

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS TECNOLOGÍAS DE
CONSTRUCCIÓN MODULAR PARA LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO
EN EL PROYECTO REFIBOYACÁ**

**BETTY LORENA PINZÓN VARGAS
MANUEL IVÁN PLAZAS PUENTES**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS TECNOLOGÍAS DE
CONSTRUCCIÓN MODULAR PARA LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO
PROYECTO REFIBOYACÁ**

**BETTY LORENA PINZÓN VARGAS
MANUEL IVÁN PLAZAS PUENTES**

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
MARIO FERNANDO ZAMORA SANTACRÚZ
Ingeniero de Petróleos**

**Asesor
YATNIELAH ISBEL PIRELA
Ingeniera de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018**

Nota de aceptación

Ing. Yatniel Pirela

Ing. Alexander López

Ing. Jorge Andrés Tovar

Bogotá D.C., Agosto de 2018.

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

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director 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 al autor.

En primera instancia a Dios, sin su guía e infinita bondad nada sería posible. A mis papás, por su amor inigualable, su perseverancia, su dedicación y su entrega que ha sido el pilar en cada paso de mi carrera, a ellos que lo merecen todo, por su esfuerzo y su confianza en mí.

A mis hermanas por su ejemplo y su paciencia, a mi familia que siempre estuvo ahí, en especial a mi tía Tere y Pablito sin duda alguna, recibí y sentí su apoyo en todo momento sin importar la circunstancia.

A mi segunda familia Malagón Cárdenas, por su amor hacia Juan y hacia mí, por su enorme apoyo y ejemplo de vida, han sido un regalo especial del cielo.

Y sin lugar a duda, más que un agradecimiento es una dedicación a Juan Esteban, mi ser de luz, por mi amor infinito hacia ti, porque todo es por ti, porque el tiempo que dejamos de compartir, hoy se verá reflejado en este primer logro de los muchos que nos quedan juntos.

Betty Lorena Pinzón Vargas

No podría haber logrado este gran paso sin el apoyo de mis padres. Les debo mucho a ellos y les agradezco por siempre apoyar mi estudio y mi carrera para poder ser profesional en algo que en realidad me gustara. Gracias a ellos soy quien soy, una combinación de los dos.

Gracias madre y padre por su apoyo, por ser una inspiración para crecer, estudiar y lograr graduarme como ingeniero, siempre se aseguraron de que no me faltara nada, ni siquiera el estudio, y hoy les agradezco por todo. Gracias a mi hermanito por aguantarme en esas noches largas de estudio y que siempre lo despertaba. Gracias a mi abuelita, tengo que compartir este logro contigo querida madrina porque te admiro y los valores que hoy tengo son porque tú se los diste a mi Mamá, gracias por todo abuelita.

Gracias a mis amigos de la universidad y eternos amigos del colegio, amigos con los que viví una importante etapa en la vida, gracias por estar durante este proceso y apoyarme durante mi carrera, ahora si comienza la ruta a cumplir los sueños que tanto queríamos cumplir, estamos cerca.

Manuel Iván Plazas Puentes

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a la empresa ESP ENERGY GROUP, por darnos la oportunidad de finalizar este proyecto y a la Universidad de América por formarnos como ingenieros de petróleos.

De igual manera queremos agradecer al ingeniero Mario Fernando Zamora, nuestro director, por su confianza y apoyo a lo largo de este proceso. Al ingeniero Mario Alejandro Ruíz, por su compartir su conocimiento y guiarnos en la elaboración de este proyecto.

Agradecemos también a nuestros docentes, quienes nos orientaron desde el inicio hasta la culminación de este trabajo. Al ingeniero Iván Peñaloza, por ayudarnos a encaminar el inicio del proyecto y a la Ingeniera Yatnielah Pirela, por su paciencia, disposición, acompañamiento y conocimientos que nos permitieron concluir el proyecto. Por último, agradecemos a todos los docentes que hicieron parte de nuestra formación y preparación como profesionales.

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

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1.DESCRIPCIÓN DE LAS GENERALIDADES DEL PROYECTO REFIBOYACÁ	28
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO REFIBOYACÁ	28
1.1.1 Localización del proyecto	28
1.1.2 Aspectos geográficos	30
1.1.3 Límites	30
1.1.4 Extensión	31
1.1.5 Relieve	31
1.1.6 Geología	31
1.2 HIDROGEOLOGÍA	32
1.3 HIDROGRAFÍA	32
1.4 ZONAS DE VIDA	33
1.5 CLIMA	33
1.5.1 Precipitaciones	33
1.5.2 Temperatura	34
1.6 COBERTURA Y USO DE LA TIERRA	35
1.6.1 Uso potencial	35
1.6.2 Conflicto de Uso	35
1.6.3 Uso recomendado	35
1.7 AMENAZAS	36
1.7.1 Incendios forestales	36
1.7.2 Deslizamientos	37
1.7.3 Inundaciones	37
1.8 INFRAESTRUCTURA VIAL	38
1.8.1 Sistema vial municipal	38
1.8.2 Sistema vial urbano	38
2. IDENTIFICACIÓN DE LOS CAMPOS DE PETRÓLEO CON POSIBILIDAD DE VENTA DE CRUDO Y LA INFRAESTRUCTURA ACTUAL PARA SU TRANSPORTE	40
2.1 PETRÓLEO EN COLOMBIA	40
2.2 RED DE OLEODUCTOS Y VIAS TERRESTRES	43
2.2.1 Red de oleoductos en Colombia	44
2.2.1.1 Oleoducto Caño Limón-Coveñas	45

2.2.1.2 Oleoducto Alto de Magdalena (OAM)	46
2.2.1.3 Oleoducto de Colombia (ODC)	46
2.2.1.4 Oleoducto de Llanos Orientales (ODL)	46
2.2.1.5 Oleoducto Transandino	46
2.2.1.6 Oleoducto Bicentenario	46
2.2.2 Oleoducto Central (Ocensa)	47
2.2.4 Costos de Transporte	50
2.3 ESPECIFICACIONES DE LA CALIDAD DEL CRUDO	52
2.3.4 Rutas desde los Campos seleccionados hacia la Refinería en Duitama	58
2.3.4.1 Ruta Paz de Ariporo-Duitama	58
2.3.4.2 Ruta Trinidad-Duitama	58
2.3.4.3 Ruta Orocué-Duitama	59
2.3.4.4 Ruta Aguazul-Duitama	59
2.4 MEZCLA DE HIDROCARBUROS	60
2.4.1 Concepto de Mezcla	60
2.4.1.1 Ponderado de la gravedad API	61
2.4.1.2 Ponderado para el contenido de Azufre	66
2.4.1.3 Ponderado para el contenido de agua y sedimentos (%BSW)	67
2.5 PRECIO DEL CRUDO	69
2.5.1 Costo de Transporte	70
3. OFERTA Y DEMANDA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO	73
3.1 PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES EN COLOMBIA	73
3.2 DEMANDA DE COMBUSTIBLES	77
3.2.1 Generación eléctrica Boyacá y Casanare	81
4. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS MODULARES	83
4.1 REFINACIÓN DEL PETRÓLEO	83
4.1.1 Unidades de refinación	85
4.1.1.1 Desalinización de crudo	85
4.1.1.2 Destilación atmosférica o Topping	86
4.1.1.3 Hidrotratamiento	88
4.1.1.4 Reformación catalítica	91
4.1.1.5 Planta de procesamiento de gas	93
4.1.1.6 Unidad de recuperación de azufre	94
4.1.2 Contaminantes del proceso	94
4.1.2.1 Azufre	95
4.1.2.2 Oxígeno	95
4.1.2.3 Nitrógeno	95
4.1.2.4 Metales	96

4.1.2.5 Asfaltenos	96
4.1.2.6 Resinas	97
4.2 REFINACIÓN MODULAR	97
4.3 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS	99
4.3.1 Variables de evaluación	99
4.3.1.1 Margen bruto de la refinería	100
4.3.1.2 Valor agregado a los productos finales	101
4.3.1.3 Manejo del crudo según su gravedad API	101
4.3.1.4 Tolerancia a los contaminantes del crudo	102
4.3.1.5 Productos obtenidos por barril refinado	103
4.3.1.6 Complejidad (NCI)	103
4.3.1.7 Tiempo para puesta en marcha	104
4.3.1.8 Antecedentes de la empresa	105
4.3.1.9 Limitaciones climatológicas	106
4.3.1.10 Tiempo de inactividad anual (<i>off-time</i>)	107
4.3.1.11 Disponibilidad de repuestos	107
4.3.2 Matriz de selección	108
5. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS EQUIPOS MODULARES SELECCIONADOS	112
5.1 CREACIÓN DE LA SIMULACIÓN	112
5.1.1 Crear un caso	113
5.1.2 Ingresar la lista de componentes	113
5.1.3 Seleccionar el modelo termodinámico para las propiedades de los fluidos	114
5.1.4 Ingresar el assay del crudo	116
5.2 SIMULACIÓN DEL PROCESO	119
5.2.1 Construcción del diagrama de procesos	119
5.2.2 Condiciones de operación	120
5.2.3 Descripción del proceso general	123
5.2.4 Descripción del proceso de la unidad de destilación atmosférica	127
5.2.5 Resultados de la simulación	130
5.2.6 Análisis resultados	130
6.IMPACTOS AMBIENTALES GENERADOS POR LOS EQUIPOS MODULARES	133
6.1 RESIDUOS E IMPACTOS AMBIENTALES DE LOS PROCESOS	133
6.1.6 Unidad de recuperación de azufre	135
6.2 MANEJO DE LOS RESIDUOS	136
6.3 NORMATIVIDAD AMBIENTAL COLOMBIANA PARA EL PROYECTO	139
7. EVALUACION FINANCIERA	143

7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	144
7.1.1 Terreno	144
7.1.2 Estudios	145
7.1.3 Licenciamiento	145
7.1.4 Equipos de Refinería	145
7.1.5 Transporte de Equipos	145
7.1.6 Tanques	145
7.1.7 Obras civiles	145
7.1.8 Constitución de empresa	145
7.1.9 Reserva de crudo	145
7.1.10 Plan de contingencia	145
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (OPEX)	146
7.2.3 Promedio Salarial en Boyacá	147
7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	149
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	150
7.5 FLUJO DE CAJA	152
7.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	157
8. CONCLUSIONES	158
9. RECOMENDACIONES	159
BIBLIOGRAFÍA	160
ANEXOS	163

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del proyecto en el Municipio de Duitama (Boyacá)	29
Figura 2. Área del Lote para el proyecto RefiBoyacá	30
Figura 3. Formaciones Geológicas presentes en el área del Proyecto	31
Figura 4. Distribución temporal de la precipitación	34
Figura 5. Red de principales oleoductos de Colombia	45
Figura 6. Recorrido del Oleoducto Ocesa	49
Figura 7. Mapa de Carreteras	50
Figura 8. Departamento de Casanare	53
Figura 9. Departamento de Boyacá	55
Figura 10. Ubicación de los Municipios a donde pertenecen los Campos seleccionados	57
Figura 11. Ruta 1 Paz de Ariporo-Duitama	58
Figura 12. Ruta 2 Trinidad-Duitama	59
Figura 13. Ruta 3 Orocué-Duitama	59
Figura 14. Ruta 4 Aguazul-Duitama	60
Figura 15. Procedimiento de cálculo ponderado API	64
Figura 16. Calidad de la mezcla Grupo 1	64
Figura 17. Calidad de la mezcla Grupo 2	65
Figura 18. Calidad de la mezcla Grupo 3	65
Figura 19. Grupos de crudo y Calidad API	66
Figura 20. Procedimiento de cálculo para % de Azufre	67
Figura 21. Calidad de marcadores de referencia	69
Figura 22. Escenarios de producción de petróleo a 2040	74
Figura 23. Participación de las refinerías en la oferta de combustibles	80
Figura 24. Desalinizador del crudo con tratador electrostático	86
Figura 25. Proceso de destilación atmosférica	88
Figura 26. Proceso de hidrot ratamiento	89
Figura 27. Deshidrogenación del tiofeno	90
Figura 28. Desnitrogenación del pirrol	90
Figura 29. Desoxidación del fenol	90
Figura 30. Deshalogenación de los hidrocarburos	91
Figura 31. Hidrogenación del penteno	91
Figura 32. Craqueo del decano	91
Figura 33. Proceso de reformación catalítica	92
Figura 34. Proceso de la planta de procesamiento gas	93
Figura 35. Proceso de la unidad de recuperación de azufre	94
Figura 36. Creación de un nuevo caso en Aspen HYSYS	113
Figura 37. Agregar lista de componentes a Aspen HYSYS	114
Figura 38. Árbol de decisión para seleccionar el paquete termodinámico de Aspen HYSYS	115
Figura 39. Selección del paquete de propiedades en Aspen HYSYS	116

Figura 40. Selección de las propiedades del crudo en Aspen HYSYS	116
Figura 41. Seleccionar la información para el assay TBP en Aspen HYSYS	117
Figura 43. Distribución inicial de las fracciones del crudo	118
Figura 44. Construcción del diagrama general de la refinería en Aspen HYSYS	119
Figura 45. Construcción del diagrama de la unidad de destilación atmosférica en Aspen HYSYS	120
Figura 46. Diagrama del proceso general de la refinería	126
Figura 47. Diagrama del proceso de la unidad de destilación atmosférica	129
Figura 42. Flujo de Caja	155

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción mensual fiscalizada 2017 (Bpd)	42
Gráfica 2. Proyección gasolina extra 2006-2022	75
Gráfica 3. Proyección Diésel 2006-2022	76
Gráfica 4. Gasolina motor 2006-2022	76
Gráfica 5. Proyección demanda de Combustibles	78
Gráfica 6. Balance de Gasolina	79
Gráfica 7. Balance de diésel	79
Gráfica 8. Demanda latente para ESP ENERGY GROUP	81
Gráfica 9. Distribución final de las fracciones del crudo	132
Gráfica 10. Promedio Salarial Boyacá según nivel de Educación	147

