferta en la generación de energía eléctrica, de no ser por fuertes fenómenos climáticos de sequias en donde las hidroeléctricas bajan sus niveles de embalse y por lo tanto su producción, el país sería auto eficiente energéticamente al punto de que se puede exportar la energía eléctrica producida a los países vecinos.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

La situación de sobre oferta de gas natural en la región de la Costa Caribe Colombiana debido al aumento de la producción de este hidrocarburo por nuevos hallazgos e importación, el bajo crecimiento de la demanda y la inexistente infraestructura de gasoductos para transportar el producto hasta el centro del país; ha generado para Pacific E&P dificultad en la comercialización del total de potencial de producción de gas del Bloque La Creciente.

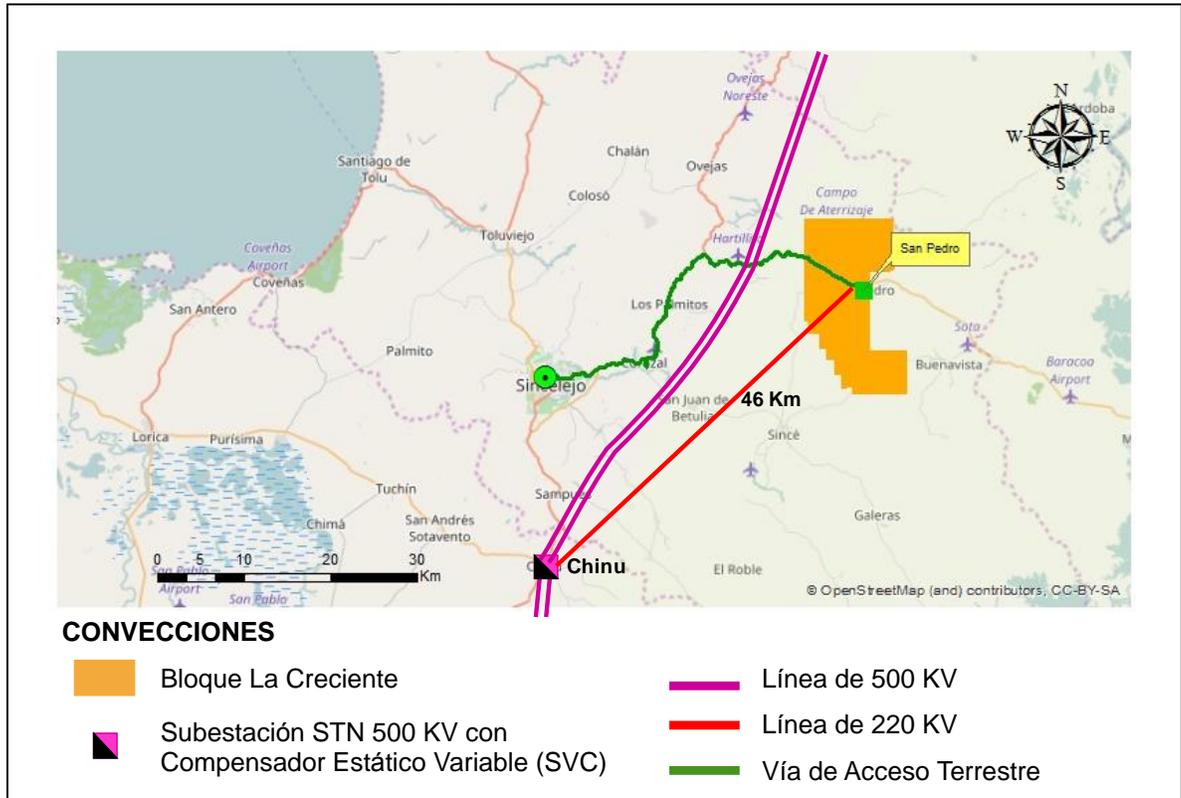
La industria del gas ha tomado poder económico frente a la industria de los hidrocarburos líquidos, ya que se han promovido alternativas comerciales de procesamiento como el gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés), tecnología gas a líquidos (GTL, por sus siglas en inglés) y la termogeneración eléctrica; las cuales generan productos de alta calidad y demanda.

En este contexto, se evaluó un diseño de planta a pequeña escala (20 MMPCD de capacidad) para cada alternativa de procesamiento de gas natural mencionada anteriormente, mediante la simulación de procesos en el simulador Aspen HYSYS, del cual se obtuvieron volúmenes de salida de gas natural licuado, Gas Licuado de Petróleo (GLP), diésel, Nafta y energía eléctrica, los cuales son los productos procesados que se desean obtener para su comercialización.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, es necesario determinar la viabilidad financiera con cada una de las alternativas (escenarios). Para la evaluación financiera se utiliza el indicador Valor Presente Neto (VPN), se tiene en cuenta como unidad monetaria de valor constante el Dólar Estadounidense (USD), un tiempo de duración del proyecto de 10 años con periodos anuales, con una tasa de interés de oportunidad (TIO) establecida por la compañía Pacific E&P del 12% anual. Se realiza el análisis de costos de inversión (CAPEX), costos de operación (OPEX) y de ingresos.

La **Figura 43** muestra la localización geográfica del Bloque La Creciente, junto con las vías de acceso terrestre y el diseño de transmisión de energía eléctrica hasta el Sistema Transmisión Nacional (STN).

Figura 43. Localización área objeto de estudio



Fuente. UPME. Sistema de Transmisión Nacional (STN). 2016. INVIAS. Mapa de Carreteras de Sucre. 2016. Modificado por los Autores.

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Se denomina costo de inversión o CAPEX (del inglés Capital Expenditure) a “las inversiones y otros desembolsos capitalizables que pasan a formar parte de los activos de una empresa”⁵⁷.

A continuación, se encuentran los costos de inversión relacionados a cada uno de los escenarios a evaluar.

6.1.1 Escenario 1 (LNG). Los costos de inversión para implementar la alternativa de gas natural licuado, corresponden al diseño y construcción de la fase de pre tratamiento de gas natural, diseño y construcción de la fase de licuefacción, y otros costos de adecuación para la correcta operación de la planta.

⁵⁷ MOIX MUNTÓ, Rigoberto: Evaluación Económica de Proyectos Petroleros. Pacific Rubiales Energy. Bogotá D.C, Colombia. 2014. p. 81.

En la **Tabla 29** se encuentran los costos de inversión para implementar esta alternativa.

Tabla 29. Costos de Alternativa LNG

Actividad	USD
Diseño y Construcción Fase de pre tratamiento de Gas	9.367.050
Diseño y Construcción Fase de Licuefacción	16.057.800
Otros Costos	1.338.150
Total	26.763.000

Fuente. Pacific E&P.

El total de la inversión para el escenario 1 se presentan en la **Tabla 30**.

Tabla 30. Costos de Inversión LNG

Periodo (Año)	Ítem	USD
0	Planta LNG	26.763.000

Fuente. Pacific E&P.

6.1.2 Escenario 2 (GTL). Los costos de inversión para implementar la alternativa de gas a líquidos, con el fin de producir diésel, corresponden al diseño y construcción de la planta compacta de GTL, la cual contiene las fases de generación de Syngas, fase de síntesis F-T y la fase de mejora de producto.

En la **Tabla 31**, se encuentran los costos de inversión para implementar esta alternativa.

Tabla 31. Costos de Alternativa GTL

Actividad	USD
Diseño y Construcción Planta Compacta de GTL	112.324.000

Fuente. Pacific E&P.

El total de la inversión para el escenario 2 se presentan en la **Tabla 32**.

Tabla 32. Costos de Inversión GTL

Periodo (Año)	Ítem	USD
0	Planta GTL	112.324.000

Fuente. Pacific E&P.

6.1.3 Escenario 3 (Termogeneración eléctrica). Los costos de inversión para implementar la alternativa termogeneración, con el fin de producir energía eléctrica, corresponden a la planta de cogeneración y la sección de transmisión.

Para la planta de cogeneración, los costos de inversión corresponden a la compra e instalación de turbogeneradores y transformadores de energía, como se muestra en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Costos de Planta de Cogeneración

Descripción	USD
Planta de Cogeneración de Ciclo Combinado	34.890.110
Transformador 13,8/220 kV	2.860.000
Transformador 220/500 kV	4.359.000
Otros Costos	1.320.400
Total Inversión	43.429.510

Fuente. Pacific E&P.

La fase de transmisión corresponde a la conexión del Bloque La Creciente con el sistema transmisión nacional, para esto se necesita el diseño y construcción de una subestación junto con la línea de transmisión, los costos para esto se muestran en la **Tabla 34**.

Tabla 34. Costos de Transmisión de energía eléctrica

Descripción	USD
Diseño y Construcción de Subestación	4.623.000
Diseño y Construcción Línea de Transmisión (46 Km)	8.220.690
Otros Costos	1.240.000
Total Inversión	14.083.690

Fuente. Pacific E&P.

El total de los costos de inversión del escenario 3 se presentan en la **Tabla 35**.

Tabla 35. Costos de Inversión Termogeneración Eléctrica

Periodo (Año)	Ítem		USD
	Planta de Cogeneración	Transmisión de energía eléctrica	
0	43.429.510	14.083.690	57.513.200

Fuente. Pacific E&P.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Se denomina costo de operación o OPEX (del inglés Operating Expenditure), a “los desembolsos relacionados a la operación que no pueden ser considerados como activos de la empresa o no pueden ser capitalizados”⁵⁸. Los costos de operación del presente proyecto corresponden a los costos de producción del gas, el cual es

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 394.

general para los tres escenarios, junto con los costos de operación y mantenimiento de equipos e instalaciones para cada alternativa.