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Reservas probadas de crudo por Departamento (Barriles)	41
Tabla 2. Producción por Departamento	42
Tabla 3. Tarifas de transporte vigentes Capacidad actual y Capacidad Ampliada (P135) (Ocensa) en USD/Bbl	51
Tabla 4. Tarifas de Carrotanques para operación nacional	52
Tabla 5. Calidades y producción de campos en Casanare entre 24 y 36 °API	54
Tabla 6. Calidades de campos en Boyacá entre 24 y 36 °API	56
Tabla 7. Coeficientes de expansión Ge	62
Tabla 8. Gravedad específica y fracción volumétrica para el Grupo 1	63
Tabla 9. Gravedad específica y fracción volumétrica para el Grupo 2	65
Tabla 10. Gravedad específica y fracción volumétrica para el Grupo 3	65
Tabla 11. Valores de producción en unidades de masa	67
Tabla 12. SW para cada uno de los crudos de la mezcla	68
Tabla 13. API, Contenido y Azufre y %BSW de la mezcla	69
Tabla 14. Costos de Transporte desde Municipios hasta Duitama	71
Tabla 15. Proyección de la producción combustibles 2006-2022	77
Tabla 16. Capacidad de generación eléctrica Boyacá y Casanare	81
Tabla 17. Fracciones de la destilación del petróleo	83
Tabla 18. Fracciones del crudo	117
Tabla 19. Configuración de la unidad de destilación atmosférica	120
Tabla 20. Condiciones de operación de los equipos	121
Tabla 21. Condiciones de operación de las corrientes de entrada	122
Tabla 22. Condiciones de las corrientes de salida obtenidas en la simulación	130
Tabla 23. Utilidades de la refinería	130
Tabla 24. Derivados obtenidos en la simulación	131
Tabla 25. Composición del agua luego de su tratamiento	138
Tabla 26. Precios para la Gasolina y ACPM en Colombia	143
Tabla 27. Costos de Inversión (CAPEX)	146
Tabla 28. Costo Mano de Obra	147
Tabla 29. Costo anual (USD/año) de mano de obra	148
Tabla 30. Costo de Servicios Públicos	148
Tabla 31. Costos de Operación (OPEX)	148
Tabla 32. Eficiencia de los derivados obtenidos	149
Tabla 33. Precio de Venta de los combustibles	150
Tabla 34. Ingresos por cada combustible (USD/año)	150
Tabla 35. Flujo de caja RefiBoyacá	153

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Fracción volumétrica.	61
Ecuación 2. Ecuación para la gravedad específica	61
Ecuación 3. Ecuación de Bearce & Peffer	62
Ecuación 4. Ecuación Calidad-Volumen	64
Ecuación 5. Ecuación %BSW	68
Ecuación 6. Índice de complejidad de Nelson	104
Ecuación 7. Ecuación Tasa interna de oportunidad (TIO)	151
Ecuación 8. Ecuación VPN (Valor Presente Neto)	151
Ecuación 9. Ecuación TIR (Tasa interna de retorno)	152
Ecuación 10. Ecuación R B/C (Relación Beneficio/Costo)	152

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Assay del crudo South Blend	164
Anexo B. Tarifas de transporte de carrotanque	167
Anexo C. Propuesta de la empresa A	168
Anexo D. Propuesta de la empresa B	172
Anexo E. Marco legal ambiental del proyecto	176

LISTA DE ABREVIATURAS

"	Pulgadas
°C	Grado Celsius (Temperatura).
°F	Grado Fahrenheit (Temperatura).
%S	Porcentaje de azufre.
1P	Reservas Probadas.
2P	Reservas Probables.
3P	Reservas Posibles.
AC	Corriente Alterna.
ACPM	Aceite Combustible Para Motores.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
°API	Unidades API para la calidad del crudo.
API	American Petroleum Institute (Medida estándar).
ASTM	American Society of Testing Materials
atm	Atmósfera (Unidad de presión).
Bbl (s)	Barril/Barriles (Barril de petróleo Americano).
Bpd	Barriles por día.
Bpdc	Barriles por día de calendario.
BS&W	Basement Sediment and Water (Sedimento y agua del crudo).
BTO	Boletín del Transportador
BTU	British thermal unit (Unidad térmica británica).
CAPEX	Capital Expenditure (Inversiones de Capital).
CCR	Contenido Carbón Residual.
CLOPAD	Comité Local de Prevención y Atención de Desastres.
COP	Peso colombiano.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
DC	Corriente continua.
ECP	Ecopetrol.
ft³	Pies cúbicos.
Gal	Galones.
GE	Gravedad específica.
Ha	Hectáreas.
HAGO	Heavy Atmospheric Gas Oil (Gasoil atmosférico pesado).
h	Hora.
HSR	Heavy Straight Run Naphtha (Nafta pesada).
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
KBpd	Miles de barriles por día (Barril de Estados Unidos).

Km	Kilómetro.
Kw	KiloWatt (Miles de Vativos).
LAGO	Light Atmospheric Gas Oil (Gasoil atmosférico liviano).
lb	Libra.
lb/hr	Libra por hora (Medida de flujo másico)
LPG	Gas licuado del Petróleo.
LSR	Light Straight Run Naphtha (Nafta liviana).
m³	Metro cúbico.
mm	Milímetros.
MMGal	Millones de galones.
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar.
OPEX	Operating Expenditure (Gastos de Operación).
P135	Proyecto de Ampliación OCENSA 135.000 barriles.
POT	Plan de ordenamiento territorial.
ppm	Partes por millón.
Psig	Libra por pulgada cuadrada manométrica.
Psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta.
RON	Research Octane Number (Número de Octano).
SIPG	Sistema de información de Petróleo y Gas.
SW	Saturación de Agua.
TBP	True Boiling Point.
TIR	Tasa Interna de Retorno.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
USD	Dólar de Estados Unidos.
VPN	Valor Presente Neto.
W	Watt (Vatio).
WTI	West Texas Intermediate.

GLOSARIO

ACUÍFERO: cuerpo de rocas que poseen la permeabilidad y porosidad suficiente para producir, almacenar y/o transportar aguas subterráneas.

ASSAY TBP: es una prueba estandarizada que se le realiza al crudo para conocer su calidad comercial. La muestra se destila a baches usando más de 100 bandejas teóricas con un reflujo alto para aumentar el contacto vapor-líquido y poder separar las diferentes fracciones del crudo según su punto de ebullición.

AROMÁTICOS: son compuestos de estructura cíclica caracterizados por tener tres enlaces simples y tres enlaces dobles. La estructura base para los aromáticos es el anillo de benceno y se encuentran en altas concentraciones en el petróleo crudo.

CARBÓN RESIDUAL: el carbón residual es un indicativo del contenido de asfaltenos en el crudo y la cantidad de aceites lubricantes que se pueden producir de él.

CATALIZADOR: es un sólido o fluido que puede afectar las reacciones químicas ya sea retardándolas o acelerándolas sin tener que participar en ellas.

COMPUESTO ORGANOMETÁLICO: compuesto orgánico en el cual uno o más átomos metálicos formaron enlaces covalentes para unirse con anillos o cadenas carbonadas. Por la forma en la que se enlazan estos metales resulta muy complicado liberar el metal, lo cual se realiza debido a los daños que puede generar si se libera al medio ambiente o al procesarlo en equipos que usan catalizadores. El contenido de compuestos organometálicos en el crudo atribuye al contenido total de metales.

COQUE: combustible sólido obtenido a partir de la calcinación del petróleo o de carbón mineral, usado para calderas debido a su alto poder calorífico.

DIÉSEL: fracción del petróleo crudo obtenido a temperaturas entre 193°C y 340°C, usado principalmente para motores de alta compresión (motor de diésel).

DISULFURO: compuesto en el cual dos átomos de azufre, cada uno enlazado a una cadena carbonada, se enlazan entre ellos (R-SS-R'). El contenido de tiofenos en el crudo contribuye al contenido total de azufre.

FENOL: compuesto aromático en el cual al menos un grupo hidroxilo se encuentra unido al anillo (C₆H₆O). El contenido de fenoles en el crudo contribuye al contenido total de oxígeno.

GASOIL O GASÓLEO: fracción del petróleo crudo obtenido a temperaturas entre 220°C y 350°C, compuesto principalmente de parafinas y aromáticos, principalmente usado para calefacción y motores de diésel ya sea de automóviles o marítimos según el tipo de gasóleo.

GRAVEDAD API: es una medida relativa de la densidad del crudo ampliamente usada en la industria del petróleo. Uno de los análisis estándares para medir la gravedad API es el ASTM D1298.

ÍNDICE DE COMPLEJIDAD DE NELSON (NCI): es un índice para medir la complejidad de una refinería, teniendo como base que la refinería más sencilla será la atmosférica con un índice de 1, en donde cada proceso adicional aumenta la complejidad total, siendo este un indicador de la capacidad de refinación relativa, la inversión de capital y los costos de operación.

MERCAPTANO: compuesto que contiene un átomo de azufre y un átomo de hidrógeno (R-SH) enlazados a una cadena carbonada. El contenido de mercaptanos en el crudo contribuye al contenido total de azufre.

NAFTA: fracción del petróleo crudo obtenida a temperaturas entre 30°C y 205°C, compuesta de hidrocarburos volátiles entre livianos e intermedios, principalmente usada como combustible para motores de gasolina.

NAFTENOS: son compuestos de estructura cíclica conformados por enlaces sencillos, más conocidos como cicloalcanos. Estos hacen parte de las naftas y lo que se busca es aromatizar estos compuestos para aumentar el octanaje de la gasolina.

NÚMERO DE ACIDEZ TOTAL (TAN): el número de acidez total busca medir el contenido de ácidos en el petróleo con el objetivo de identificar o predecir si tendrá una tendencia corrosiva, lo cual causaría problemas durante su procesamiento para todos los equipos de la refinería.

NÚMERO DE CETANO: el número de cetano indica el tiempo que se demora en detonar un combustible luego de inyectado al motor de diésel. Entre menor sea el tiempo transcurrido, mejor será la combustión y menor serán los residuos de combustiones incompletas.

NÚMERO DE OCTANO: el número de octano indica la capacidad que tiene un combustible sometido a compresión de no detonar antes de la chispa de ignición.

OLEFINAS: son compuestos más conocidos como alquenos, los cuales tienen al menos un enlace doble y no se encuentran naturalmente en el crudo. Estos tipos de compuestos se encuentran durante la refinación del crudo y se busca romper el doble enlace de estos para aportarle mayor número de octano a la gasolina.

PARAFINAS: son compuestos de bajo peso molecular formados por cadenas de carbono de enlace simple, los cuales aportan al contenido de destilados livianos del crudo.

PEROXIDO: compuesto en el cual existe un enlace oxígeno-oxígeno. Suelen ser altamente inflamables y su contenido en el crudo contribuye al contenido total de oxígeno.

PIRROL: compuesto aromático de cinco carbonos en el cual se reemplazó un miembro del ciclo por un heteroátomo, en este caso un átomo de nitrógeno (C_4H_5N). El contenido de pirroles en el crudo contribuye al contenido total de nitrógeno.

PIRIMIDINA: compuesto aromático similar al benceno en el cual dos miembros del ciclo fueron reemplazados por un nitrógeno en cada uno ($C_4H_4N_2$). Están presentes en el ADN y ARN, y el contenido de pirimidinas en el crudo contribuye al contenido total de nitrógeno.

PUNTO DE ANILINA: el punto de anilina mide la mínima temperatura a la cual el crudo y la anilina son solubles en iguales proporciones, lo cual indica que tan aromático o parafínico es el crudo.

PUNTO DE ESCURRIMIENTO: es la temperatura más baja hasta la cual el crudo puede fluir, por lo cual, se usa como indicativo de que tan parafínico o aromático es el crudo.

PUNTO DE INFLAMACIÓN: temperatura a la cual la volatilización de las fracciones livianas del crudo son suficientes para que al aplicar una fuente de ignición se produzca una combustión constante.

PRESIÓN DE VAPOR REID: esta propiedad mide la presión de vapor que posee un combustible como la gasolina a las condiciones internas de un motor de combustión.

QUEROSENO: fracción del petróleo crudo obtenido a temperaturas entre $180^{\circ}C$ y $290^{\circ}C$, obtenido después de la gasolina y antes del diésel. Es usado principalmente como combustible para las turbinas de aviones.

RESINAS: su peso molecular varía en un rango de 500 a 1000, y son las responsables de disolver y estabilizar las moléculas solidas de asfaltenos en el crudo. Poseen una apariencia parecida a la cera y su acumulación puede generar taponamiento en las tuberías y equipos de refinación.

SULFURO: compuesto el cual se genera mediante el enlace del azufre con otro elemento químico, por ejemplo: sulfuro de carbono (CS_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S). El contenido de sulfuros en el crudo contribuye al contenido total de azufre.

TIOFENO: compuesto aromático de cinco carbonos en el cual se reemplazó un miembro del ciclo por un heteroátomo (C₄H₄S), en este caso, un átomo de azufre. El contenido de tiofenos en el crudo contribuye al contenido total de azufre.

VISCOSIDAD: la viscosidad es una propiedad de los fluidos que indica su resistencia al flujo. Es un parámetro ampliamente usado en la industria de los hidrocarburos para conocer el comportamiento de los fluidos al ser transportados por largas distancias o en tuberías de diámetro reducido.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONTRUCCIÓN MODULAR PARA LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN EL PROYECTO REFIBOYACÁ.

El presente proyecto de grado se desarrolló para evaluar técnica y financieramente la posibilidad de implementar una refinería en el Municipio de Duitama (Boyacá), con el objetivo de lograr un equilibrio en la balanza energética del Departamento de Boyacá e incluso hacia el centro del país, a través de la comercialización de los combustibles con mayor demanda como la gasolina y diésel. RefiBoyacá propone la implementación de una refinería tipo modular *Hydroskimming* con capacidad para procesar 9.000 barriles de crudo por día, éstas refinerías modulares optimizan las fases de construcción e instalación del complejo industrial, las refinerías modulares permiten además, desarrollar ampliaciones futuras con mayor facilidad que una refinería convencional.

Inicialmente, se realiza una descripción de las generalidades del proyecto denominado RefiBoyacá, se detalla la geografía, características y uso del terreno, clima y temperatura, entre otros factores importantes entorno a la región en dónde se localiza el proyecto. Posteriormente se describe la calidad e infraestructura vial de los crudos producidos en los Departamentos de Boyacá y Casanare, con el objetivo de verificar los volúmenes y calidades de crudo disponibles para la venta, para de esta manera determinar una mezcla de hidrocarburos adecuada para la simulación, adicionalmente, se presenta un análisis de oferta y demanda de combustibles a nivel nacional.

Para su avance se presenta la selección de equipos modulares, basado en el análisis de una matriz de evaluación construida desde una base teórica, que abarca las variables más importantes para una refinería de tipo modular, como margen bruto de refinería, valor agregado de los productos finales, complejidad, tiempo de inactividad, antecedentes de la compañía fabricante y disponibilidad de repuestos. Con los resultados de ésta matriz de selección, se describe el proceso de simulación a través del software Aspen HYSYS y con los datos obtenidos del simulador, se describen los impactos ambientales, el manejo de residuos, normatividad ambiental colombiana y un marco legal ambiental. Finalmente, se realizó una evaluación financiera que describe los costos de inversión (capex), costos de operación (opex) e ingresos, para un horizonte de evaluación de 15 años, utilizando indicadores financieros como VPN, TIR y Relación B/CC, con el fin de determinar la viabilidad financiera del proyecto de ESP ENERGY GROUP.

Palabras clave: Refinación petróleo, refinería modular, RefiBoyacá.

INTRODUCCIÓN

En Colombia actualmente se encuentran en operación más de cinco refinerías, de las cuales las principales son la Refinería de Barrancabermeja con una capacidad de 250 KBpd y la Refinería de Cartagena con una capacidad de 165 KBpd. Estas refinerías son principalmente de tecnología de construcción convencional, lo cual significa que su construcción se realiza en sitio, exigen una gran inversión de capital y generan costos operacionales que solo una refinería con un amplio volumen de procesamiento pueden cubrir. Debido a estas razones la empresa ESP Energy Group se planteó evaluar el proyecto de una refinería de 9 KBpd usando la tecnología de construcción modular con el objetivo reducir el capital de inversión y los costos operacionales.