El lifting cost en el Bloque La Creciente es de 0,68 USD/MPC, el cual se asume constante durante la vida del proyecto.

El volumen definido de entrada es de 20 MMPCD (equivalente a 20×10^3 MPCD), el cual se asume constante durante la vida del proyecto, los volúmenes de entrada son los presentados en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Volumen de Gas de entrada

MMPCD	MPCD	MPC/Año
20	20.000	7.300.000

Fuente. Pacific E&P.

El costo de producción del volumen de entrada son los mostrados en la **Tabla 37**.

Tabla 37. Costos de producción volumen de Gas de entrada

Periodo (Año)	Volumen (MPC)	Costo (USD/MPC)	USD
1	7.300.000	0,68	4.964.000
2	7.300.000	0,68	4.964.000
3	7.300.000	0,68	4.964.000
4	7.300.000	0,68	4.964.000
5	7.300.000	0,68	4.964.000
6	7.300.000	0,68	4.964.000
7	7.300.000	0,68	4.964.000
8	7.300.000	0,68	4.964.000
9	7.300.000	0,68	4.964.000
10	7.300.000	0,68	4.964.000

Fuente. Pacific E&P.

A continuación, se encuentran los costos de operación relacionados a cada uno de los escenarios a evaluar.

6.2.1 Escenario 1 (LNG). Los costos de operación para implementar la alternativa de gas natural licuado, corresponden a costos de operación y mantenimiento de las plantas de pre tratamiento de gas natural y licuefacción. Según el Banco Mundial⁵⁹, los costos de operación de una planta de LNG están compuestos por personal, consumibles, mantenimiento y otros, lo que genera para plantas entre 10 y 30 MMPCD un opex entre el 1 y 3% del capex anualmente, para el presente proyecto se toma el 3%.

⁵⁹ THE WORLD BANK. Mini and micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas. [en línea] [citado 10 Mayo 2017]. Disponible en internet: <http://documents.worldbank.org/curated/en/299861484716073109/Executive-summary>. Consultado el: 10 de mayo de 2017.

En la **Tabla 38** se encuentran los costos de operación y mantenimiento para implementar esta alternativa.

Tabla 38. Costos de operación Alternativa LNG

Periodo (Año)	Actividad	USD
1	Operación y Mantenimiento	802.890
2	Operación y Mantenimiento	802.890
3	Operación y Mantenimiento	802.890
4	Operación y Mantenimiento	802.890
5	Operación y Mantenimiento	802.890
6	Operación y Mantenimiento	802.890
7	Operación y Mantenimiento	802.890
8	Operación y Mantenimiento	802.890
9	Operación y Mantenimiento	802.890
10	Operación y Mantenimiento	802.890

Fuente. Pacific E&P.

En la **Tabla 39** se encuentran los costos para implementar esta alternativa.

Tabla 39. Costos Alternativa LNG

Periodo (Año)	Actividad		USD
	Operación y Mantenimiento	Producción	
1	802.890	4.964.000	5.766.890
2	802.890	4.964.000	5.766.890
3	802.890	4.964.000	5.766.890
4	802.890	4.964.000	5.766.890
5	802.890	4.964.000	5.766.890
6	802.890	4.964.000	5.766.890
7	802.890	4.964.000	5.766.890
8	802.890	4.964.000	5.766.890
9	802.890	4.964.000	5.766.890
10	802.890	4.964.000	5.766.890

Fuente. Pacific E&P.

6.2.2 Escenario 2 (GTL). Los costos de operación para implementar la alternativa de Gas a Líquidos, corresponden a costos de operación y mantenimiento de la planta compacta de GTL. Según el Banco Mundial⁶⁰, los costos de operación de una planta de GTL para plantas entre 10 y 30 MMPCD está entre el 8 y 12% del capex anualmente, para el presente proyecto se toma un opex anual equivalente al 12% del capex por decisión de la empresa operadora.

En la **Tabla 40** se encuentran los costos de operación y mantenimiento para implementar esta alternativa.

⁶⁰ THE WORLD BANK. Associated Gas Monetization via mini GTL. [en línea] [citado 10 Mayo 2017]. Disponible en internet: http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/Associated_gas_utilization_via_MiniGTL_Jan_2014_update.pdf. Consultado el: 10 de mayo de 2017.

Tabla 40. Costos de operación Alternativa GTL

Periodo (Año)	Actividad	USD
1	Operación y Mantenimiento	13.478.880
2	Operación y Mantenimiento	13.478.880
3	Operación y Mantenimiento	13.478.880
4	Operación y Mantenimiento	13.478.880
5	Operación y Mantenimiento	13.478.880
6	Operación y Mantenimiento	13.478.880
7	Operación y Mantenimiento	13.478.880
8	Operación y Mantenimiento	13.478.880
9	Operación y Mantenimiento	13.478.880
10	Operación y Mantenimiento	13.478.880

Fuente. Pacific E&P.

En la **Tabla 41.** se encuentran los costos para implementar esta alternativa.

Tabla 41. Costos Alternativa GTL

Periodo (Año)	Actividad		USD
	Operación y Mantenimiento	Producción	
1	13.478.880	4.964.000	18.442.880
2	13.478.880	4.964.000	18.442.880
3	13.478.880	4.964.000	18.442.880
4	13.478.880	4.964.000	18.442.880
5	13.478.880	4.964.000	18.442.880
6	13.478.880	4.964.000	18.442.880
7	13.478.880	4.964.000	18.442.880
8	13.478.880	4.964.000	18.442.880
9	13.478.880	4.964.000	18.442.880
10	13.478.880	4.964.000	18.442.880

Fuente. Pacific E&P.

6.2.3 Escenario 3 (Termogeneración eléctrica). Los costos de operación para implementar la alternativa termogeneración, con el fin de producir energía eléctrica, corresponden a costos de operación y mantenimiento de la planta de cogeneración y la sección de transmisión.

Según la UPME⁶¹, los costos de operación de una planta de cogeneración son de aproximadamente 6,8 USD/MW-h generado. Para la proyección de los costos de operación relacionados con la planta de cogeneración, se toma como valor de energía generada 108 MW-h de acuerdo con el resultado de la simulación para esta alternativa (capítulo 5).

⁶¹ UPME. La Cogeneración: una alternativa para la industria de la climatización y el uso racional de la energía. 2015. p. 40.

En la **Tabla 42** se especifican los costos de operación para la planta de cogeneración en un periodo de evaluación, se espera el mismo comportamiento durante la vida del proyecto.

Tabla 42. Costos de operación Planta de Cogeneración

Costo USD/MW-h	MW-h	USD (hora)	USD (año)
6,80	108	734	6.433.344

Fuente. Pacific E&P.

Los costos de operación y mantenimiento de proyectos de transmisión son aproximadamente el 3% del capex para esta sección.

En la **Tabla 43.** se encuentran los costos de operación y mantenimiento para la sección de la planta de cogeneración como para la sección de transmisión eléctrica, necesarios para implementar esta alternativa.

Tabla 43. Costos de operación Termogeneración eléctrica

Periodo (Año)	Actividad		USD
	Planta de Cogeneración	Transmisión de energía eléctrica	
1	6.433.344	422.510	6.855.854
2	6.433.344	422.510	6.855.854
3	6.433.344	422.510	6.855.854
4	6.433.344	422.510	6.855.854
5	6.433.344	422.510	6.855.854
6	6.433.344	422.510	6.855.854
7	6.433.344	422.510	6.855.854
8	6.433.344	422.510	6.855.854
9	6.433.344	422.510	6.855.854
10	6.433.344	422.510	6.855.854

Fuente. Pacific E&P.

En la **Tabla 44.** se encuentran los costos para implementar esta alternativa.

Tabla 44. Costos Alternativa Termogeneración eléctrica

Periodo (Año)	Actividad		USD
	Operación y Mantenimiento	Producción	
1	6.855.854	4.964.000	11.819.854
2	6.855.854	4.964.000	11.819.854
3	6.855.854	4.964.000	11.819.854
4	6.855.854	4.964.000	11.819.854
5	6.855.854	4.964.000	11.819.854
6	6.855.854	4.964.000	11.819.854
7	6.855.854	4.964.000	11.819.854
8	6.855.854	4.964.000	11.819.854
9	6.855.854	4.964.000	11.819.854
10	6.855.854	4.964.000	11.819.854

Fuente. Pacific E&P.

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos corresponden a entradas de dinero recibidas por venta de un producto. Los precios de referencia para los diferentes productos serán estudiados para cada caso, este proyecto asume que los productos de los escenarios 1 y 2 se venden en la localización geográfica del Bloque La Creciente.

El cálculo de los ingresos del presente proyecto, se hace de acuerdo a los volúmenes de producción de cada producto, las regalías y los precios de referencia del producto, proyectados en 10 años.

Las regalías corresponden a la contraprestación económica de propiedad del estado otorgada por la explotación de un recurso natural no renovable como lo establece Ley 756 de 2002, artículo 16, las regalías a pagar por producción de hidrocarburos gaseosos en campos ubicados en tierra firme corresponden al 80% de las regalías equivalentes para la explotación de crudo (**Figura 44**), utilizando la relación de un barril de petróleo equivale a 5.700 pies cúbicos de gas.