El uso de una tecnología modular sobre una convencional trae muchos beneficios, esto se debe principalmente a que este tipo de refinerías son diseñadas para procesar bajos volúmenes de petróleo crudo y se especializan en la producción de derivados de alta demanda en el mercado como lo son la gasolina y el diésel. Su capacidad de procesamiento usualmente llega hasta los 20 KBpd, y aunque esta sea muy baja comparada a las refinerías convencionales, sus beneficios como lo es la construcción en fábrica para poder probarla antes de despacharla, su rápida puesta en marcha, los pocos mantenimientos que exigen los equipos, el poco personal que se necesita para operarla y la reducción de costos operacionales, convierte a este tipo de refinerías en un proyecto rentable para bajas capacidades de procesamiento.

En el presente trabajo de grado se realizó una evaluación técnico-financiera de dos propuestas suministradas por empresas fabricantes de refinerías modulares para el proyecto de RefiBoyacá, y la selección de la mejor propuesta se realizó mediante el uso de una matriz. La matriz diseñada para este trabajo evalúa varios criterios que son ampliamente reconocidos durante la evaluación de una refinería como lo es el margen bruto y otros importantes para la empresa y el desarrollo del proyecto como lo es la tolerancia a los contaminantes de los equipos y los antecedentes de las empresas fabricantes. El objetivo de la matriz es seleccionar la propuesta que más se adapte a las necesidades de la empresa para poder desarrollar el proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación técnico-financiera de tecnologías modulares para la refinación de petróleo crudo para el proyecto RefiBoyacá.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del proyecto RefiBoyacá, ubicado en el Municipio de Duitama Boyacá.
2. Identificar los campos de petróleo con posibilidades de venta de crudo y la infraestructura actual del transporte de éstos hasta la localización de la refinería para su procesamiento.
3. Analizar la oferta y demanda de los derivados en la región.
4. Seleccionar los equipos modulares mediante el uso de una matriz de selección basada en las diferentes características de los equipos.
5. Evaluar la eficiencia de los equipos modulares de refinación seleccionados mediante el uso del software Aspen HYSIS.
6. Identificar los impactos ambientales generados por los equipos modulares de refinación en etapa pre y operativa.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto y de las tecnologías modulares mediante el uso de los indicadores Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR) y Relación Beneficio/Costo.

1. DESCRIPCIÓN DE LAS GENERALIDADES DEL PROYECTO REFIBOYACÁ

En el desarrollo del primer capítulo se busca dar una vista general sobre RefiBoyacá, y una vista detallada sobre el área de influencia y su localización. Así mismo se busca explicar el objetivo del proyecto en la compañía dentro del marco nacional.

Se señalarán factores clave para el desarrollo de la refinería tales como: Localización, Geografía del Municipio que incluye a su vez, posición geográfica, límites, extensión, topografía, hidrografía, clima, recursos naturales, flora y fauna, demografía e infraestructura general.

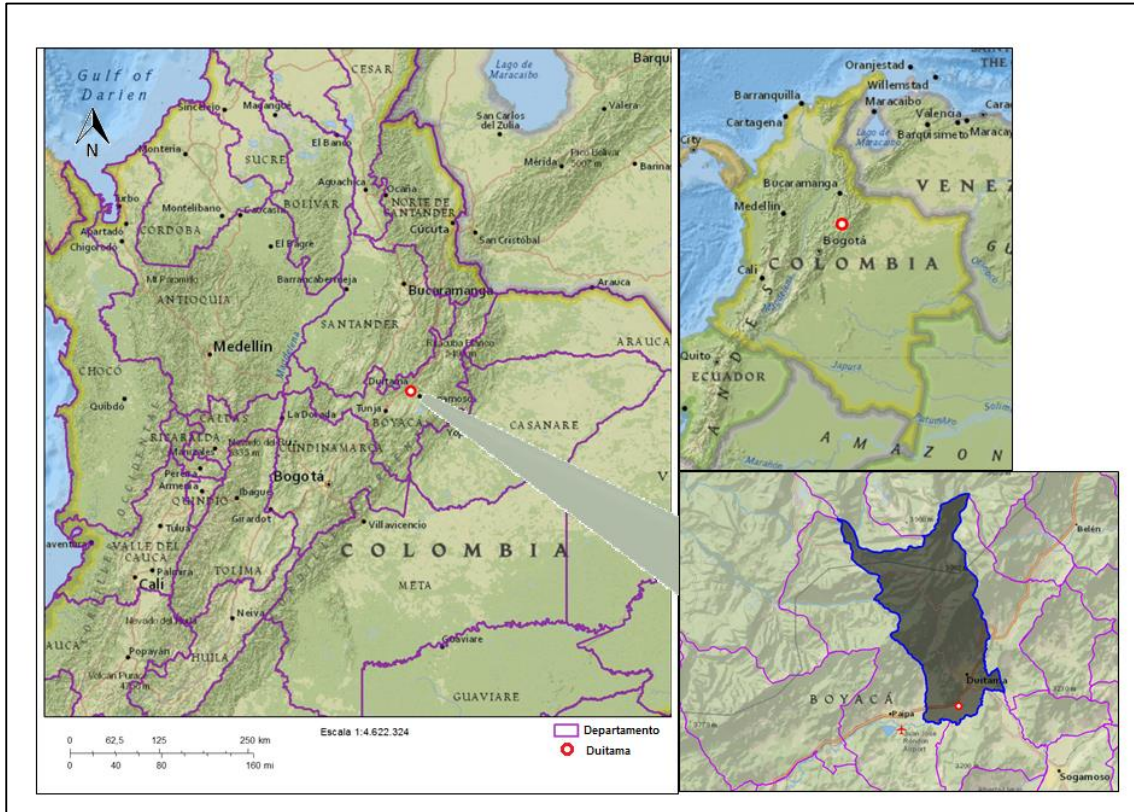
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO REFIBOYACÁ

El proyecto RefiBoyacá ubicado en el Municipio de Duitama (Boyacá) se desarrolla en conjunto con un proceso de licenciamiento para la construcción de una Zona Franca, dentro de la cual se ubica la refinería. El proyecto se construye bajo el régimen de una refinería con *tecnología modular*, lo que permite expansiones futuras con mayor facilidad durante procesos de modernización, además, reducción de costos de construcción, debido a que su fabricación se realiza en una taller donde las unidades son montadas como un conjunto de piezas sobre patines y trasladadas en grupos, el taller cuenta con las herramientas, tecnología y mano de obra especializada que le permite al fabricante probar las unidades antes de ser enviadas a su locación; de esta manera se reducen costos durante la fase de construcción, evitando pruebas y mano de obra especializada en sitio por más tiempo.

La refinería cuenta con una capacidad para procesar 9.000 barriles por día en su primera etapa, de los cuáles se obtiene un de 18% Gasolina y 33% Diésel, los demás productos generados en la refinación, dependen del tipo de crudo procesado y del estudio del mercado nacional de combustibles. La segunda etapa iniciará después de cumplir 15 años de funcionamiento de la primera, se espera en ésta etapa una modernización y ampliación para alcanzar una capacidad de procesamiento de 27.000 barriles por día.

1.1.1 Localización del proyecto. El proyecto RefiBoyacá estará ubicado en el Municipio de Duitama que corresponde al Departamento de (Boyacá) como se observa en la **Figura 1**, localizado hacia la parte centro oriental de Colombia.

Figura 1. Ubicación del proyecto en el Municipio de Duitama (Boyacá)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Obtenido mediante la herramienta GeoVisor ANH v2.1.

Para el desarrollo del complejo industrial RefiBoyacá se cuenta con un lote de 20 Hectáreas (ha), es decir, 200.000 m² ubicado en la zona suburbana del Municipio de Duitama en la Vereda de San Lorenzo de Abajo. Las coordenadas del lote son 5°47'25" N latitud y 73°02'33" O longitud, que corresponden al punto marcado en el mapa de la **Figura 1** y el área del lote se observa en la **Figura 2**. La zona en donde se desarrollará el proyecto se clasifica como zona industrial.

Figura 2. Área del Lote para el proyecto RefiBoyacá



Fuente: ESP ENERGY GROUP. Polígono creado por la empresa. Modificado por los autores mediante Google Earth Pro.

1.1.2 Aspectos geográficos. El Municipio de Duitama, está ubicado en la zona centro oriental de Colombia, en cercanías de la Cordillera Oriental formada en el terciario superior o Neógeno como se conoce hoy en día, la cordillera es consecuencia del movimiento y convergencia de las placas oceánicas y continentales, que moldearon de esta manera la masa continental de Colombia y otros países vecinos a lo largo de Suramérica por donde se extiende la Cordillera de los Andes, como consecuencia del retroceso de los mares y el levantamiento de toda la Cordillera de los Andes, Colombia queda dividida en dos zonas bien diferenciadas, la montañosa (Cordillera) y una zona llana (Orinoquía y Amazonía).

1.1.3 Límites. El Municipio se encuentra ubicado en el Valle del Río Chicamocha, a su alrededor se levantan cuatro colinas (El Calvario, La Tolosa, La Alacranera y el Cargua) éstas se pueden ver desde la zona urbana del Municipio.

Duitama limita por el norte con el departamento de Santander, por el sur con el Municipio de Paipa y Tibasosa, por el Oriente se encuentra limitando con el Municipio de Santa Rosa de Viterbo y Floresta y finalmente por el Occidente limita nuevamente con el Municipio de Paipa¹.

¹ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ. Subsistema Biofísico. En: Plan De Ordenamiento Territorial Duitama Boyacá 2001 - 2002. Duitama: 2012. p. 57.

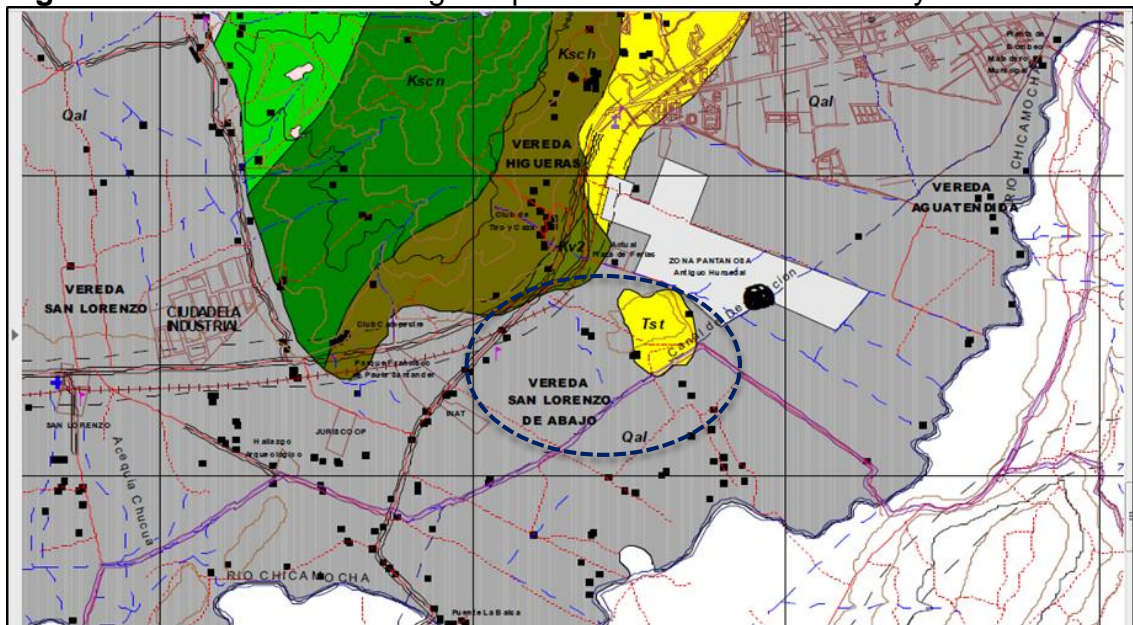
1.1.4 Extensión. Duitama cuenta con una extensión total de 26.979 (Ha) de los cuáles 1.114 (Ha) corresponden al área urbana del Municipio y 25.868 (Ha) hacen parte de la extensión del área rural ².

El proyecto se desarrollará en la Vereda SAN LORENZO DE ABAJO, que cuenta con una extensión de 1.372 (Ha), que corresponde a la zona de suelo suburbano del Municipio. Adicionalmente, la altitud de la cabecera municipal se encuentra sobre los 2.590 m.s.n.m. con una temperatura media de 16 grados ° C.

1.1.5 Relieve. Para la zona de desarrollo del proyecto, la pendiente oscila entre el 0 al 3%, es decir, que el lote corresponde a una área a nivel o casi plana; el proyecto se encontrará ubicado sobre la Subcuenca del Río Chiticuy, esta abarca una zona de 6.817 (Ha) en total.

1.1.6 Geología. Los páramos de la región se ubican geológicamente en la subcuenca Arcabuco-Villa de Leyva, corresponden a la zona entre los 32.000 m.s.n.m., formando el Anticlinal de Arcabuco al occidente de la Falla de Boyacá. La otra parte del territorio corresponde a la subcuenca de Duitama-Tunja. En la **Figura 3**, se muestran las Formaciones geológicas que coinciden con el área de desarrollo del Proyecto ³.

Figura 3. Formaciones Geológicas presentes en el área del Proyecto.



Fuente: P.O.T. Duitama, 2012. Diagnóstico biofísico.

² SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De División Político-Administrativo Veredal Municipio De Duitama. CR-1. Duitama, Boyacá: 2002.

³ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ, Op. cit., p. 81.

Las formaciones que serán directamente de interés para el proyecto se describen en el siguiente **Cuadro 1**.

Cuadro 1. Formaciones Geológicas en el área de localización del proyecto

Formación	Porosidad	Descripción
Formación Tilatá (Tst o Tqt)	Primaria a media	Es de origen continental tipo fluvial, compuesta por capas de gravas, conglomerados, arenas y arcillas.
Depósitos Fluvio lacustres (Qal o Qfl)	Primaria alta	Conformados por la llanura aluvial del río Chicamocha, compuesto por gravas, arenas y limos.
Kv 2 Formación UNE	Primaria baja	Con secciones de arenitas de ambiente fluvial y canales de llanuras mareales. Compuesto por shales, liditas e intercalaciones de areniscas finas a gruesas.

Fuente: P.O.T. Duitama, 2012 / ANH.

1.2 HIDROGEOLOGÍA

El Municipio de Duitama se caracteriza por tener formaciones con zonas de acuíferos de alta productividad (AA), los cuales son capaces de almacenar y transmitir agua susceptible de ser explotada en cantidades económicamente apreciables para atender diversas necesidades ⁴.

En la zona del proyecto se encuentran acuíferos de extensión regional con flujo intergranular, siendo estos altamente productivos ⁵.

1.3 HIDROGRAFÍA

En la región la cuenca hidrográfica principal es la Cuenca del Río Chicamocha, la cual comprende 615.100 Ha (38,6% de la superficie total). El río en mención drena la superficie del corredor industrial en dirección occidente-nororiente y posee una longitud de 2.804 km.