Figura 44. Porcentaje de regalías según producción

VOLUMEN DIARIO PROMEDIO MES POR CAMPO	PORCENTAJE
Hasta 5.000 barriles por día	8%
Entre 5.000 y 125.000 barriles por día	$8 + (\text{producción} - 5.000) * 0,10$
Entre 125.000 y 400.000 barriles por día	20%
Entre 400.000 y 600.000 barriles por día	$20 + (\text{producción} - 400.000) * 0,025$
Más de 600.000 barriles por día	25%

Fuente. Departamento Nacional de Planeación. Las Regalías en Colombia. 2007. p. 19.

Para el cálculo de dichas regalías se tiene en cuenta el volumen de gas natural que se toma para la evaluación de los distintos escenarios, definido en 20 MMPCD constantes durante la vida del proyecto. Este volumen equivale a 3.508 BOED según la relación mencionada anteriormente, lo que significa que le corresponde un porcentaje de regalías del 80% de 8%, que da como resultado 6,4%.

Para el cálculo del pago de dichas regalías se tiene en cuenta la **Ecuación 6** establecida en la Resolución 165 del 6 de marzo de 2015.

Ecuación 6. Liquidación Regalías por producción de Gas

$$VRPC = VG * PR * TRM * \%Regalía * \%Participación$$

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Resolución 165. (6, marzo, 2015). Por la cual se establecen los procedimientos y plazos de liquidación, el precio base de liquidación de regalía generadas por la explotación de gas y el manejo de anticipo de liquidación de regalías y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C., 2015. p. 4.

Donde:

- *VRPC* = Valor de las regalías de gas a pagar en dinero para el campo, COP.
- *VG* = Cantidad de gas producido y medido en el campo, expresado en MPC.
- *PR* = Valor unitario de las regalías del gas natural del campo, en dólares de Estados Unidos de América por MMBTU (USD/MPC) determinado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- *TRM* = Promedio de la tasa de cambio representativa entre el dólar y el peso colombiano.
- *%Regalía* = Porcentaje de regalías a aplicar, de conformidad con lo establecido en el artículo 16 de la Ley 756 de 2002.
- *%Participación* = Porcentaje de participación del Productor-Comercializador y del operador de Campo Productor cuando este también sea Productor-Comercializador en el contrato de explotación de hidrocarburos del campo.

Para el presente proyecto, no se tendrá en cuenta la TRM y se expresarán los valores de las regalías en USD, la cantidad de gas producido anualmente es el mismo mostrado en la **Tabla 36**. La participación de la empresa operadora sobre el Bloque La Creciente es del 100%, el valor unitario de regalías promedio de los próximos 10 años para la Costa Caribe Colombiana es el mencionado en la **Tabla 45**, los cuales fueron definidos por la UPME⁶², en un escenario medio.

⁶² UPME. Plan Nacional de abastecimiento de Gas natural 2016-2025. 2016. p. 119.

Tabla 45. Valor unitario de regalías PR

Perido (Año)	PR (USD/MPC)
1	3,80
2	4,20
3	3,90
4	4,05
5	4,20
6	4,45
7	4,72
8	5,12
9	5,60
10	6,13

Fuente. UPME. Plan Nacional de abastecimiento de Gas natural 2016-2025. 2016. p. 119. Modificado por los autores.

Según lo anterior, el valor de las regalías de producción de gas a pagar en dinero para el presente proyecto, son los expuestos en la **Tabla 46**.

Tabla 46. Valor de las regalías por producción de gas

Perido (Año)	Volumen de Gas (MPC)	PR (USD/MPC)	% Regalias	USD
1	7.300.000	3,80	6,40%	1.775.360
2	7.300.000	4,20	6,40%	1.962.240
3	7.300.000	3,90	6,40%	1.822.080
4	7.300.000	4,05	6,40%	1.892.160
5	7.300.000	4,20	6,40%	1.962.240
6	7.300.000	4,45	6,40%	2.079.040
7	7.300.000	4,72	6,40%	2.205.184
8	7.300.000	5,12	6,40%	2.392.064
9	7.300.000	5,60	6,40%	2.616.320
10	7.300.000	6,13	6,40%	2.863.936

Fuente. Pacific E&P.

A continuación, se encuentran el análisis de ingresos relacionados a cada uno de los escenarios a evaluar.

6.3.1 Escenario 1 (LNG). De acuerdo a la simulación hecha para esta alternativa, se obtienen dos subproductos comercializables como lo es el gas natural licuado (LNG) y el gas licuado del petróleo (GLP). A continuación, se hace el análisis de ingresos para cada uno.

6.3.1.1 Gas natural licuado. Hasta el momento en Colombia no existe un mercado doméstico de gas natural licuado, que permita formar una referencia nacional de precios, por lo tanto, estos se basan en indicadores internacionales de venta. Por las razones geográficas asociados a una reducción de costos de transporte, los principales mercados internacionales de LNG con los que podría competir Colombia

son los de Estados Unidos y Trinidad y Tobago, es de esperar que los precios de los dos mercados lleguen al país de manera muy competitiva.

Según lo anterior, los indicadores de precios para los próximos 10 años publicados por la Administración de Información Energética de Estados Unidos⁶³ (EIA, por sus siglas en inglés) son los mostrados en la **Tabla 47**.

Tabla 47. Precio de referencia venta gas natural licuado

Periodo (Año)	Precio Referencia USD/MMBTU
1	5,20
2	5,76
3	6,31
4	6,19
5	6,06
6	6,08
7	6,21
8	6,31
9	6,44
10	6,55

Fuente. EIA. Annual Energy Outlook 2017. 2017. p. 54.
Modificado por los autores.

Conociendo los volúmenes de salida del gas natural licuado de acuerdo a la simulación (capítulo 5), los valores de energía producidos anualmente son los expuestos en la **Tabla 48**.

Para esto se utiliza el poder calorífico bruto del gas natural licuado ya que este dato permite de conversión de unidades volumetricas a energéticas, para el producto generado corresponde a 59.722 BTU/Galón, determinado en el **Anexo D**. A partir de las unidades de BTU anuales producidas, se determina su equivalente en millones de BTU (MMBTU igual BTU x 10⁶), ya que esta es la unidad con la que se comercializa el gas natural licuado. Se espera el mismo comportamiento durante la vida del proyecto.

Tabla 48. Volumen anual comercializable de gas natural licuado

GPD	BTU/Galón	BTU Día	BTU Año	MMBTU Año
248.567	59.722	14.844.933.288	5.418.400.650.127	5.418.401

Fuente. Pacific E&P.

Con lo anterior, se calculan los ingresos para el producto gas natural licuado del escenario 1 como se ven reflejados en la **Tabla 49**.

⁶³ EIA. Annual Energy Outlook 2017. 2017. p. 54.

Tabla 49. Ingresos por GNL

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/MMBTU)	Volumen (MMBTU)	USD
1	5,20	5.418.401	28.175.683
2	5,76	5.418.401	31.209.987
3	6,31	5.418.401	34.190.108
4	6,19	5.418.401	33.539.900
5	6,06	5.418.401	32.835.507
6	6,08	5.418.401	32.943.875
7	6,21	5.418.401	33.648.268
8	6,31	5.418.401	34.190.108
9	6,44	5.418.401	34.894.500
10	6,55	5.418.401	35.490.524

Fuente. Pacific E&P.

6.3.1.2 GLP. Como se observa en los datos obtenidos en la simulación de esta alternativa, además del volumen de gas natural licuado se obtiene un volumen considerable para comercializar de Gas Licuado de Petróleo (GLP). En Colombia, la comercialización de GLP está regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) desde el año 2008 hasta la fecha cuya última actualización es la CREG 079 de 2015.

De acuerdo a lo anterior, la proyección del Ingreso al Productor (IP) para precios de GLP producido en la Refinería de Cartagena, Colombia (REFICAR) son los mostrados en la **Tabla 50**.

Tabla 50. Precio de referencia venta GLP

Perido (Año)	Precio Referencia USD/Galón
1	1,05
2	1,08
3	1,18
4	1,25
5	1,24
6	1,22
7	1,20
8	1,21
9	1,22
10	1,27

Fuente. UPME. Proyección de demanda de combustibles en el sector transporte en Colombia. 2015. Modificado por los autores.

Conociendo el flujo masico de salida de GLP de acuerdo a la simulación (capítulo 5), los volúmenes producidos anualmente son los expuestos en la **Tabla 51**.

Para convertir flujo masico a volumetrico, se utiliza la densidad del gas licuado de petroleo, la cual es de 4,79 lb/Galón, determinada en el **Anexo E a** partir de su composición molar. Con el flujo masico por hora, se determina el volumen anual

producido de este hidrocarburo. Se espera el mismo comportamiento durante la vida del proyecto.

Tabla 51. Volumen anual comercializable de GLP

lb/hr	lb/Galón	Galón/hr	Galón/Día	Galón/año
124	4,790	26	621	226.772

Fuente. Pacific E&P.

Se calculan los ingresos para el producto GLP del escenario 1 como se ven reflejados en la **Tabla 52**.

Tabla 52. Ingresos por GLP

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Galón)	Volumen (Galón)	USD
1	1,05	226.772	238.111
2	1,08	226.772	244.914
3	1,18	226.772	267.591
4	1,25	226.772	283.465
5	1,24	226.772	281.197
6	1,22	226.772	276.662
7	1,20	226.772	272.126
8	1,21	226.772	274.394
9	1,22	226.772	276.662
10	1,27	226.772	288.001

Fuente. Pacific E&P.

Entonces, los ingresos netos generados por el escenario 1 son los expuestos en la **Tabla 53**.