La Cuenca del Río Chicamocha es de gran importancia para el desarrollo de una ciudad debido a que permite satisfacer necesidades básicas de su población y permite el desarrollo de muchas actividades industriales y agrícolas que necesitan de la captación de grandes volúmenes de agua, sin embargo, el agua también es de gran importancia para la flora y fauna, por lo que el uso de grandes volúmenes

⁴ CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL DE BOYACÁ. Elementos Del Medio Natural. En: Atlas Geográfico Y Ambiental Corpoboyacá. 1ra ed. Edición virtual, 2015. p. 33.

⁵ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa Hidrogeológico Municipio De Duitama. CR-4. Duitama, Boyacá: 2002.

de agua y el vertimiento de aguas residuales al río puede causar una alteración al ecosistema que resulta en impactos negativos para la flora y fauna del Municipio.

1.4 ZONAS DE VIDA

Las zonas de vida son territorios en los cuales los rangos de altitud, precipitación y temperatura existentes permiten la generación de vida vegetal. El Municipio de Duitama posee 5 diferentes zonas de vida, presentadas a continuación en el **Cuadro 2** con su respectivo símbolo y área:

Cuadro 2. Zonas de vida

ZONA DE VIDA	Símbolo	Área (ha)
Bosque húmedo montano	Bh-M	627,23
Bosque húmedo montano bajo	Bh-MB	2.632,95
Bosque muy húmedo montano	Bmh-M	12.295,11
Bosque seco montano bajo	Bs-MB	7.355,15
Páramo pluvial sub andino	pp-SA	4.068,61

Fuente: P.O.T. Duitama, 2012. Diagnóstico biofísico

Según el mapa de zonas de vida del P.OT en la zona del proyecto no se encuentra una zona de vida⁶, por lo cual no traerá problemas para algún ecosistema ya establecido de la región, sin embargo, su cercanía a una zona de vida de bosque seco montano bajo, al norte del lote, causa que las características ambientales sean parecidas a las de este bosque, teniendo una temperatura media aproximada que va de 12°C a 18°C y un promedio anual de lluvias de 500 a 1.000 mm.

1.5 CLIMA.

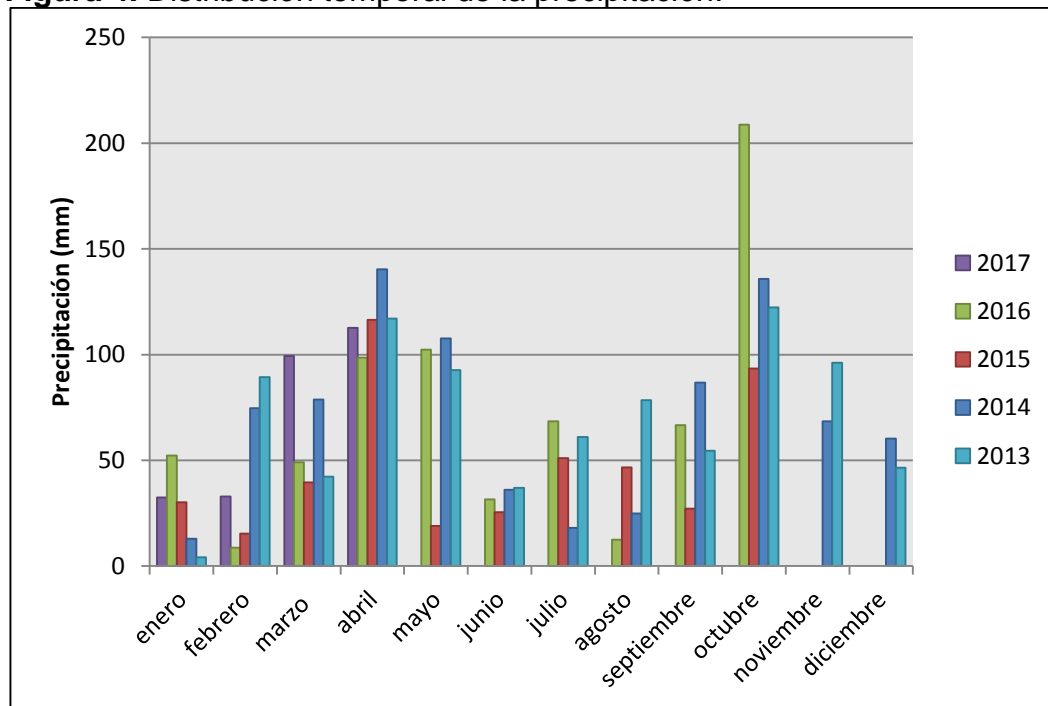
Este es un factor muy importante para la realización del proyecto, por lo cual, para su análisis se hizo uso de la información suministrada por el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales) para la estación con más cercanía al proyecto llamada “Duitama”. Esta estación se encuentra a una latitud 0550 Norte y 7302 Oeste, con una altura de 2.540 m.s.n.m.

1.5.1 Precipitaciones. En la **Figura 4** se puede observar que los periodos con mayores índices de precipitación son entre Marzo-Mayo y Septiembre-Noviembre, siendo estas las épocas de mayores lluvias, teniendo a Abril y Octubre como los meses con mayores precipitaciones observadas a lo largo del año. Por otro lado entre Junio-Agosto y Noviembre-Febrero, se observan los menores índices de precipitación, por lo tanto, estas épocas serán las más secas en el año. Esto

⁶ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN. Mapa De Zonas De Vida Municipio De Duitama. CR-13. Duitama, Boyacá: 2002.

demuestra que Duitama está bajo un régimen bimodal de lluvias, es decir, posee dos épocas húmedas y dos secas a lo largo del año, teniendo más del 60% del total de lluvias anuales en los periodos de Marzo-Mayo y Septiembre-Noviembre.

Figura 4. Distribución temporal de la precipitación.



Fuente: Base de datos IDEAM.

Duitama es un Municipio con precipitaciones bajas, debido a que el promedio de precipitaciones medias se encuentran sobre 956 mm al año. Además los meses críticos de precipitaciones son entre Enero y Febrero ya que se presentan con datos que varían de 1 a 50 mm, siendo estos meses los más complicados para los sectores agrícolas y de pastoreo debido a la temporada seca.

1.5.2 Temperatura. La parte baja del Municipio, en la cual está localizado el proyecto, está sobre los 14,12°C, presentándose en algunos casos temperaturas máximas de 23,7°C y mínimas en periodos históricos hasta 1,9°C y en casos contados bajo cero.

En términos relativos los meses con temperaturas más bajas como lo son julio y agosto corresponderían a los más secos sin ser la regla general en todos los periodos de tiempo.

1.5.3 Zonificación Climática. En Duitama se encuentran tres regiones marcadas por 3 diferentes climas los cuales se pueden clasificar como clima frío húmedo, clima muy frío sub paramuno seco y unidad de páramo seca ⁷.

El clima que predomina en la vereda de San Lorenzo de Abajo, en la cual se encuentra el lote del proyecto, es el clima frío húmedo que se ubica entre los 2.500 y 3.000 m.s.n.m, con una temperatura media de 14,2°C.

1.6 COBERTURA Y USO DE LA TIERRA

La cobertura y uso de la tierra es la descripción de las condiciones ambientales de una región, la capacidad productiva de la tierra y disponibilidad del agua, elementos muy importantes para realizar una evaluación de los sistemas de producción y el uso del suelo.

1.6.1 Uso potencial. Para la zona sur del Municipio se encuentra un uso potencial de tipo agropecuario, el cual tiene tres subgrupos que son el cultivo limpio (CL), el cultivo semilimpio (Cs) y el cultivo denso (Cd), siendo el cultivo limpio el predominante en la zona del proyecto ⁸. Esto significa que el suelo del lote del proyecto es de tierra típicamente usada para el cultivo y pastoreo debido a la poca inclinación en la que se encuentra y lo fértil que resulta ser.

1.6.2 Conflicto de Uso. El área del proyecto se encuentra en una zona de uso adecuado, la cual abarca aproximadamente el 52.3% del Municipio, esto significa que su uso actual corresponde con el uso potencial y no ha sido una tierra altamente explotada. Según el plan de ordenamiento territorial del Municipio esto ocurre en zonas de uso agrícola o pecuario con pendientes suaves ⁹.

1.6.3 Uso recomendado. El POT de Duitama ¹⁰, plantea unos parámetros de gran importancia para el desarrollo del proyecto, los cuales deben ser cumplidos durante la planeación y operación del proyecto. Los parámetros son:

- Proteger las áreas con potencial hídrico, ya sea por infiltración o recarga de acuíferos, o por ser susceptibles de protección de nacimientos de agua.
- Establecer zonas de protección con base en la determinación de Ecosistemas estratégicos de carácter municipal, supramunicipal y subregional (Ecosistemas compartidos y Santuario de Fauna y Flora). Adicionalmente se establece unas zonas de amortiguamiento a los ecosistemas que así lo requieren.

⁷ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ, Op. cit., p. 23.

⁸ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Uso Potencial Municipio De Duitama. CR-11. Duitama, Boyacá: 2002.

⁹ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Conflictos De Uso Municipio De Duitama. CR-12. Duitama, Boyacá: 2002.

¹⁰ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ, Op. cit., p. 181.

- Incorporar en esta asignación de usos la clasificación del territorio en suelo, como son las áreas urbanas, suburbanas y de expansión urbana.

Según el POT, la zona baja del municipio debería ser de uso agropecuario intensivo debido a su gran oferta ambiental y capacidad productiva¹¹, sin embargo, el lote adquirido por la empresa ESP Energy Group es declarado como zona industrial, en donde la tramitación de los respectivos permisos y licencias ambientales permiten desarrollar el proyecto sin ningún problema.

1.7 AMENAZAS

Una amenaza es un evento que representa un daño potencial en un área determinada, y que depende del periodo de tiempo en el que se analice. Estas pueden ser por causas naturales o antrópicas, es decir, a causa de las actividades humanas.

Se debe aclarar que la existencia de una amenaza no significa que vaya a ocurrir un desastre, debido a que la ocurrencia depende de muchos factores y agentes, por lo tanto, en el POT se recomienda conocer las amenazas del territorio a analizar y todo factor que pueda crear el desastre para realizar un buen análisis antes de intervenir en el entorno para realizar alguna actividad humana. A continuación se explica cada amenaza en el Municipio de Duitama y su posible ocurrencia en el área del proyecto según los estudios del POT ¹² y el mapa de amenazas del Municipio de Duitama ¹³.

1.7.1 Incendios forestales. Duitama tiene un clima y condiciones topográficas en las cuales es susceptible a la ocurrencia de eventos climatológicos extremos, los cuales favorecen a que este tipo de amenaza se desarrolle. En Duitama han ocurrido un gran número de incendios que han ido aumentando con el tiempo, de los cuales los más importantes han sido el incendio forestal de la Vereda El Carmen y Vereda Avendaños en enero del 2.002 (con 250 ha afectadas), el incendio forestal de la Vereda Trinidad en Julio del 2.002 (200 ha afectadas), el incendio forestal de la Vereda la Quinta y Páramo de Rusicon a en Febrero del 2.001 (con 250 ha afectadas) y el incendio forestal de la Laguna de Pan de Azúcar en Enero del 2.000 (con 400 ha afectadas). Con los datos históricos de cada uno de los incendios se realizó en el P.O.T un análisis de vulnerabilidad y estimación de zonas de amenaza¹⁴.

¹¹ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Uso Recomendado Municipio De Duitama. CR-16. Duitama, Boyacá: 2002.

¹² ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ, Op. cit., p. 187-237.

¹³ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Amenazas Rurales Municipio De Duitama. CR-7. Duitama, Boyacá: 2002.

¹⁴ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ, Op. cit., p. 195-198.

La zona del proyecto, ubicada en la vereda de San Lorenzo de Abajo, es una zona de baja amenaza para incendios forestales según el mapa de amenazas del Municipio de Duitama ¹⁵, no obstante, el terreno limita inmediatamente a la derecha con una zona de amenaza media, por lo cual el CLOPAD (Comité Local para la Prevención y Atención de Desastres) recomienda tener en cuenta esta amenaza para desarrollar planes y programas de mitigación en caso de que un incendio sea capaz de expandirse hasta la zona del proyecto.

1.7.2 Deslizamientos. Duitama al ser un terreno altamente montañoso es muy susceptible a la ocurrencia de deslizamientos. Sus pendientes intermedias, espesas capas de suelo, y alto contenido de humedad aumentan la probabilidad de ocurrencia, y sumado a esto, los factores externos como las vibraciones sísmicas, lluvias torrenciales, excavaciones, explosiones, y degradación del suelo debido a su sobreexplotación, causan un gran aumento en la probabilidad teniendo en cuenta que el 75% del terreno es zona montañosa ¹⁶.

Los deslizamientos son problemas que ocurren con frecuencia y afectan en su mayoría a la infraestructura vial tanto rural como urbana. Los deslizamientos rurales como los ocurridos en la Vereda Sirata-Paramo de Pan de Azúcar (con 2.5 ha afectadas), en San Antonio Sur (con 2 ha afectadas), en la Vereda La Quinta (con 5.000 m² afectados), en la Vereda De Higueras (con 48.578 m² afectados) y en la Vereda Santa Ana (con 300 m afectados), junto con deslizamientos urbanos como los ocurridos en el Rincón del Cargua, el Cerro Pino, el Sector la Perla y la Urbanización Santa Lucía ¹⁷son antecedentes con los cuales el P.O.T se apoyó para desarrolló los análisis de vulnerabilidad y estimación de zonas de amenaza, considerando a los deslizamientos como fenómenos frecuentes y causados por fuertes lluvias, desprendimiento de material en zonas de alta pendiente, incendios forestales, capavegetal débil, tala indiscriminada, sobrepastoreo, entre otros.

La zona del proyecto es una zona de baja amenaza para deslizamientos y avalanchas según el mapa de amenazas del Municipio de Duitama¹⁸, esto se debe los estudios de suelo, antecedentes y cercanía a zonas de alta pendiente.

1.7.3 Inundaciones. Los efectos que causa una inundación pueden ser lejos del sitio de origen y tiene consecuencias como los daños a la flora y fauna, las viviendas, y a la población. Las zonas cercanas a las riveras de ríos y quebradas son las de mayor amenaza.

¹⁵ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Amenazas Rurales Municipio De Duitama. CR-7. Duitama, Boyacá: 2002.

¹⁶ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ, Op. cit., p. 199.

¹⁷ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ, Op. cit., p. 199-200.

¹⁸ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Amenazas Rurales Municipio De Duitama. CR-7. Duitama, Boyacá: 2002.

Duitama es un Municipio que ha sido afectado en gran magnitud debido a este tipo de amenaza. La inundación debido al fenómeno “la Niña o Anti Niño” en el 2000 fue uno de los que más consecuencias tuvo, generando afectaciones a toda la población. En 1996 ocurrió otra inundación que afectó gran parte de la ciudad y zonas rurales debido a que el alcantarillado no pudo manejar estos volúmenes de agua y llevó a un nivel de aguas de hasta 2 metros en la zona central de la ciudad. También hubo otra inundación significativa en 1998 que produjo el desbordamiento de varias quebradas y ríos importantes como el río Chiticuy y el río Chicamocha¹⁹. Con estos y más antecedentes, junto con otros estudios realizados, en el P.O.T se desarrolló un análisis de vulnerabilidad y estimación de zonas de amenaza.