Tabla 53. Ingresos Escenario 1

Periodo (Año)	Venta		Descuento por Regalías (USD)	USD
	Gas Natural Licuado	GLP		
1	28.175.683	238.111	1.775.360	26.638.434
2	31.209.987	244.914	1.962.240	29.492.661
3	34.190.108	267.591	1.822.080	32.635.619
4	33.539.900	283.465	1.892.160	31.931.205
5	32.835.507	281.197	1.962.240	31.154.464
6	32.943.875	276.662	2.079.040	31.141.497
7	33.648.268	272.126	2.205.184	31.715.210
8	34.190.108	274.394	2.392.064	32.072.438
9	34.894.500	276.662	2.616.320	32.554.842
10	35.490.524	288.001	2.863.936	32.914.589

Fuente. Pacific E&P.

6.3.2 Escenario 2 (GTL). Como se observa en los datos obtenidos en la simulación de esta alternativa, los principales productos comercializables que se obtienen a partir de esta es el Diésel, el Keroseno y la Nafta.

6.3.2.1 Diésel. En Colombia, la comercialización de Diésel está regulado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) definida en la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998.

El MME definió un esquema de cálculo independiente para el diésel, donde se calcula con un precio paridad ponderado entre importaciones y exportaciones, utilizando los índices Ultra Low Sulfur Diesel y Diesel No.2 de la Costa del Golfo.

De acuerdo a lo anterior, la proyección del Ingreso al Productor (IP) para precios de venta de Diésel son los mostrados en la **Tabla 54**.

Tabla 54. Precio de referencia venta Diésel

Perido (Año)	Precio Referencia USD/Galón
1	1,58
2	1,62
3	1,75
4	1,88
5	1,87
6	1,82
7	1,80
8	1,80
9	1,81
10	1,82

Fuente. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección del ingreso al productor colombiano del DIÉSEL. 2015. Modificado por los Autores.

Conociendo los volúmenes de salida de Diésel de acuerdo a la simulación (capítulo 5), la conversión de barriles a galones es necesaria debido a que el producto se comercializa en galones, por lo cual se utiliza la relación de un barril equivalen a 42 galones, por lo cual, los volúmenes producidos en galones anualmente son los expuestos en la **Tabla 55**. Se espera el mismo comportamiento durante la vida del proyecto.

Tabla 55. Volumen anual comercializable de Diésel

BPD	GPD	Galón/Año
1.358	57.036	20.818.140

Fuente. Pacific E&P.

Con los volúmenes determinados, se calculan los ingresos para el producto Diésel del escenario 2, como se ven reflejados en la **Tabla 56**

Tabla 56. Ingresos por Diésel

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Galón)	Volumen (Galón)	USD
1	1,58	20.818.140	32.892.661
2	1,62	20.818.140	33.725.386
3	1,75	20.818.140	36.431.745
4	1,88	20.818.140	39.138.103
5	1,87	20.818.140	38.929.921
6	1,82	20.818.140	37.889.014
7	1,80	20.818.140	37.472.652
8	1,80	20.818.140	37.472.652
9	1,81	20.818.140	37.680.833
10	1,82	20.818.140	37.889.014

Fuente. Pacific E&P.

6.3.2.2 GLP por GTL. Los precios de referencia de venta de GLP para los años de evaluación del proyecto, son los presentados en la **Tabla 50**.

Conociendo los volúmenes de salida de GLP de acuerdo a la simulación de la alternativa GTL (capítulo 5) y utilizando la conversión volumetrica de barriles a galones, como se mencionó para el producto Diésel, debido a que el GLP se comercializa en galones, los volúmenes producidos anualmente son los expuestos en la **Tabla 57**. Se espera el mismo comportamiento durante la vida del proyecto.

Tabla 57. Volumen anual comercializable de GLP por GTL

BPD	GPD	Galón/Año
76	3.192	1.165.080

Fuente. Pacific E&P.

Con los volúmenes determinados, se calculan los ingresos para el producto GLP del escenario 2, como se ven reflejados en la **Tabla 58**.

Tabla 58. Ingresos por GLP para escenario 2

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Galón)	Volumen (Galón)	USD
1	1,05	1.165.080	1.223.334
2	1,08	1.165.080	1.258.286
3	1,18	1.165.080	1.374.794
4	1,25	1.165.080	1.456.350
5	1,24	1.165.080	1.444.699
6	1,22	1.165.080	1.421.397
7	1,20	1.165.080	1.398.096
8	1,21	1.165.080	1.409.746
9	1,22	1.165.080	1.421.397
10	1,27	1.165.080	1.479.651

Fuente. Pacific E&P.

6.3.2.3 Nafta. En Colombia, la comercialización de Nafta (combustibles líquidos) está regulado por la comisión de regulación de energía y gas (CREG), definida en la Resolución 180989 del 17 de junio de 2011.

Para cada combustible, el MME definió un esquema de cálculo independiente. En el caso del Nafta se usa un precio paridad exportación, utilizando los índices UNL 87 y Naphtha de la Costa del Golfo.

De acuerdo a lo anterior, la proyección del Ingreso al Productor (IP) para precios de venta de Nafta son los mostrados en la **Tabla 59**.

Tabla 59. Precio de referencia venta Nafta

Perido (Año)	Precio Referencia USD/Galón
1	1,18
2	1,21
3	1,25
4	1,30
5	1,31
6	1,32
7	1,31
8	1,30
9	1,32
10	1,33

Fuente. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección del ingreso al productor colombiano del Nafta. 2015.

Conociendo los volúmenes de salida de Nafta de acuerdo a la simulación (capítulo 5) y utilizando la conversión volumetrica de barriles a galones, como se mencionó para el producto Diésel, debido a que el Nafta se comercializa en galones, por lo cual, los volúmenes producidos anualmente son los expuestos en la **Tabla 60**. Se espera el mismo comportamiento durante la vida del proyecto.

Tabla 60. Volumen anual comercializable de Nafta

BPD	GPD	Galón/Año
762	32.004	11.681.460

Fuente. Pacific E&P.

Con los volúmenes determinados, se calculan los ingresos para el producto Nafta del escenario 2 como se ven reflejados en la **Tabla 61**.

Tabla 61. Ingresos por Nafta

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Galón)	Volumen (Galón)	USD
1	1,18	11.681.460	13.784.122
2	1,21	11.681.460	14.128.725
3	1,25	11.681.460	14.552.587
4	1,30	11.681.460	15.134.691
5	1,31	11.681.460	15.286.038
6	1,32	11.681.460	15.362.468
7	1,31	11.681.460	15.285.655
8	1,30	11.681.460	15.209.227
9	1,32	11.681.460	15.361.319
10	1,33	11.681.460	15.591.739

Fuente. Pacific E&P.

Entonces, los ingresos netos generados por el escenario 2 son los expuestos en la **Tabla 62**.

Tabla 62. Ingresos Escenario 2

Periodo (Año)	Venta			Descuento por Regalías (USD)	USD
	Diésel	GLP	Nafta		
1	32.892.661	1.223.334	13.784.122	1.775.360	46.124.757
2	33.725.386	1.258.286	14.128.725	1.962.240	47.150.157
3	36.431.745	1.374.794	14.552.587	1.822.080	50.537.046
4	39.138.103	1.456.350	15.134.691	1.892.160	53.836.984
5	38.929.921	1.444.699	15.286.038	1.962.240	53.698.418
6	37.889.014	1.421.397	15.362.468	2.079.040	52.593.839
7	37.472.652	1.398.096	15.285.655	2.205.184	51.951.219
8	37.472.652	1.409.746	15.209.227	2.392.064	51.699.561
9	37.680.833	1.421.397	15.361.319	2.616.320	51.847.229
10	37.889.014	1.479.651	15.591.739	2.863.936	52.096.468

Fuente. Pacific E&P.

6.3.3 Escenario 3 (Termogeneración eléctrica). Como se observa en los datos obtenidos en la simulación de esta alternativa, el principal producto comercializable que se obtiene es la energía eléctrica. En Colombia, la generación de energía está regulado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) definida en la Res. CREG 119 de 2007.

El MME definió para el mercado regulado un referente de precio adecuado el cual es el costo unitario (CU) del servicio. La estimación del CU promedio del País se hizo con base en los pliegos tarifarios de doce empresas que en conjunto representan el 90% del mercado.

De acuerdo a lo anterior, la proyección del costo unitario (CU) para precios de venta de energía eléctrica en el mercado regulado y transado en la bolsa, son los mostrados en la **Tabla 63**.

Tabla 63. Precio de referencia venta Energía Eléctrica

Perido (Año)	Precio Referencia USD/KWh
1	0,095
2	0,108
3	0,062
4	0,068
5	0,076
6	0,093
7	0,106
8	0,095
9	0,061
10	0,066

Fuente. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2015-2029. 2015. p. 86. Modificado por los autores.

Conociendo el potencial de energía que produciría la planta en una hora, de acuerdo a la simulación (capítulo 5), el potencial de energía producido anualmente es el expuesto en la **Tabla 64**, donde se multiplica el resultado por las horas que tiene un día y los días que tiene un año. Se espera el mismo comportamiento durante la vida del proyecto.

Tabla 64. Energía eléctrica anual comercializable

KW-h/hora	KW-h/día	KW-h/Año
108.000	2.592.000	946.080.000

Fuente. Pacific E&P.

Conociendo la cantidad de energía anual de acuerdo a la simulación y el precio de venta, se calculan los ingresos para el producto del escenario 3 como se ven reflejados en la **Tabla 65**.

Tabla 65. Ingresos por Energía Eléctrica

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/KWh)	Energía KW-h	USD
1	0,095	946.080.000	89.877.600
2	0,108	946.080.000	102.176.640
3	0,062	946.080.000	58.656.960
4	0,068	946.080.000	64.333.440
5	0,076	946.080.000	71.902.080
6	0,093	946.080.000	87.985.440
7	0,106	946.080.000	100.284.480
8	0,095	946.080.000	89.877.600
9	0,061	946.080.000	57.710.880
10	0,066	946.080.000	62.441.280

Fuente. Pacific E&P.

Entonces, los ingresos netos generados por el escenario 2 son los expuestos en la **Tabla 66**.

Tabla 66. Ingresos Escenario 3

Periodo (Año)	Venta Energía Eléctrica	Descuento por Regalías (USD)	USD
1	89.877.600	1.775.360	88.102.240
2	102.176.640	1.962.240	100.214.400
3	58.656.960	1.822.080	56.834.880
4	64.333.440	1.892.160	62.441.280
5	71.902.080	1.962.240	69.939.840
6	87.985.440	2.079.040	85.906.400
7	100.284.480	2.205.184	98.079.296
8	89.877.600	2.392.064	87.485.536
9	57.710.880	2.616.320	55.094.560
10	62.441.280	2.863.936	59.577.344

Fuente. Pacific E&P.

6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la evaluación financiera de cualquier proyecto es necesario tener como referencia indicadores financieros específicos, ya que gracias a ellos se puede determinar la viabilidad del caso en estudio, todo esto mediante la comprensión y el análisis global de los ingresos y egresos del proceso. En este proyecto se tomó como indicador financiero el valor presente neto (VPN), por sugerencia de la empresa operadora.

6.4.1 Valor Presente Neto (VPN). El indicador financiero Valor Presente Neto se define como aquel indicador que expresa “en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto”⁶⁴. Matemáticamente es el promedio ponderado de flujos de efectivo para un proyecto de inversión, este es el indicador más usado, ya que pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos, con el fin de facilitar la toma de decisión desde el punto de vista financiero, definiendo si el proyecto es económicamente rentable para el periodo de estudio y evaluado con la tasa de interés de oportunidad (TIO).

La **Ecuación 7**, ilustra el método indicado para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) para este proyecto.

Ecuación 7. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum F_n (1 + i)^{-n}$$

Fuente: VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión. 2001. p.67. Modificado por los autores.

⁶⁴ BACA C., Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

Dónde:

VPN: corresponde al Valor Presente Neto a determinar.

F_n = Flujo de caja neto para cada periodo.

n = Periodo de tiempo.

i = Tasa de interés de oportunidad.

A continuación, se describe el significado del VPN cuando es mayor a cero, menor que cero e igual a cero.

- $VPN > 0$, indica que genera una ganancia extraordinaria adicional a la TIO y el proyecto es atractivo para el inversionista
- $VPN < 0$, indica que el proyecto no cumple las expectativas esperadas por el inversionista.
- $VPN = 0$, indica que el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

6.4.2 Tasa de interés de Oportunidad (TIO). Se define como “la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”⁶⁵, ya sea invirtiéndola en un proyecto que compro o simplemente depositándola en un banco, teniendo conocimiento de su rentabilidad. La tasa de interés de oportunidad manejada para proyectos en Pacific E&P es del 12% anual, misma que se utiliza para la evaluación financiera del proyecto ya que los periodos son anuales.

6.4.3 Flujo de Caja. El flujo de caja es la representación gráfica de ingresos y egresos que tiene un proyecto a futuro, también puede entenderse como la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado. Las líneas verticales hacia arriba representan los ingresos por venta de los productos, las líneas verticales hacia abajo representan los costos de inversión y de operación, denominados egresos.

A continuación, se presentan los flujos de caja para cada escenario.

6.4.3.1 Escenario 1 (LNG). El flujo de caja para este escenario se representa en la **Figura 45**.

El flujo de caja neto según la fórmula para este escenario es presentado en la **Figura 46**.

⁶⁵ *Ibíd.*, p. 197.

Figura 45. Flujo de caja escenario 1

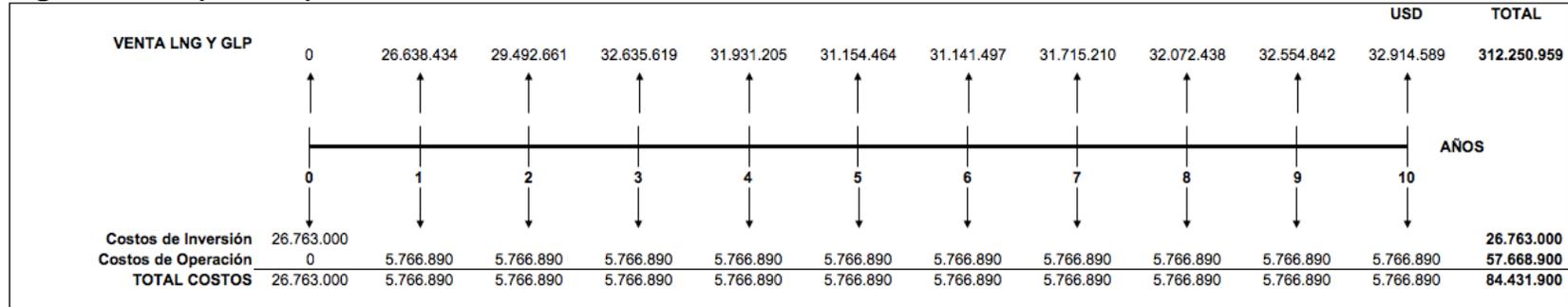
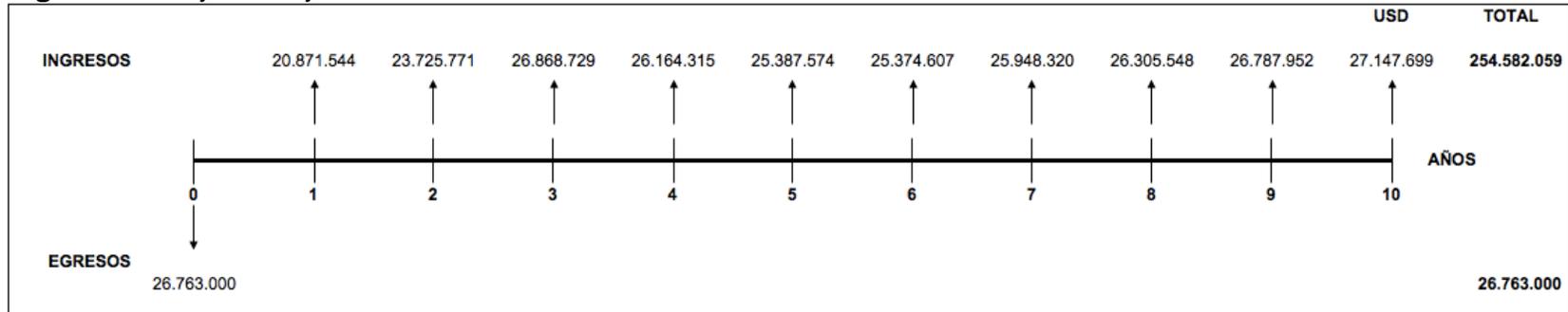


Figura 46. Flujo de caja neto escenario 1



Después de determinar el flujo de caja neto correspondiente a los 10 años de evaluación del proyecto, se procede con el cálculo del indicador VPN mediante el reemplazo de la **Ecuación 7**.

$$\begin{aligned} \text{VPN}_{(0,12)} = & -26.763.000 + \frac{20.871.544}{(1 + 0.12)^1} + \frac{23.725.771}{(1 + 0.12)^2} + \frac{26.868.729}{(1 + 0.12)^3} + \frac{26.164.315}{(1 + 0.12)^4} \\ & + \frac{25.387.574}{(1 + 0.12)^5} + \frac{25.374.607}{(1 + 0.12)^6} + \frac{25.948.320}{(1 + 0.12)^7} + \frac{26.305.548}{(1 + 0.12)^8} + \frac{26.787.952}{(1 + 0.12)^9} \\ & + \frac{27.147.699}{(1 + 0.12)^{10}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VPN}_{(0,12)} = & -26.763.000 + 18.635.307 + 18.914.039 + 19.124.631 + 16.627.895 \\ & + 14.405.591 + 12.855.566 + 11.737.702 + 10.624.370 + 9.660.004 \\ & + 8.740.833 \end{aligned}$$

$$\text{VPN}_{(0,12)} = 114.562.937 \text{ USD.}$$

6.4.3.2 Escenario 2 (GTL). El flujo de caja para este escenario se representa en la **Figura 47**.

El flujo de caja neto según la fórmula para este escenario es presentado en la **Figura 48**.