Según el mapa de amenazas del Municipio de Duitama la localización del proyecto está en una zona de baja susceptibilidad ambiental a la ocurrencia de inundaciones. Se debe aclarar que la amenaza baja no significa que no van a ocurrir inundaciones, esta clasificación se le da por que han ocurrido inundaciones pero sus impactos en general no han sido significativos, por lo tanto, es importante tener en cuenta esta amenaza durante la formación de los planes de contingencia a implementar en el proyecto ²⁰.

1.8 INFRAESTRUCTURA VIAL

Duitama es un Municipio que se encuentra en un punto estratégico dado que por este pasa la Troncal Central del Norte, la cual se usa para transportar todo tipo de productos en la zona oriente del país, lo cual trae beneficios a todos los comerciantes e industrias del Municipio.

1.8.1 Sistema vial municipal. La extensión de la malla vial Municipal es de 372,77 km, la cual el 47% (176,72 km) pertenecen a la malla vial urbana y el 53% (196,05 km) a la malla vial rural ²¹.

1.8.2 Sistema vial urbano. El sistema vial urbano tiene como función permitir la movilidad tanto de la población como de los bienes en los distintos medios de transporte.

Según la rendición de cuentas de la secretaría de infraestructura de Duitama hecha en 2012 ²², se reportó que el 74% (131.08 km) de las vías rurales son de pavimento flexible, el 14.2% (25.11 km) son carreteras afirmadas, 8.61% (15.23 km) de pavimento rígido y el 2.98% restante (5.28 km) de pavimento articulado.

¹⁹ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ, Op. cit., p. 213.

²⁰ SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Amenazas Rurales Municipio De Duitama. CR-7. Duitama, Boyacá: 2002.

²¹ ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ. Subsistema Funcional Espacial. En: Plan De Ordenamiento Territorial Duitama Boyacá 2001 - 2002. Duitama: 2012.

²² ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ. Subsistema Funcional Espacial, Op. cit., p. 24.

Además se encontró que el 60% (105.4 km) de las vías estaban en mal estado, y el 40% restante (71.32 km) en buen estado.

En la rendición de cuentas se reportó que se realizó una total recuperación de la malla vial urbana, y consistió en trabajos de parcheo, carpeta, sobrecarpeta, alcantarillado, cunetas, muros, andenes, reconstrucción de la Avenida Circunvalar desde Higueras hasta la salida a Santa Rosa de Viterbo, pavimentaciones y vías en afirmado. Esta recuperación tuvo un costo total de \$81.890'000.000 de pesos financiados por el Municipio para mejorar la calidad de la infraestructura vial.

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS CAMPOS DE PETRÓLEO CON POSIBILIDAD DE VENTA DE CRUDO Y LA INFRAESTRUCTURA ACTUAL PARA SU TRANSPORTE

En este capítulo se describe el proceso utilizado para la selección de los Campos con posible venta de crudo, los criterios de selección para ello y la infraestructura petrolera que permitiría el transporte del crudo de estos hasta Duitama, se describe el proceso de mezcla de hidrocarburos que permitirá obtener un crudo con propiedades muy cercanas a las del South Blend, crudo que ha sido seleccionado por la compañía para realizar el estudio de la refinería. El proceso de mezcla se explicará en este capítulo y ésta se realizará con crudos de Campos pertenecientes a dos Departamentos Boyacá y Casanare, los cuales fueron delimitados por la empresa por la cercanía al proyecto y su facilidad de conexión con el Oleoducto Ocesa.

2.1 PETRÓLEO EN COLOMBIA

La historia del petróleo en Colombia inició hace 100 años en Barrancabermeja (Santander), con los pozos Infantas-1 e Infantas-2, perforados en 1917 y completados en 1918 ambos productores, bajo la Concesión de Mares firmada en 1905. Desde este momento el área es declarada como comercial y se da inició al desarrollo de la industria petrolera²³.

El sector petrolero ha jugado un papel importante en Colombia a través del tiempo, no sólo con su aporte a la economía, sino también hacia lo político, ambiental y social. Además, éste es considerado como el principal generador de recursos mediante las exportaciones y otras actividades para el desarrollo social, regional y de infraestructura en el país²⁴.

Colombia recibió entre el año 2012 al 2016, 33 billones de pesos provenientes de la explotación petrolera mediante el Programa General de Regalías y realizó un aporte al PIB (Producto interno bruto) de 2,7% en el 2013, lo que convierte a la industria en un factor influyente en la economía del país²⁵.

2.1.1 Reservas del país y producción actual. El país cuenta actualmente con 1.665.489.854 barriles (1.665 MBbls) de reservas probadas (1P) de crudo, según datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos 2016 (ANH), estas reservas le permitirán al país tener autosuficneia energética para aproximadamente 5,1 años.

²³ ECOPETROL. Nuestra Historia. Bogotá, Colombia. 2018. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>

²⁴ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Cadena Del Petróleo. Legis S.A., Diciembre 2013.

²⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Calidad De Los Campos De Boyacá Y Casanare. 2017.

El crecimiento del número de reservas probadas en Colombia, se vió afectado con el inicio de la crisis petrolera del 2014 que limitó la inversión de la industria en exploración petrolera ²⁶. A continuación en la **Tabla 1** se muestran las reservas probadas discriminadas por departamento.

Tabla 1. Reservas probadas de crudo por Departamento (Barriles)

Departamento	Reservas probadas (bls)
Antioquia	21.322.057
Arauca	50.757.629
Bolívar	59.788.269
Boyacá	99.550.998
Casanare	287.861.627
Cauca	1.306.983
Cesar	30.046.823
Cundinamarca	567.754
Huila	70.221.803
Magdalena	1.032.212
Meta	756.159.355
Nariño	362.566
Norte de Santander	6.865.866
Putumayo	83.593.147
Santander	167.240.340
Sucre	102.050
Tolima	28.710.375
Total	1.665.489.854

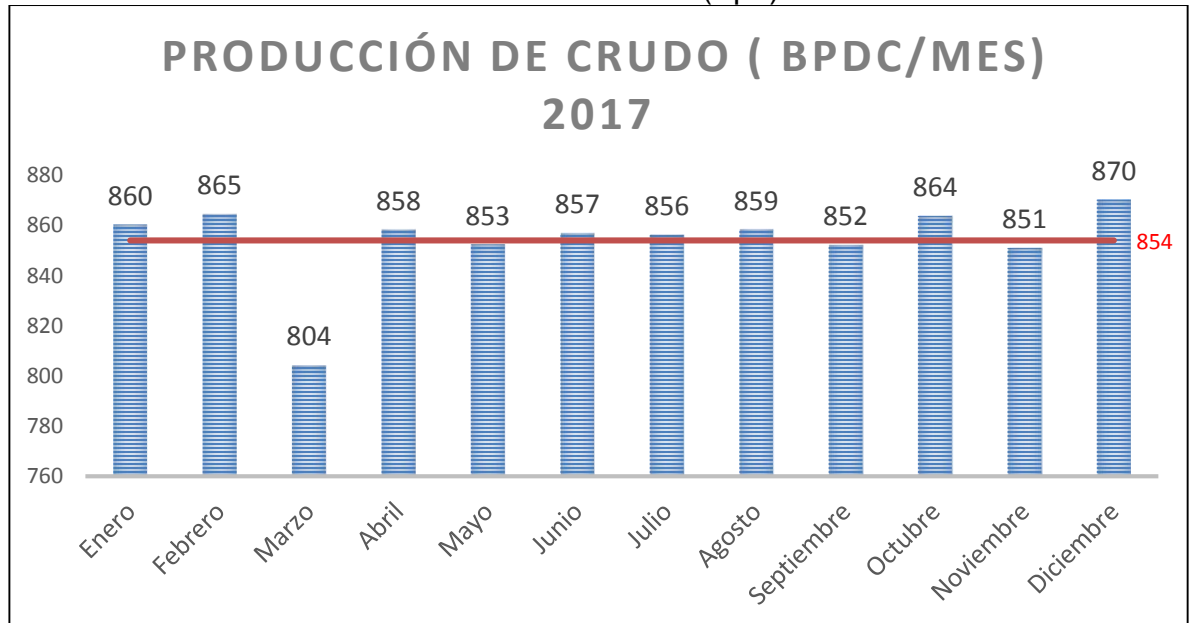
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH 2016). Modificado por los autores.

De los anteriores datos se puede observar que los Departamentos con mayor número de reservas corresponden Meta, Casanare y Santander, éstos ubicados en la Cuenca de Llanos Orientales, Cordillera Oriental y Valle Medio del Magdalena, respectivamente. Sin embargo, aunque el número de reservas en el Departamento de Boyacá no es mayor que el de los mencionados, existen otros factores que le permitieron a la compañía ESP ENERGY GROUP seleccionarlo para candidato para la refinería, factores como la infraestructura vial del Departamento y el alto costo de combustibles en esta región, que se traducen en una oportunidad de ingreso al mercado a través de precios de combustible competitivos.

²⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Calidad De Los Campos De Boyacá Y Casanare. 2017.

Por otro lado la producción promedio del país para el año 2017 según datos de la ANH, es de 854 KBpd como se muestra en la **Gráfica 1**, con datos de producción fiscalizada a Diciembre de 2017.

Gráfica 1. Producción mensual fiscalizada 2017 (Bpd)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Modificado por los autores.

En la **Tabla 2** se muestran los volúmenes de producción mensuales por Departamento, con datos de la ANH para el mes de Diciembre de 2017. De la producción promedio del país el 4,26% corresponde a la producción del Departamento de Boyacá aporte realizado desde la producción de 11 Campos y el 19,35% corresponde a la producción del Departamento de Casanare con la producción de 197 Campos.

Tabla 2. Producción por Departamento

Departamento	Producción (BDPC)
Antioquia	17.294
Arauca	46.906
Atlantico	210
Bolivar	9.618
Boyaca	35.249
Casanare	167.898
Cauca	803
Cesar	20.526
Cordoba	1
Cundinamarca	209

Tabla 2. (Continuación)

Departamento	Producción (BDPC)
Huila	24.923
Magdalena	170
Meta	427.831
Nariño	270
Norte de Santander	2.917
Putumayo	37.308
Santander	62.524
Sucre	42
Tolima	15.618
TOTAL (BDPC/MES)	870.319

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH 2017). Modificado por los autores.

2.2 RED DE OLEODUCTOS Y VIAS TERRESTRES

El transporte de hidrocarburos inicia en la boca del pozo donde es producido el fluido y luego llevado hacia las estaciones de bombeo, éstas permiten el almacenamiento del hidrocarburo, también los fluidos son llevados hacia las zonas de procesamiento como las refinerías o centros de comercialización como los puertos de exportación.

El desarrollo de la infraestructura petrolera del país, inicia con la necesidad de transportar los crudos producidos en los Campos de Barrancabermeja (Santander) del Contrato de Concesión de Mares, y los crudos producidos en los Campos en la región del Catatumbo en el Contrato Barco.

Luego de que un yacimiento se considere como comercialmente explotable, se debe toma la decisión de construir las vías de transporte del hidrocarburo producido en dichos campos, al salir el hidrocarburo del campo éste debe ir transportado por una línea de tubería que se denomina según el fluido que transporta, puede ser oleoducto (transporte de petróleo líquido), gasoducto (transporte de gas), poliducto (transporte de gasolina, diésel y otros derivados), propanoducto (transporte de gas propano), combustoleoductos (transporte de combustóleo), y así existen otras denominaciones dependiendo del fluido transportado ²⁷. Posteriormente este fluido llegará a una estación terminal, denominada comúnmente Batería de producción o facilidades de producción, allí los hidrocarburos son tratados con el fin de dejarlos en condiciones óptimas para la venta.

²⁷ ECOPELROL. El Petróleo Y Su Mundo. 12 ed. Diciembre 2014. p. 71.

Luego de que el hidrocarburo sea tratado en la facilidad, se determina su destino, si es para refinación, venta o exportación.

En esta sección se hará una breve descripción de la red de oleoductos en el país, y se profundizará en Orensa que corresponde al Oleoducto de interés para el proyecto.

Colombia cuenta con seis oleoductos principales para el transporte del crudo producido en los diferentes puntos del territorio nacional, sin embargo, únicamente el oleoducto Orensa cuenta con segmentos cerca de los campos seleccionados.

- Caño Limón – Coveñas (OCC)
- Oleoducto del Alto Magdalena (OAM)
- Oleoducto de Colombia (ODC)
- Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL)
- Oleoducto Transandino
- Bicentenario
- Orensa

2.2.1 Red de oleoductos en Colombia. En Colombia el transporte de hidrocarburos por oleoducto es regulado por el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 72145 de 2014 y es considerado como un servicio público según el artículo 212 del Decreto –ley 1056 del 20 de Abril de 1953.

En el Código de Petróleos en los artículos 45 a 57 y 189 a 209, establecen las condiciones, requisitos, procedimiento, derechos y obligaciones para el transporte de hidrocarburos.

El Ministerio de Minas y Energía, establece que todos los transportadores de crudo por oleoducto deberán tener un manual del transportador que debe estar disponible mediante su publicación en el BTO (Boletín de Transporte por Oleoducto), el BTO corresponde a una página web de acceso público en la que el transportador pone a disposición la información requerida para las diferentes autoridades, agentes y demás interesados en las condiciones que establece el Artículo 8 de la Resolución 72145 de 2014, al cual todos los remitentes (parte que contrata el servicio de transporte con el transportador) deben acogerse de manera obligatoria ²⁸.

A continuación en la **Figura 5** se muestran los principales oleoductos de Colombia, cada uno operado por una compañía distinta y con una tarifa fija propia.

²⁸ ESP ENERGY GROUP. Prefactibilidad Duitama. 2017.

Figura 5. Red de principales oleoductos de Colombia.



Fuente: Oleoducto Bicentenario.

2.2.1.1 Oleoducto Caño Limón-Coveñas: El oleoducto cuenta con una longitud total de 770,6 Km, con cuatro estaciones de bombeo y una capacidad total de diseño de 220 KBPD. Se encuentra dividido en tres segmentos:

- Segmento Caño Limón-Banadía: Diámetro 18" x Longitud 78,46 Km.
- Segmento Banadía-Ayacucho: Diámetro 18"/20"/24" x Longitud 392,64 Km.
- Segmento Ayacucho-Coveñas: Diámetro 24" x Longitud 299,46 Km ²⁹.

²⁹ Ibid., p. 107.

2.2.1.2 Oleoducto Alto de Magdalena (OAM): inicialmente hacía parte del proyecto completo del Oleoducto de Colombia (ODC), pero fue dividido en el año 1987 en dos tramos, el primer tramo de Dina (Huila) y Puerto Boyacá (Boyacá) que sería más adelante el OAM y el segundo tramo entre Puerto Boyacá y Coveñas (Sucre) que sería el ODC. Actualmente, es operado por Cenit, la filial de transporte de hidrocarburos de Ecopetrol. Cuenta con una longitud total de 68,3 Km y una capacidad de diseño de 22 KBPD.

- Yaguara – Tenay: Diámetro 8” x Longitud 68,2 Km³⁰.

2.2.1.3 Oleoducto de Colombia (ODC): Este oleoducto inicia en la Estación Vasconia y recorre 483 Km en total hasta el Terminal de Coveñas, con una estación intermedia denominada Estación Caucasia, cuenta con una capacidad de transporte de 236 KBPD³¹.

2.2.1.4 Oleoducto de Llanos Orientales (ODL): Este oleoducto se encuentra operando en los departamentos de Meta y Casanare, con una longitud total de 235 Km que inician en la Estación de bombeo de Rubiales en el departamento del Meta, hasta el municipio de Monterrey (Casanare) y tubería con diámetro de 24”, además cuenta con una derivación de 25 Km desde el municipio de El Viento (Casanare) hasta la Cusiana (Casanare). Tiene una capacidad de diseño para transportar 340 Kbpd³².

2.2.1.5 Oleoducto Transandino: Este oleoducto se encuentra ubicado hacia el sur del país, y se encarga del transporte de los crudos producidos principalmente en el Municipio de Orito (Putumayo), hacia la estación Terminal de Tumaco en Nariño, cuenta con una longitud total de 306 Km, manejando diámetros de tubería de 10”, 14” y 18”³³.

2.2.1.6 Oleoducto Bicentenario: Actualmente este oleoducto cuenta con una longitud de 230 Km, iniciando en la Estación de Arguaney, ubicada en el Departamento de Santander y con capacidad para almacenar 300 KBbl, hasta la Estación de Banadía ubicada en el departamento de Arauca, esta segunda estación cuenta con capacidad para almacenar 150 KBbl, las dos estaciones tienen instalaciones que permiten bombear crudo a 240 KBpd.

³⁰ OLEODUCTO ALTO DE MAGDALENA (OAM). Disponible en: <http://www.oleoductoshocol.com/oam/>.

³¹ OLEODUCTO DE COLOMBIA (ODC). Disponible en: <https://www.oleoductodecolombia.com>.

³² OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES (ODL). Disponible en: <http://www.odl.com.co>.

³³ ECOPETROL. Oleoducto Transandino. En: Boletines 2015.

El trayecto entre las dos estaciones se conoce como el Segmento Araguañey-Banadía, este tramo abarca 226 Km del Oleoducto y cuenta con una Capacidad de diseño de 600 KBpd, con tuberías de 42”³⁴.

2.2.2 Oleoducto Central (Ocensa): Este es el oleoducto más extenso del país, permite el transporte de crudo a través de una tubería de 835 Km y 12 Km en el mar, Ocensa tiene 10 estaciones de bombeo, una reductora de presión, un terminal marítimo, tanques con capacidad de almacenar hasta cinco millones de Bbls³⁵.

El oleoducto se extiende por 6 Departamentos y 45 Municipios del territorio nacional, dividiéndose en dos líneas, Línea Sur y Línea Norte, y será el que se tendrá en cuenta para el desarrollo de este proyecto.

- **Línea sur:** la línea sur inicia en la estación de Cupiagua en el Departamento de Casanare, hasta la estación de Vasconia en el departamento de Boyacá, está constituida por tres segmentos que se describen a continuación:
 - **Segmento 0:** Es el tramo tiene una longitud de 39 Km, iniciando en la estación de Cupiagua ubicada en Aguazul (Casanare), donde se reciben y procesan los crudos, la estación cuenta con una capacidad de almacenamiento de 50.000 barriles. El segmento 0 continúa hasta la estación de recibo de Cusiana ubicada en Tauramena (Casanare), allí los crudos llegan por dos vías, por tubería y por carrotanques, por tubería llegan los crudos producidos en los Campos de Cupiagua, Cusiana y Rubiales, y por carrotanque los demás crudos producidos en los Departamentos de Meta y Casanare, la estación de Cusiana tiene una capacidad total para almacenar 1.350.000 barriles, distribuidos en tres tanques para 350.000 Bbls, dos tanques para 100.000 Bbls y dos tanques para 50.000 Bbls.
 - **Segmento I:** Este tramo cuenta con una longitud de 33 Km, partiendo de la estación de Cusiana anteriormente descrita, hasta la estación denominada El Porvenir ubicada en el Municipio de Monterrey (Casanare), en esta estación se organizan los diferentes crudos transportados por Ocensa; de tal manera que puedan ser bombeados por lotes o baches, a diferentes tiempos y volúmenes.
 - **Segmento II:** El tramo que corresponde al segundo segmento tiene una distancia de 287 Km, iniciando en la estación El Porvenir hasta la estación Vasconia en Puerto Boyacá (Boyacá), antes de describir esta estación, se hablará sobre las tres estaciones adicionales que abarca el segmento II antes de llegar a Vasconia, la primera es la estación de rebombeo Páez, esta funciona de manera condicional solamente cuando el oleoducto ha superado un determinado volumen de transporte, la siguiente estación es la de Miraflores

³⁴ OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA. Disponible en: <http://www.bicentenario.com.co>.

³⁵ OLEODUCTO CENTRAL. Disponible en: <https://www.ocensa.com.co/Paginas>.

la cual permite rebompear el crudo para que éste tenga la capacidad de ascender una pendiente de más de 3.000 metros de altura, Miraflores no tiene capacidad de almacenamiento, la tercera estación antes de Vasconia corresponde a la estación de La Belleza, que tiene como función controlar la presión y el flujo de crudo, allí se reduce la presión con la que viene el fluido para que éste pueda descender 2.300 metros hacia la estación de Vasconia.

La estación de Vasconia está ubicada en el Municipio de Puerto Boyacá (Boyacá), allí confluyen los crudos transportados por los oleoductos Ocensa, Cenit, ODC y OAM. Tiene una capacidad total de almacenamiento de 1.040.000 Bbls, distribuidos de la siguiente manera: ODC es propietario de seis tanques de 120.000 Bbls, Cenit tiene cuatro tanques de 50.000 bls y uno de 20.000 Bbls y finalmente Ocensa cuenta un tanque de 100.000 Bbls.

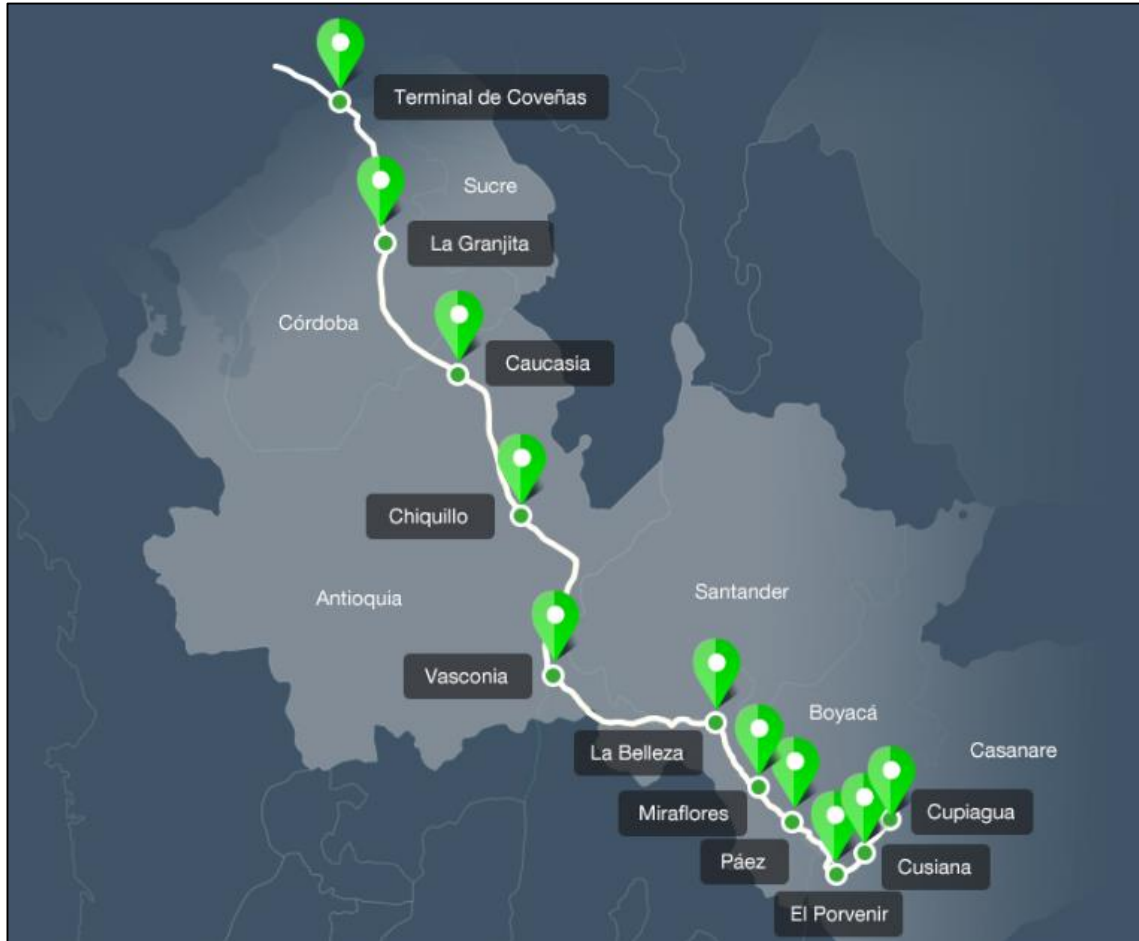
- **Línea Norte:** La línea norte abarca la parte final del Ocensa, hasta llevar el crudo al puerto de exportación de Coveñas. Esta línea cuenta apenas con un segmento que corresponde al último tramo del Oleoducto Ocensa.
- **Segmento III:** El último segmento tiene una longitud de 477 Km, inicia en la estación de Vasconia, a través de tres estaciones de bombeo hasta el puerto de Coveñas, la primera estación corresponde a la estación de Chiquillo (Antioquia), la cual funciona de la misma manera que la estación Páez, solo entra en operación cuando el oleoducto ha superado determinado volumen de crudo transportado, la siguiente estación del segmento III corresponde a la estación Caucasia (Antioquia), esta estación permite elevar la presión del fluido que viene de Vasconia y tiene capacidad para almacenar 30.000 Bbls de crudo. La última estación antes del puerto de Coveñas, corresponde a la estación La Granjita (Córdoba), allí el crudo es rebombeado de tal manera que el fluido obtenga la potencia suficiente para llegar hasta el puerto de Coveñas

³⁶.

La siguiente **Figura 6** muestra el recorrido del Oleoducto a través del territorio nacional.

³⁶ OLEODUCTO CENTRAL. Disponible en: <https://www.ocensa.com.co/Paginas>.

Figura 6. Recorrido del Oleoducto Ocesa

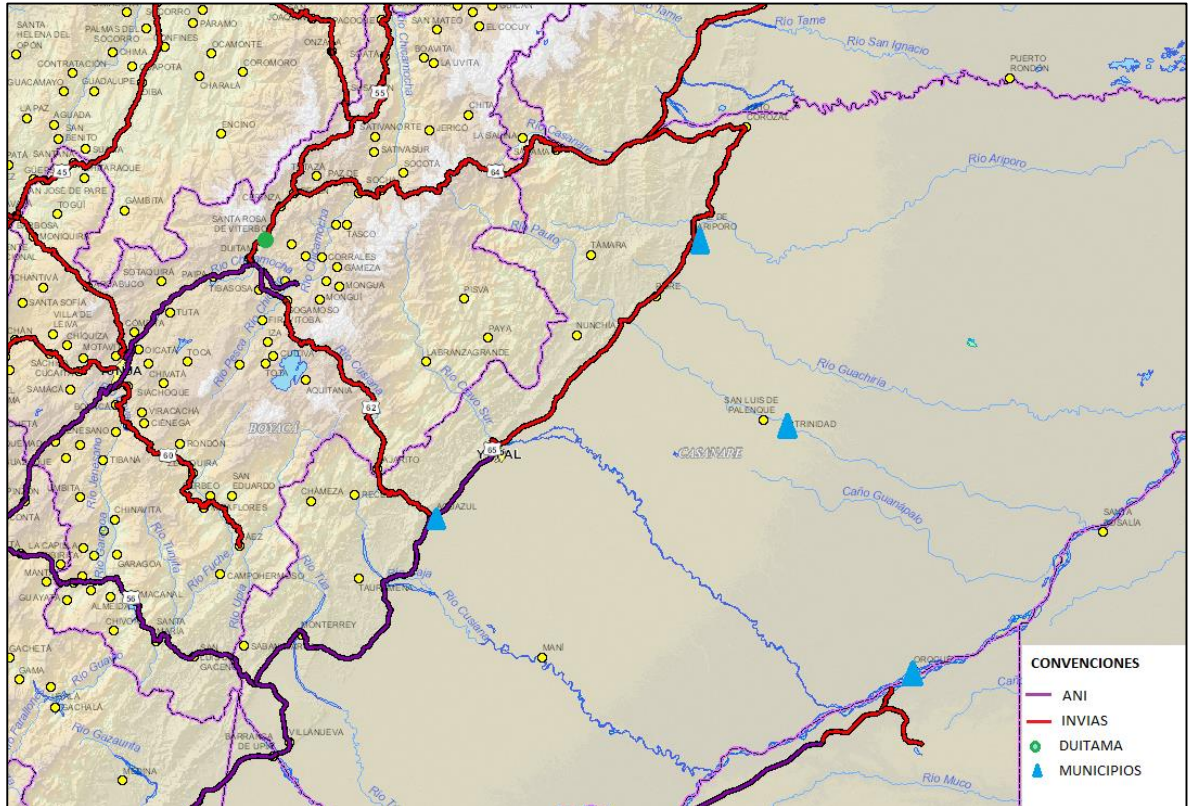


Fuente: Ocesa. [En línea] <www.ocesa.com.co>

2.2.3 Vía Terrestre. Para el transporte vía terrestre se tendrán en cuenta las tarifas vigentes de transporte por carrotanque de Ecopetrol vigentes.

Para el transporte de líquidos se realiza mediante carrotanques de distintas capacidades, según la necesidad. Estos viajan por las vías nacionales y aquellas autorizadas para el tránsito de vehículos pesados. A continuación en la **Figura 7** se muestra la información de carreteras para la zona de interés del proyecto entre Boyacá y Casanare.

Figura 7. Mapa de Carreteras.



Fuente: Invías. [En línea] <www.invias.gov.co>

Como se observa no todos los Municipios cuentan con vías directas hacia la localización, es por ello que se piensa utilizar una combinación de métodos, es decir, unos trayectos por vía terrestre hasta un punto de conexión con Ocesa y desde allí a otro punto por oleoducto, tratando de buscar la opción que genere menos costo.