Figura 47. Flujo de caja escenario 2

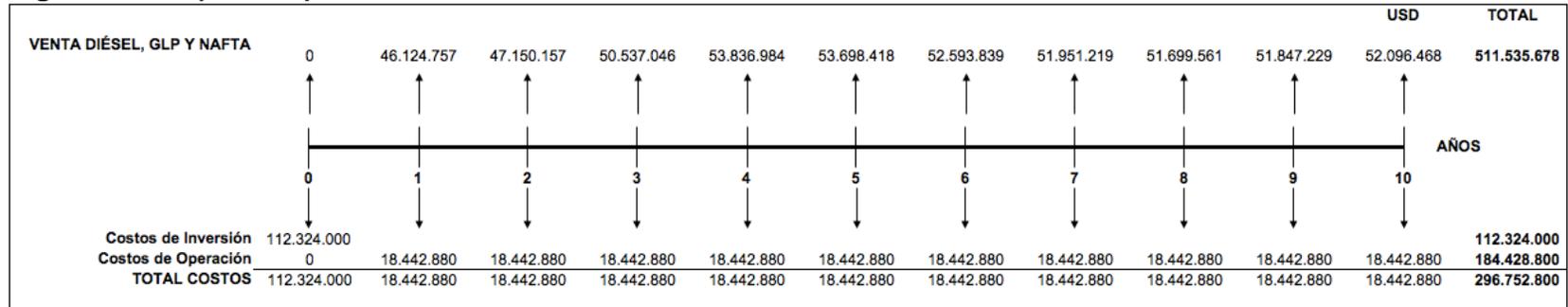
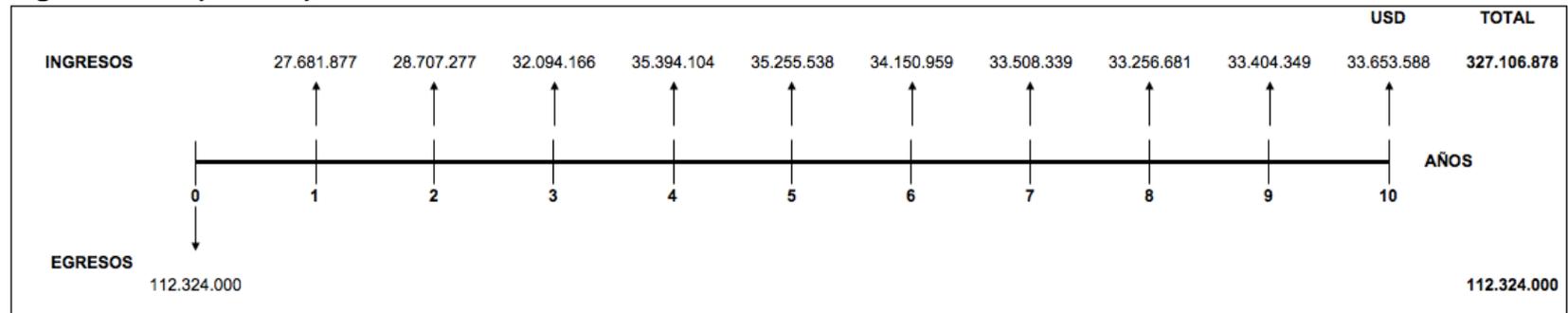


Figura 48. Flujo de caja neto escenario 2



Después de determinar el flujo de caja neto correspondiente a los 10 años de evaluación del proyecto, se procede con el cálculo del indicador VPN mediante el reemplazo de la **Ecuación 7**.

$$\begin{aligned} \text{VPN}_{(0,12)} = & -112.324.000 + \frac{27.681.877}{(1 + 0.12)^1} + \frac{28.707.277}{(1 + 0.12)^2} + \frac{32.094.166}{(1 + 0.12)^3} + \frac{35.394.104}{(1 + 0.12)^4} \\ & + \frac{35.255.538}{(1 + 0.12)^5} + \frac{34.150.959}{(1 + 0.12)^6} + \frac{33.508.339}{(1 + 0.12)^7} + \frac{33.256.681}{(1 + 0.12)^8} + \frac{33.404.349}{(1 + 0.12)^9} \\ & + \frac{33.653.588}{(1 + 0.12)^{10}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VPN}_{(0,12)} = & -112.324.000 + 24.715.962 + 22.885.265 + 22.843.993 + 22.493.593 \\ & + 20.004.939 + 17.301.939 + 15.157.471 + 13.431.816 + 12.045.943 \\ & + 10.835.555 \end{aligned}$$

$$\text{VPN}_{(0,12)} = 69.392.475 \text{ USD.}$$

6.4.3.3 Escenario 3 (Termogeneración Eléctrica). El flujo de caja para este escenario se representa en la **Figura 49**.

El flujo de caja neto según la fórmula para este escenario es presentado en la **Figura 50**.

Figura 49. Flujo de caja escenario 3

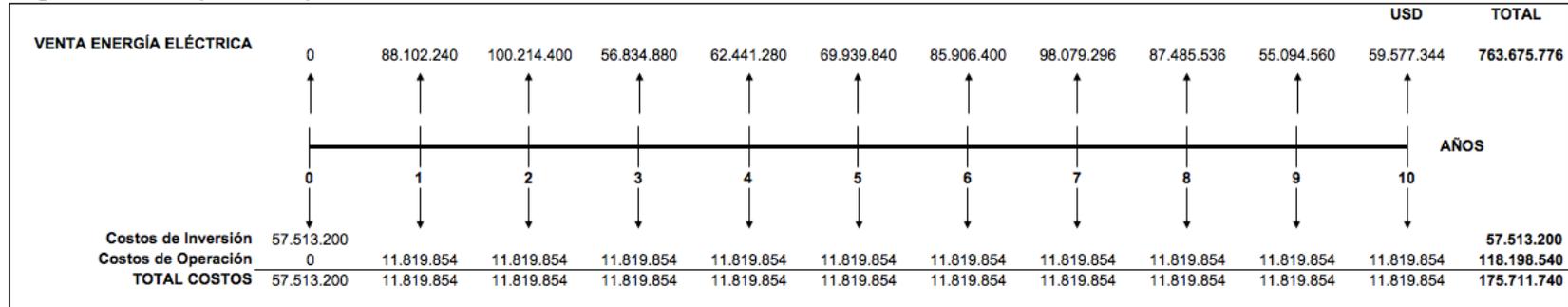
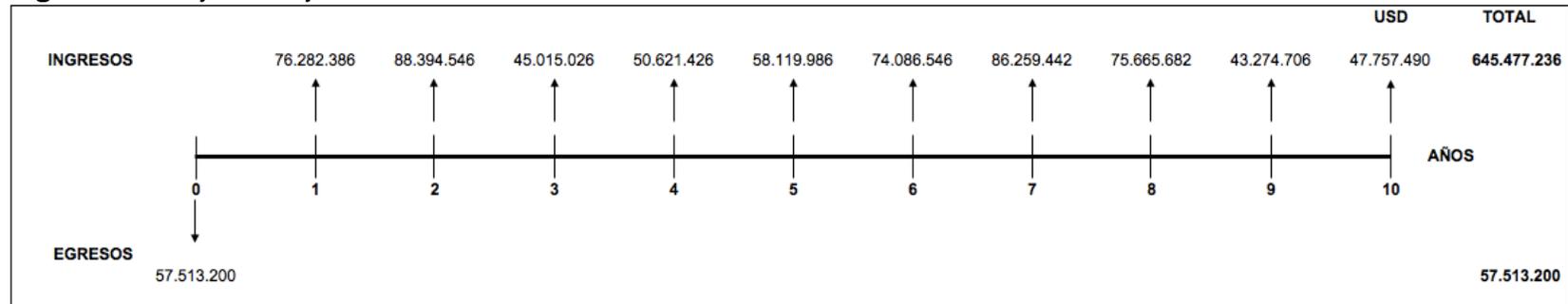


Figura 50. Flujo de caja neto escenario 3



Después de determinar el flujo de caja neto correspondiente a los 10 años de evaluación del proyecto, se procede con el cálculo del indicador VPN mediante el reemplazo de la **Ecuación 7**.

$$\begin{aligned} \text{VPN}_{(0,12)} = & -57.513.200 + \frac{76.282.386}{(1 + 0.12)^1} + \frac{88.394.546}{(1 + 0.12)^2} + \frac{45.015.026}{(1 + 0.12)^3} + \frac{50.621.426}{(1 + 0.12)^4} \\ & + \frac{58.119.986}{(1 + 0.12)^5} + \frac{74.086.546}{(1 + 0.12)^6} + \frac{86.259.442}{(1 + 0.12)^7} + \frac{75.665.682}{(1 + 0.12)^8} + \frac{43.274.706}{(1 + 0.12)^9} \\ & + \frac{47.757.490}{(1 + 0.12)^{10}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VPN}_{(0,12)} = & -57.513.200 + 68.109.273 + 70.467.591 + 32.040.806 + 32.170.831 \\ & + 32.978.841 + 37.534.550 + 39.019.391 + 30.560.100 + 15.605.293 \\ & + 15.376.634 \end{aligned}$$

$$\text{VPN}_{(0,12)} = 316.350.109 \text{ USD.}$$

El resumen de los resultados del indicador financiero VPN para cada alternativa, se presentan en la **Tabla 67**.

Tabla 67. Resumen de VPN

Alternativa	VPN (USD)
LNG	114.562.937
GTL	69.392.475
Termogeneración Eléctrica	316.350.109

Fuente. Pacific E&P.

6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, todos los escenarios son atractivos para la compañía, porque le generarán una ganancia extraordinaria adicional a la TIO.

La mejor alternativa para la compañía Pacific E&P en el procesamiento del gas natural producido en el Bloque La Creciente es la implementación de la termogeneración eléctrica, esto debido a que a dólares de hoy es la alternativa que más ganancia extraordinaria le generaría. Lo anterior se debe a que esta alternativa ofrece grandes valores de generación de potencia eléctrica, lo que se convierte en mayores ingresos por año bajo una inversión intermedia.

Si se compara con la alternativa LNG, se obtienen beneficios adicionales de USD 201.787.172, lo que equivale a un 176% de mayor ganancia con respecto a esta.

Si se compara con la alternativa GTL, se obtienen ingresos adicionales por USD 246.957.634, lo que equivale a un 356% adicionales con respecto a esta alternativa.