2.2.4 Costos de Transporte. Las dos líneas de tubería de transporte que serán de utilidad para el proyecto corresponden a los Oleoductos Ocesa y Oleoducto de Colombia, para estos se describe a continuación la capacidad reportada en el BTO de cada compañía y los tarifas vigentes para 2017.

- **Oleoducto Ocesa.** Este oleoducto cuenta con una capacidad total efectiva de 1.968 KBpd, distribuidos así: el segmento 0 con una capacidad de transportar 198 KBpd, el segmento I y II 610 KBpd cada uno, segmento III 415 KBPD, adicionalmente, cuenta con una capacidad ampliada de potencia 135 (P135) de 135 mil Bpd, en la **Tabla 3** se muestran las tarifas vigentes publicadas por Ocesa.

Tabla 3. Tarifas de transporte vigentes Capacidad actual y Capacidad Ampliada (P135) (Ocensa) en USD/Bbl

		Segmento 0	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3
Desde	Hasta	(US\$/Bbl)	(US\$/Bbl)	(US\$/Bbl)	(US\$/Bbl)
1-Jul-17	30-Jun-18	0,4923	0,5387	3,4185	2,9533
[P135] 1-Jan-18	31-Dec-18	0,6755	2,6178	5,4796	8,7729

Fuente: BTO. Oleoducto Central (Ocensa)³⁷.

- **Transporte por carrotanque.** Ecopetrol cuenta con tarifas específicas para distintas operaciones.
 - Tarifa unitaria para operación nacional
 - Tarifa unitaria para operación en Nariño y Putumayo
 - Tarifa valor adicional al flete operación nacional
 - Tarifa manejo en planta nacional
 - Tarifa manejo en planta operación interno Rubiales
 - Tarifa de pago opción de exclusividad por día vehículo

Para los fines de este trabajo de grado, se tomará en cuenta únicamente la tarifa para operación nacional por carrotanque mostrada en la **Tabla 4**, en el **ANEXO B**, se encuentran todas las tarifas vigentes para el transporte de hidrocarburos en carrotanques por Ecopetrol a Febrero de 2018.

³⁷ OLEODUCTO CENTRAL. Disponible en: <https://www.ocensa.com.co/Paginas>.

Tabla 4. Tarifas de Carrotaques para operación nacional

TARIFAS POR RANGOS (Km) 2 de Febrero 2018	
LISTA DE PRECIOS UNITARIOS OPERACIÓN NACIONAL	
ESQUEMA \$/BARRIL-KM	
RUTAS	COSTOS \$/BI-KM
≤ 50 km	\$ 79,26
51-100 km	\$ 71,95
101-200 km	\$ 64,11
201-300 Km	\$ 54,21
301-400 km	\$ 46,24
401 km - 600 km	\$ 39,12
601 km - 800 km	\$ 36,42
801 km - 1000 km	\$ 33,02
1001 - 1400 km	\$ 31,00
> 1401 Km	\$ 28,36

Fuente: Ecopetrol. [En línea] <www.ecopetrol.com.co/tarifas-carrotaques>

2.3 ESPECIFICACIONES DE LA CALIDAD DEL CRUDO

Los hidrocarburos pueden clasificarse según su relación con respecto a la gravedad específica del agua y de ésta manera mediante una tabla predefinida se determina su calidad con la Gravedad API. Los hidrocarburos cuentan con otras propiedades como el % BS&W, que corresponde al contenido de agua y sedimentos presentes y el % contenido de azufre del hidrocarburo. Estas propiedades tiene la capacidad de darle un valor comercial al fluido según su estimación-

Para el caso de RefiBoyacá es importante describir las tres propiedades para cada uno de los campos que se encuentran en Boyacá y Casanare, con el fin de determinar cuáles serán utilizados para le mezcla de hidrocarburos según su rendimiento y las condiciones de la compañía ESP ENERGY GROUP.

2.3.1 Departamentos Boyacá y Casanare. Teniendo el volumen de reservas probadas y producción actual por Departamento, es necesario describir la calidad del crudo producido para los Departamentos seleccionados.

Para la selección de los campos que permitirán abastecer la refinería, se tomará como referencia base un tipo de crudo elegido por la compañía ESP ENERGY GROUP, el cual corresponde a un crudo de tipo exportación producido al sur del país denominado como South Blend, este crudo cuenta con una gravedad API de 28,6° y un contenido de azufre de 0,72% promedio, según información pública

obtenida mediante Ecopetrol. Esta mezcla será representada con una composición de distintos crudos con propiedades similares.

Es importante tener en cuenta el volumen de producción actual para cada Campo, de tal manera que permita cumplir con la carga de la refinería (9.000 bpd). El análisis del crudo seleccionado (South Blend) denominado Assay, se encuentra como **ANEXO A**.

2.3.2 Departamento de Casanare. Casanare corresponde al segundo Departamento con mayor número de reservas probadas y producción de petróleo en Colombia, se encuentra ubicado hacia el oriente del país como se muestra en la **Figura 8** y dentro de la cuenca de los Llanos Orientales.

Figura 8. Departamento de Casanare



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Mediante la herramienta Geovisor 2.0 ANH.

La historia dentro de la industria petrolera de este Departamento inicia un poco antes de los años 60, con el primer pozo perforado por la compañía Shell denominado San Martín 1, pero sin resultados favorables, posteriormente se perforaron cuatro pozos (Unete, Tauramena, Buetiavista y el Morro) que arrojaron señales de petróleo pero no en volúmenes comerciales.

La zona se caracteriza por tener alta complejidad geológica y prospectividad petrolera en zonas muy profundas, en los años 60 y 70 aún los avances tecnológicos del país no le permitían a las compañías llegar a zonas del piedemonte llanero tan complejas. Fue hasta el año 1988 cuando se realiza la perforación del pozo Cusiana 1 con hallazgos importantes de gas y hacia el año 1990 se retoma la perforación del pozo Cusiana 2 que había sido abandonado por problemas mecánicos confirmándose así, la presencia de un gigantesco yacimiento de petróleo y gas en el piedemonte de Casanare, lo que se denominó Campo Cusiana³⁸.

En la **Tabla 5** se presentan primero los Campos de Casanare con calidades API y volumen de producción, de tal manera que se inicie la evaluación de cuáles pueden ser incluidos en la mezcla de hidrocarburos que se desarrollará más adelante en este proyecto, es decir, Campos con un rango API entre 24° y 36° aproximadamente.

Tabla 5. Calidades y producción de campos en Casanare entre 24 y 36 °API

Campo	API	Producción BDC
Abejas	30,5	164
Barquereña	33	234
Canacabare	26,4	710
Coren	31,24	1464
Corocora	29,8	463
Dorotea b	29,8	2050
Jordán	32	614
La punta	36	495
Las maracas	27,9	647
Mauritía norte	30,8	1921
Morichal	28,8	305
Palmarito	34,65	247
Ramiriquí	25,3	2495
Sardinas	24,58	995
Tocaria	30,3	345
Trinidad	32,29	763
Zopilote	29,8	1481
TOTAL		15.676

Fuente: Ministerio de Minas y Energía /Agencia de Hidrocarburos (ANH 2017). Comunicación personal.

³⁸ ECOPELROL. Revista Ecopetrol e+. Edición 10.

Con los datos de las **Tabla 5**, se puede decir que los Campos que aplican para la mezcla de hidrocarburos que permitan obtener un crudo muy similar al SouthBlend provenientes de Casanare y que además, su producción permita cumplir con la capacidad de la refinería serían los Campos, Ramiriquí, Dorotea B, Mauritia Norte, Zopilote y Coren.

2.3.3 Departamento de Boyacá. El Departamento de Boyacá pese a que no es considerada como una región con producción petrolera significativa, cuenta con reconocidos campos en el Municipio de Puerto Boyacá; Boyacá es el cuarto Departamento con reservas probadas (1P) y el sexto Departamento productor de petróleo con cifras del 2017, éste hace parte de cuenca de la Cordillera Oriental.

Figura 9. Departamento de Boyacá



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Mediante herramienta Geovisor v.2.1

La historia petrolera del Municipio de Puerto Boyacá, inició en los años 1940 con el descubrimiento de Campo Velásquez-Palagua, donde las perforaciones iniciaron el 8 de Diciembre de 1945 y para el año 1950 tan sólo cuatro pozos lograron alcanzar una producción de 1.400 Bpd ³⁹.

En el año 2012, el Departamento de Boyacá producía en promedio 42.462 Bpd y se ubicaba como quinto Departamento productor de petróleo, después de Meta, Casanare, Arauca y Santander, es decir, que Boyacá realizaba una aporte a la producción nacional de crudo del 4,5% ⁴⁰.

De igual manera que con el Departamento de Casanare se describen los Campos con calidades de crudo entre un rango de 24° a 35° API, sin embargo, cabe mencionar que la gran mayoría de los crudos producidos allí corresponden a crudos pesados, es decir, con calidades inferiores a 20° API.

Tabla 6. Calidades de campos en Boyacá entre 24 y 36 °API

Campo	API	Producción BDC
Corrales	24,96	285

Fuente: Ministerio de Minas y Energía /Agencia de Hidrocarburos (ANH 2017). Comunicación personal.

Finalmente, del Departamento de Boyacá sólo un Campo podría aportar 285 bpd, a la capacidad de la refinería y éste se tendría en cuenta para obtener la mezcla de crudo. En la siguiente **Cuadro 3** se encuentran los crudos seleccionados para la mezcla.

Cuadro 3. Campos Seleccionados

Campo	Departamento
1. Abejas	Casanare
2. Barquereña	Casanare
3. Canacabare	Casanare
4. Coren	Casanare
5. Corocora	Casanare
6. Corrales	Boyacá
7. Dorotea B	Casanare
8. Jordan	Casanare
9. La Punta	Casanare
10. Las Marcas	Casanare
11. Mauritía Norte	Casanare
12. Morichal	Casanare

³⁹ VASQUEZ, Hernan. La historia del petróleo en Colombia. vol. No. 93. p. 102.

⁴⁰ Ibid., p. 107.

Cuadro 3. (Continuación)

Campo	Departamento
13. Palmarito	Casanare
14. Ramiriquí	Casanare
15. Sardinias	Casanare
16. Tocaría	Casanare
17. Trinidad	Casanare
18. Zopilote	Casanare

Una vez se han seleccionado los Campos según su ubicación, calidad y volumen de producción se determinan las posibles rutas de transporte desde éstos, que permitirán el abastecimiento de crudo en RefiBoyacá, en la **Figura 10**, se han trazado de manera general los municipios desde donde se recibirá el crudo para el proyecto.

Figura 10. Ubicación de los Municipios a donde pertenecen los Campos seleccionados.

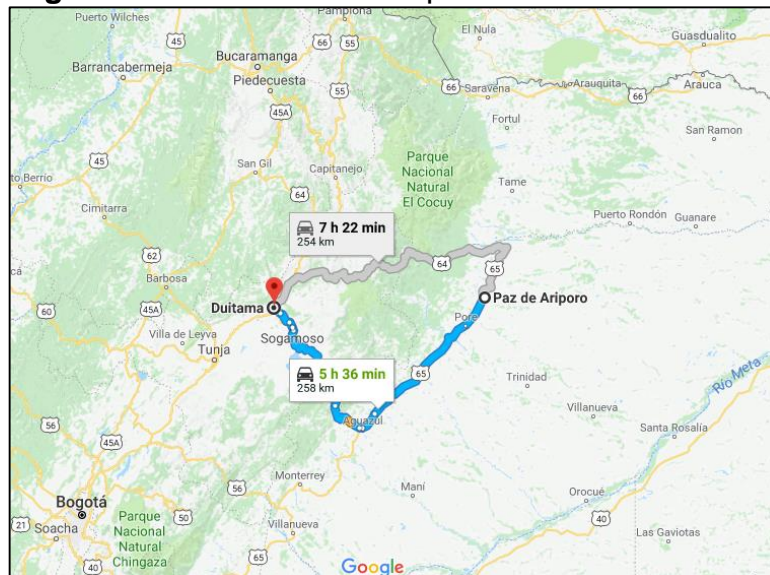


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Mediante la herramienta Geovisor v.2.1.

2.3.4 Rutas desde los Campos seleccionados hacia la Refinería en Duitama
Después de realizar la descripción de la infraestructura vial de Colombia, para el transporte de hidrocarburos tanto por tubería como por vía terrestre, se trazan las principales rutas para el transporte de los crudos seleccionados en el Departamento de Boyacá y Casanare; sin embargo, estas deberán ser verificadas mediante el trazado de rutas para vehículos de carga pesada con Invías (Instituto Nacional de Vías).

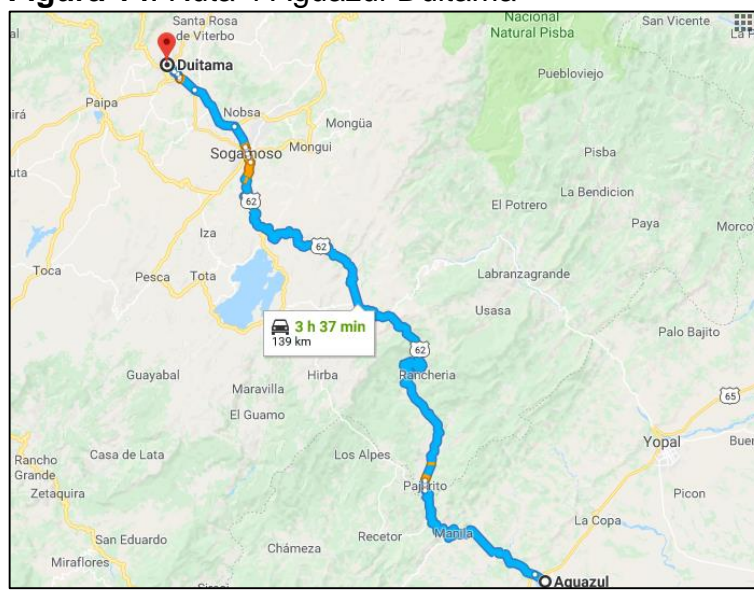
2.3.4.1 Ruta Paz de Ariporo-Duitama. Este es un Municipio ubicado en el Departamento de Casanare, a 258 Km del Municipio de Duitama, allí se encuentra el Campo seleccionado Dorotea B, cuenta con dos alternativas de ruta como se muestra en la **Figura 11**.

Figura 11. Ruta 1 Paz de Ariporo-Duitama



2.3.4.2 Ruta Trinidad-Duitama. Municipio ubicado en el Departamento de Casanare, a 277 Km del Municipio de Duitama e igualmente cuenta con dos rutas terrestres, allí los campos Coren y Trinidad se encuentran ubicados allí **Figura 12**.

Figura 14. Ruta 4 Aguazul-Duitama



2.4 MEZCLA DE HIDROCARBUROS

Debido a que la compañía de servicios ESP ENERGY GROUP tiene proyectada no sólo la construcción de la refinería en Boyacá, sino también un segundo complejo industrial de refinación para el Departamento de Nariño, las condiciones para la materia prima en las dos refinerías serán las mismas, es por ello que se ha sugerido utilizar una mezcla de hidrocarburos denominada South Bend. Esta mezcla cuenta con una gravedad API de 28,6 y un contenido de Azufre de 0,72%, de tal manera que para obtener una mezcla característica similar al South Blend, se va a realizar un ponderado de calidades de diferentes crudos seleccionados en la anterior sección.