7. CONCLUSIONES

- El gas producido en el Bloque La Creciente es un gas seco y pobre por lo cual su tratamiento no presenta mayores dificultades y costos para ponerlo en condiciones de venta, definidas por el Reglamento Unico de Transporte (RUT), siendo óptimo como gas domiciliario y generador energético.
- La región de la Costa Caribe Colombiana podría presentar una situación de sobre oferta de gas natural hasta el año 2024, generada por el aumento de la oferta y el bajo crecimiento en la demanda, esto repercute en la situación contractual comercial del gas producido en el Bloque La Creciente, por lo que se dispone de 30 MMPCD para la evaluación de las alternativas de procesamiento.
- La alternativa LNG mediante el uso del proceso de refrigerante mixto de ciclo único (SCMR), presenta una eficiencia volumétrica del 94% al producir 248.567 GPD de gas natural licuado y 621 GPD de gas licuado de petróleo (GLP), lo que equivale a una eficiencia energética de 90%.
- La alternativa GTL mediante el uso de los procesos de reformado autotérmico (ATR, por sus siglas en inglés), Fisher-Tropsch (FT) e Hidrocraqueo, produce 1.358 BPD de diésel, 762 BPD de nafta y 76 BPD de gas licuado de petróleo (GLP), lo que equivale a una eficiencia energética de 65%.
- La alternativa de generación eléctrica mediante el uso de una planta de cogeneración (ciclo Rankine y Brayton) y utilizando el volumen definido, produce 108 MW-h, lo que equivale a una eficiencia energética de 63,5%.
- Los resultados financieros indican que todas las alternativas son viables y cumplen con las expectativas de la compañía, es decir, proveen una ganancia adicional a la tasa de interés de oportunidad (TIO).
- La alternativa LNG presenta mejores resultados técnicos, con una eficiencia energética 25% mayor a los resultados de GTL y 26,5% a termogeneración, además sus productos tienen una mayor demanda, pero esto no iguala las expectativas financieras resultantes de la alternativa de termogeneración eléctrica.
- La mejor alternativa para el procesamiento del gas natural producido en el Bloque La Creciente es la implementación de la termogeneración eléctrica, esto debido a que, en dólares estadounidenses de hoy, generaría una remuneración de USD 316.350.109 durante la vida del proyecto, superior en USD 201.787.172 a lo que podría generar la alternativa de LNG y con respecto a los resultados financieros de la alternativa de GTL, en USD 246.957.634.

8. RECOMENDACIONES

- Implementar la alternativa de termogeneración eléctrica a partir del gas producido en el Bloque La Creciente, teniendo en cuenta los resultados técnicos de la simulación de una planta de ciclo combinado y la viabilidad financiera obtenidos de conceptos de costos de inversión y precios de venta.
- Aprovechar las condiciones de presión y temperatura de la corriente de vapor, generado en la turbina de vapor, mediante un reciclo directo al calderin, con el fin de no desperdiciar esta energía y aumentar la eficiencia de la planta de cogeneración.
- Hacer un estudio de ingeniería técnico y ambiental óptimo, para la sección de transmisión eléctrica entre la localización del campo y el sistema interconectado nacional, definiendo el recorrido, el voltaje de transmisión y los equipos necesarios para estos procedimientos.
- Evaluar métodos de recuperación mejorada (IOR, por sus siglas en inglés) o técnicas de recobro mejorado (EOR, por sus siglas en inglés) de gas que permitan mantener el potencial de producción del Bloque La Creciente por la vida del proyecto.
- Evaluar métodos de contratación de transferencia de construcción y operación (BMOT, por sus siglas en inglés) para las tres alternativas de procesamiento con el propósito que la empresa contratista se haga cargo de construir, mantener y operar las plantas de procesamiento y transferir a Pacific E&P el producto final, de este modo reducir las inversiones iniciales.
- Hacer una evaluación económica para la implementación de la alternativa de termogeneración eléctrica, donde se evalúen indicadores macroeconómicos y el riesgo en la inversión bajo diferentes escenarios de ingresos.

BIBLIOGRAFÍA

- AL-MEGREN, Hamid. Advances In Natural Gas Technology. InTech. Rijeka, Croacia. 2012. 553 p.
- ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Volume 1. Gulf Professional Publishing, 1999. p. 103.
- ASPEN TECH. Aspen HYSYS. Engineering products. [en línea]. 2017. [citado 05 de mayo 2017]. Disponible en internet: <http://www.aspentech.com/products/aspens-hsys>.
- Barrero Darío, Martínez Juan F, Pardo Andrés, Vargas Carlos. Colombian Sedimentary Basins. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá. 2007.
- CARRERA, G., DOS SANTOS, E. Use Of The Natural Gas Of Camisea (Peru) For Electric And Gas Systems In The North Of Brazil. Society of Petroleum Engineers., 2000. SPE-60182-MS.
- CONCENTRA, INTELIGENCIA EN ENERGÍA: Contratación de suministro de gas natural en Colombia 2014 – 2023 (actualización febrero 2015). Bogotá D.C, Colombia. 2015. 26 p.
- CONCENTRA, INTELIGENCIA EN ENERGÍA: Perspectiva del GNL en Colombia. Bogotá D.C, Colombia. Agosto 22 de 2016. 30 p.
- FLEISCH, Theo. Associated Gas Utilization via miniGTL: World Bank. Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Partnership. 2012. GGFR-95997
- _____. Small Scale Gas Monetization via miniGTL Options: World Bank. Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Partnership. 2015. GGFR-101578
- FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Guía Metodológica General Opciones de Grado. 2014. 103 p.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 110 p.
- _____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 36 p.

JACOBS, Trent. Gas-to-Liquids comes of age in a World full of gas: JPT Technology,. 2013. SPE-0813-0068-JPT.

LEWIS, Philip. Gas to Liquids: Beyond Fischer Tropsch: Society of Petroleum Engineers,. 2013. SPE-165757.

MCCAIN, William D. Phase behavior. En: Properties of Petroleum Fluids. 2 ed. Oklahoma PennWell publishing company, 1990. p. 62-73.

MOKHATAB,S., et al. Handbook of Liquefied Natural Gas. Elsevier Science, 2013. ISBN 9780124046450.

PÉREZ, Ramiro. MARTÍNEZ, Marcías. Ingeniería de Gas: Características y Comportamiento de los Hidrocarburos. Ingenieros Consultores, S.R.L. Maracaibo, Venezuela. 307 p.

RAJA, A.K., SRIVASTAVA, Amit., DWIVEDI, Manish. Power Plant Engineering. New Age International (P) Ltd., Publishers. New Delhi. 2006. 491 p.

SCHLUMBERGER. Conversión de gas natural a líquidos. Schlumberger oilfield review [en línea]. 2004. [citado 15 Marzo 2017]. Disponible en internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/.../win03/p34_41.pdf

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME)., Balance de Gas Natural 2016-2025. 2016.

_____. Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2015-2029. 2015. p. 75-122.

_____. Proyección de gas natural en Colombia 2016-2030. 2016.

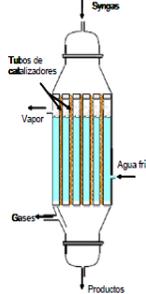
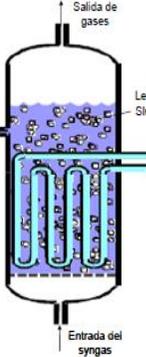
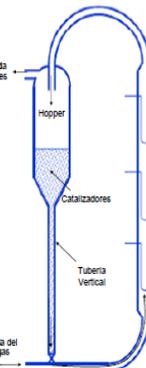
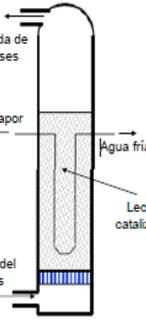
WORLD BANK GROUP. Mini-GTL technology. Boletín [en línea], Marzo 2016. [citado 17 Marzo 2017] Disponible en internet: <http://documents.worldbank.org/curated/en/712341467109956304/Mini-GTL-technology-bulletin>

UNIVERSITY OF OXFORD, Gas to liquids: Historical development and future prospects [en línea]: Oxford Institute for Energy Studies. 2013. [citado 17 Marzo 2017]. Disponible en internet: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/12/NG-80.pdf>

ANEXOS

ANEXO A.

REACTORES FISCHER-TROPSCH

Tipo de reactor	Funcionamiento	Imagen
Lecho fijo	<p>Contienen 2000 tubos rellenos con catalizadores de hierro inmersos en agua para remover el calor, la temperatura del baño de agua es mantenida en el reactor por el control de la presión, altas velocidades de entrada del syngas obtenido de la reacción.</p>	
Fase Slurry	<p>Reactor de baja temperatura, opera en tres fases y consiste de un lecho de catalizadores suspendidos y dispersos en líquido (productos FT). El gas de síntesis es burbujeado desde la parte inferior del reactor logrando excelente contacto con los catalizadores.</p>	
Lecho fluidizado circulante	<p>La corriente combinada de syngas y gas de reciclaje entran al reactor por la parte inferior y se ponen en contacto con los catalizadores que bajan de la tubería vertical por medio de una válvula; la alta velocidad del gas arrastra los catalizadores (ocasionando que se lleve a cabo la reacción) hasta la zona donde el calor es removido; luego son transportados hasta el Hopper donde los catalizadores se asientan y los productos gaseosos salen del reactor por medio de un ciclón, para que luego su temperatura disminuya y se obtengan los productos.</p>	
Lecho fluidizado	<p>El syngas es introducido dentro de un distribuidor y luego inyectado entre un lecho fluidizado de catalizadores los cuales se encuentran suspendidos debido a la velocidad de los gases, en el momento en que se suspenda el sistema los catalizadores caen sobre una malla; antes pasando por unos ciclones que permiten separar las pequeñas cantidades de catalizadores, arrastrados por los gases producidos.</p>	

ANEXO B.

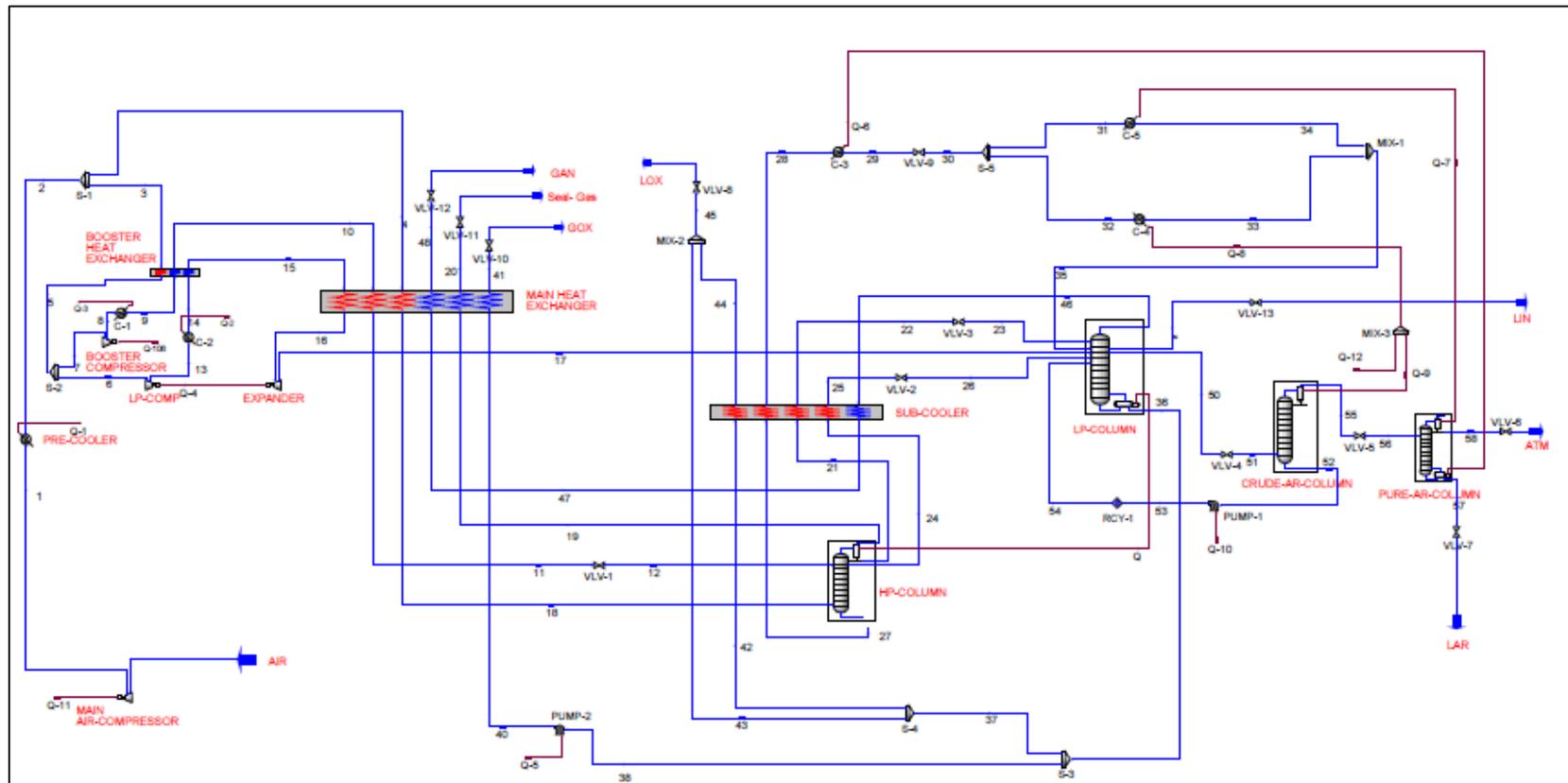
CATALIZADORES USADOS EN FISCHER-TROPSCH

Catalizador	Ventajas	Desventajas
Hierro (Fe)	<ul style="list-style-type: none"> • Mínima producción de hidrocarburos ligeros • Amplio rango de fracciones de H₂/CO en el gas de síntesis. • A altas temperaturas es ideal para la producción de olefinas claras con una selectividad hacia el metano • Mayor actividad 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitado para la producción de ceras pesadas • Tiende a formar carbón, causando la desactivación del catalizador • Se produce gran cantidad de agua, lo que produce una inhibición en la actividad del catalizador, disminuyendo el crecimiento de la cadena
Cobalto (Co)	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor tiempo de vida del catalizador • Tiene una baja tendencia a formar carburos • Gran selectividad a la formación de hidrocarburos pesados • Menor costo operativo en el proceso • Los promotores (Ru, Re o Pt) son adicionados para prevenir la desactivación del catalizador por la formación u oxidación del carbón 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor tolerancia al azufre y al amoniaco que el catalizador de hierro • Muy reducido el rango de fracciones de H₂/CO • Alto precio, por lo cual es soportado sobre óxidos de metal. Pero estos a su vez maximizan las selectividad y la actividad del catalizador
Níquel (Ni)	<ul style="list-style-type: none"> • Posee una mayor cantidad que el cobalto puro • Menos tendencia a la producción de carbón 	<ul style="list-style-type: none"> • Forma fácilmente metal-carbonitos volátiles, limitando presión de la reacción • En condiciones industriales, produce principalmente metano
Rutenio (Ru)	<ul style="list-style-type: none"> • Son los catalizadores FT más activos • Se obtienen ceras de alto peso molecular a temperaturas de reacción bajas • Es activado en su forma metálica y no requiere promotores para estabilizar su actividad 	<ul style="list-style-type: none"> • Su alto precio lo excluye en aplicación industrial • Es limitado para estudios académicos debido a la dificultad de controlar la reacción

ANEXO C.

PRODUCCIÓN DE OXÍGENO

Para la producción de oxígeno, es necesario realizar un proceso de separación criogénica del aire, un modelo de separación es el que se presenta a continuación



ANEXO D.

PODER CALORIFICO GAS NATURAL LICUADO

De acuerdo a la cromatografía del gas natural licuado producido en la Planta de LNG, obtenida a través de la simulación (capítulo 5), se procede a calcular el Poder Calorífico Bruto utilizando las constantes físicas de los hidrocarburos de la Asociación de Proveedores de Procesadores de Gas (GPSA, por sus siglas en inglés), referencia GPSA-80, obtenida del GPSA Engineering Data Book, 13ª edición.

Compuesto	Fracción molar (Yi)	Poder Calorifico Bruto (BTU/Gal)	Yi*BTU/gal
H ₂	0		-
He	0		-
N ₂	0,002149	-	-
O ₂	0		-
CO ₂	0		-
COS	0		-
H ₂ S	0		-
C ₁	0,993748	59.750	59.376
C ₂	0,001976	65.916	130
C ₃	0,000727	90.905	66
i-C ₄	0,000337	98.935	33
n-C ₄	0,000104	102.926	11
i-C ₅	0,000765	108.789	83
n-C ₅	0,000063	110.094	7
n-C ₆	0,000131	115.060	15
n-C ₇	0		-
n-C ₈	0		-
n-C ₉	0		-
H ₂ O	0		-
Total	1		59.722 [BTU/Gal]

ANEXO E.

DENSIDAD GLP

De acuerdo a la cromatografía del gas licuado de petróleo (GLP) producido en la Planta de LNG, obtenida a través de la simulación (capítulo 5), se procede a calcular la densidad del líquido utilizando las constantes físicas de los hidrocarburos de la Asociación de Proveedores de Procesadores de Gas (GPSA, por sus siglas en inglés), referencia GPSA-80, obtenida del GPSA Engineering Data Book, 13ª edición.

Compuesto	Fracción molar (Yi)	Densidad Líquido (lb/Galón)	Yi*Densidad
H ₂	0		
He	0		
N ₂	0		
O ₂	0		
CO ₂	0		
COS	0		
H ₂ S	0		
C ₁	0,048293	2,5	0,12073
C ₂	0,090452	2,9716	0,26879
C ₃	0,094993	4,2301	0,40183
i-C ₄	0,082409	4,6934	0,38678
n-C ₄	0,032289	4,8696	0,15723
i-C ₅	0,42206	5,2074	2,19784
n-C ₅	0,042763	5,2618	0,22501
n-C ₆	0,186741	5,5363	1,03385
n-C ₇	0		
n-C ₈	0		
n-C ₉	0		
H ₂ O	0		
Total	1		4,79206 [lb/Gal]

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Miguel Alejandro Cortes Ruiz** y **Jorge Leonardo Martínez Yépez** en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnico financiera para tres alternativas de procesamiento con el fin de aprovechar el gas producido en el Campo La Creciente**, elaborada en el año **2016**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación		X

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

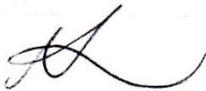
Para constancia se firma el presente documento en **Bogotá D.C.**, a los **06** días del mes de **Julio** del año **2017**.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres
Miguel Alejandro
Documento de identificación No

C.c. 1.026.292.290

Apellidos
Cortes Ruiz
Firma


Autor 2

Nombres
Jorge Leonardo
Documento de identificación No

C.c. 1.085.318.174

Apellidos
Martínez Yépez
Firma