Para el cálculo de la mezcla con los crudos ya seleccionados del Departamento de Boyacá y Casanare, consignados en la **Tabla 5 y Tabla 6**.

Los crudos que se han seleccionado, suman un total en volumen de **15.676 Bpd**, es decir, una capacidad suficiente para la carga de la refinería.

2.4.1 Concepto de Mezcla. Para determinar una calidad ponderada de la mezcla de crudos seleccionados, se utilizó el Manual de mezcla de productos de Ecopetrol, un documento técnico publicado en 1989, en donde se define que para una mezcla de productos no todas las propiedades de los hidrocarburos se comportan de manera lineal.

Propiedades como densidad, contenido de agua, contenido de sal y contenido de sedimentos y agua, tiene comportamiento lineal en Volumen, propiedades como contenido de azufre, contenido de cenizas, porcentaje de sedimentos, contenido de metales y CCR (Contenido de Carbón residual), tiene comportamiento lineal en Peso. Y finalmente propiedades como la gravedad API, punto de fluidez y viscosidad tienen comportamiento no lineal⁴¹. Debido a la disponibilidad de información sobre la calidad de los crudos producidos, y con los datos suministrados por el Ministerio de Minas y Energía, se realizará un ponderado de tres propiedades principales Gravedad API, BS&W y Azufre.

2.4.1.1 Ponderado de la gravedad API. Teniendo claro el comportamiento de cada una de las propiedades que se utilizarán, se empezará a realizar el ponderado de la gravedad API, que quizás es el dato de mayor interés. Para ello se calcula inicialmente la gravedad específica de cada uno de los crudos. Siguiendo las recomendaciones del Manual, primero se deben definir la fracción volumétrica de cada uno de los crudos dentro de la mezcla, para ello se calcula dividiendo cada volumen en el volumen total de la mezcla. Con la siguiente **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Fracción volumétrica.

$$X_i = \frac{V_i}{V_T}$$

Fuente: Manual Mezcla de productos. ECP. Comunicación personal.

En donde:

V_i = Volumen en BPD de cada componente.

V_T = Volumen total de la mezcla.

Para el cálculo de la gravedad específica se utilizará la fórmula para la gravedad API:

Ecuación 2. Ecuación para la gravedad específica

$$GE = \frac{141,5}{(131,5 + API)}$$

Fuente: ASTM D 287-92.

⁴¹ ECOPELROL. Mezcla De Productos. 1989.

Se debe tener en cuenta que la fórmula está definida para una temperatura de referencia o estándar de 60°F (15,56°C), es decir, que si los componentes de la mezcla se encuentra a una temperatura distinta a los 60°F, la gravedad específica deberá estar corregida mediante la ecuación de Bearce & Peffer, debido a que con el aumento de la temperatura la gravedad específica disminuye. Con la **Ecuación 3** se podrá calcular la gravedad específica a cualquier temperatura.

Ecuación 3. Ecuación de Bearce & Peffer

$$Ge_t = Ge_T - \frac{\alpha}{1.8}(t - T)$$

Fuente: Norma ASTM 287-92 / Comportamiento de la gravedad API y el volumen del petróleo y sus derivados. Editorial Universidad Surcolombiana, 2008.

En donde:

Ge_t = Gravedad específica a temperatura dada

Ge_T = Gravedad específica Tabla 10 a 60°F

α = Constante de expansión Tabla 10

$T = 60^\circ F, t =$ temperatura dada

Tabla 7. Coeficientes de expansión Ge

Ge_T	$\alpha / C * 10^{-5}$
0,63	97
0,78	75
0,85	68
0,95	66

Fuente: Norma ASTM 287-92 / Comportamiento de la gravedad API y el volumen del petróleo y sus derivados. Editorial Universidad Surcolombiana, 2008.

Para la corrección por temperatura, teniendo la G_e a la temperatura que se desea calcular, se busca el valor de G_{e_T} más cercano y se utiliza la fórmula con su respectivo coeficiente, luego por interpolación se determina la G_e corregida.

La gravedad API se reporta y calcula con el método ASTM D1298 - 12b (2017), en el cual la temperatura de referencia es de 60°F, para el caso de RefiBoyacá, no se cuenta con el dato de temperatura de los crudos seleccionados y se asume que todos se encuentran a 60°F, por lo tanto no requiere corrección de gravedad específica.

Grupo 1. El primer grupo para la mezcla abarca 18 tipos de crudo de los campos anteriormente seleccionados, con una producción sumada total de **15.676 Bpd** con datos de producción para Octubre de 2017 proporcionados por la ANH.

La gravedad API, fracción volumétrica, gravedad específica y producción se muestran en la **Tabla 8**.

Tabla 8. Gravedad específica y fracción volumétrica para el Grupo 1

Campo	API	Xi	GE	BPD
Abejas	30,5	0,0105	0,8740	164
Barquereña	33	0,0149	0,8607	234
Canacabare	26,40	0,0453	0,8967	710
Coren	31,24	0,0934	0,8700	1464
Corocora	29,8	0,0295	0,8778	463
Dorotea B	32	0,1308	0,8660	2050
Jordan	26,79	0,0392	0,8945	614
La punta	36	0,0315	0,8453	495
Las maracas	27,9	0,0413	0,8883	647
Mauritía norte	30,8	0,1225	0,8724	1921
Morichal	28,8	0,0194	0,8833	305
Palmarito	34,65	0,0157	0,8522	247
Ramiriquí	25,3	0,1592	0,9030	2495
Sardinas	24,58	0,0635	0,9072	995
Tocaría	30,3	0,0220	0,8751	345
Trinidad	32,29	0,0487	0,8644	763
Zopilote	29,8	0,0945	0,8778	1481
Corrales	24,96	0,0182	0,9050	285
TOTAL				15.676

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Modificado por los autores.

Luego de tener las fracciones volumétricas para cada crudo y las gravedades específicas, se utiliza la **Ecuación 4**, denominada en el Manual como “Calidad-Volumen” para una propiedad con comportamiento lineal en Volumen.

Ecuación 4. Ecuación Calidad-Volumen

$$Q_m = Q_1 * X_1 + Q_2 * X_2 + Q_3 * X_3$$

Fuente: Manual Mezcla de productos. ECP. Comunicación personal.

Aplicando la Ecuación 4, se realiza una suma producto (∏) para todos los crudos seleccionados, se obtiene una gravedad específica para la mezcla (Qm ó GEm) de 0,8808, con este valor y la **Ecuación 2** se obtiene una gravedad API de 29,14; el cálculo es mostrado de la siguiente forma:

Figura 15. Procedimiento de cálculo ponderado API

$$\begin{aligned} \prod GEm &= 0.8740 * 0.0105 + 0.8607 * 0.0149 + 0.8967 * 0.0453 + 0.8700 * 0.0934 \\ &+ 0.8778 * 0.0295 + 0.8660 * 0.1308 + 0.8945 * 0.0392 + 0.8453 \\ &* 0.0315 + 0.8883 * 0.0413 + 0.8724 * 0.1225 + 0.8833 * 0.0194 \\ &+ 0.8522 * 0.0157 + 0.9030 * 0.1592 + 0.9072 * 0.0635 + 0.8751 \\ &* 0.0220 + 0.8644 * 0.0487 + 0.8778 * 0.0945 + 0.9050 * 0.0182 \\ &= 0.8808. \end{aligned}$$

$$API = \frac{141,5}{GE} - 131,5 = \frac{141,5}{0,8808} - 131,5 = 29,14.$$

Con los resultados del anterior cálculo se obtiene una diferencia de 0,54 con respecto a la referencia Southblend (28,6 ° API).

Figura 16. Calidad de la mezcla Grupo 1

Calidad de la mezcla Grupo 1 (Qm)	Gravedad específica de la mezcla (Gem)	API (Mezcla)	Diferencia
	0,8808	29,14	0,54

Ahora se realiza el mismo procedimiento para los Grupos 2 y 3, estos grupos se determinan descartando los Campos con menor producción.

Grupo 2. El segundo grupo cuenta con ocho tipos de crudo que suman una producción total **11.879 bpd**.

Tabla 9. Gravedad específica y fracción volumétrica para el Grupo 2

Campo	API	Xi	GE	BPD
Canacabare	26,4	0,0598	0,8967	710
Coren	31,24	0,1233	0,8700	1.464
Dorotea B	32	0,1726	0,8660	2.050
Mauritía norte	30,8	0,1617	0,8724	1.921
Ramiriquí	25,3	0,2100	0,9030	2.495
Sardinas	24,58	0,0838	0,9072	995
Trinidad	32,29	0,0642	0,8644	763
Zopilote	29,8	0,1247	0,8778	1.481
TOTAL		1		11.879

Figura 17. Calidad de la mezcla Grupo 2

Calidad de la mezcla	Gravedad específica de la mezcla (Gem)	API (Mezcla)	Diferencia
Grupo 2 (Qm)	0,8819	28,94	0,34

Para el segundo grupo se obtiene una diferencia de 0,34 con respecto a la referencia South blend.

Grupo 3. El tercer grupo cuenta con seis tipos de crudo que suman una producción total **10.406 bpd.**

Tabla 10. Gravedad específica y fracción volumétrica para el Grupo 3

Campo	API	Xi	GE	BPD
Coren	31,24	0,1407	0,8700	1.464
Dorotea B	32	0,1970	0,8660	2.050
Mauritía norte	30,8	0,1846	0,8724	1.921
Ramiriquí	25,3	0,2398	0,9030	2.495
Sardinas	24,58	0,0957	0,9072	995
Zopilote	29,8	0,1423	0,8778	1.481
TOTAL		1		10.406

Figura 18. Calidad de la mezcla Grupo 3

Calidad de la mezcla	Gravedad específica de la mezcla (Gem)	API (Mezcla)	Diferencia
Grupo 3 (Qm)	0,8822	28,89	0,29

Figura 19. Grupos de crudo y Calidad API

	GEm	API	Diferencia
Grupo 1	0,8808	29,14	0,5414
Grupo 2	0,8819	28,94	0,3404
Grupo 3	0,8822	28,89	0,2899

De acuerdo a los cálculos realizados anteriormente, se decide que la mezcla de crudo con mayor funcionalidad será la del Grupo 2, aunque la diferencia entre su gravedad API y la de referencia no es la menor, se prefiere tener factor de seguridad en el volumen de operación del 32% con los 11.879 Bbl, previniendo alguna contingencia en alguno de los campos seleccionados.

2.4.1.2 Ponderado para el contenido de Azufre. Continuando con la información del manual de mezcla de productos de ECP, el contenido de azufre es una propiedad de comportamiento lineal en peso, por consiguiente para la mezcla de crudos es necesario obtener el valor de la producción de cada campo, en función de la masa, por medio de la gravedad específica y la densidad del agua como se muestra a continuación.

Sabiendo que: $\rho = \frac{m}{v}$, y $GE_{Líquido} = \frac{\rho_{Líquido}}{\rho_{H_2O}}$, se puede despejar la densidad del líquido y de este dato obtener el valor de la masa.

$$\rho_{Líquido} = \rho_{H_2O} * GE_{Líquido}$$

$$\left(\frac{m}{V_{Líquido}} \right) = \rho_{H_2O} * GE_{Líquido}$$

$$(m) = \rho_{H_2O} * GE_{Líquido} * V_{Líquido}$$

Para obtener una masa equivalente en kg, se utilizará la densidad del agua a temperatura estándar (60°F) que tiene un valor de 999,016 kg/m³ y la gravedad específica hallada para cada uno de los crudos, adicionalmente como el volumen reportado se encuentra en barriles, es necesario realizar la conversión a m³ con la densidad del agua, para ellos se conoce que 1 bbl contiene 0,158987 m³. A continuación se muestra un cálculo representativo para el primer tipo de crudo (Campo Canacabare) y luego en la **Tabla 11** el valor para todos los crudos.

$$(m) = 999,016 \frac{kg}{m^3} * 0.8967 * 710bbl * \left(\frac{0,158987 m^3}{1 bbl} \right) = 101.128 kg$$

Con los crudos del grupo 2 se ha calculado la masa para cada uno de los Campos utilizando todos los decimales.

Tabla 11. Valores de producción en unidades de masa

Campo	API	% S	Masa (kg)
Canacabare	26,4	0,15	101.128
Coren	31,24	0,14	202.320
Dorotea B	32	0,21	281.961
Mauritía norte	30,8	0,16	266.109
Ramiriquí	25,3	0,64	357.842
Sardinas	24,58	0,17	143.414
Trinidad	32,29	0,13	104.789
Zopilote	29,8	0,16	206.461
TOTAL			1.664.025

Teniendo los valores de masa de cada componente de la mezcla, esto se multiplican cada uno por el contenido de azufre realizando una suma producto (\prod), para obtener el valor ponderado en % de la mezcla se divide el valor obtenido en la \prod 445.399 kg*% en la suma total de mezcla 1.664.025 kg.

Figura 20. Procedimiento de cálculo para % de Azufre

$$\prod_{S_m} = 0,15 * 101128 + 0,14 * 202320 + 0,21 * 281961 + 0,16 * 266109 + 0,64 * 357842 + 0,17 * 143414 + 0,13 * 104789 + 0,16 * 206461 = 445339$$

$$\%S = \frac{445.339Kg * \%}{1.664.025Kg} = 0,2676.$$

El contenido de azufre obtenido para la mezcla (0,27%) es mucho menor que el valor de referencia Southblend (0,72%), por lo tanto el crudo tendrá procesos de menor complejidad para retirar el azufre de su composición, con el fin de mantenerlo en condiciones de calidad óptimas para los procesos de refinación.

Cada uno de los combustibles producidos se rigen mediante la Resolución 898 del 23 de Agosto 2004 del Ministerio de Minas, "Por la cual se regulan los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y caldera de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores" allí además de otras variables se especifica en máximo contenido de azufre que debe tener el combustible.

2.4.1.3 Ponderado para el contenido de agua y sedimentos (%BSW). El BSW es uno de los parámetros más importantes del crudo, este permite determinar cuánta agua y sedimentos vienen asociados al crudo producido de un Campo. El comportamiento de este parámetro es lineal en volumen, también se determinará para la mezcla de crudo del proyecto, conociendo la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Ecuación %BSW

$$\%BSW = \frac{Sw}{\text{Volumen total}} * 100\%$$

Fuente: Norma ASTM D96-88.

En donde, Sw corresponde al volumen de agua y sedimentos.

Para determinar el %BSW de la mezcla, se necesita primero el contenido de agua y sedimentos (Sw) para cada uno de los volúmenes de los crudos seleccionados, teniendo como base de cálculo un día. Esto se obtiene mediante el producto del %BSW y el volumen de producción (Bpd).

Se demuestra el cálculo para el primer componente, el crudo del Campo Canacabare y los demás estarán representados en la **Tabla 12**.

$$Sw = \%BSW * Vol. total = 0,5\% * 710bbl = 355bbl.$$

Tabla 12. SW para cada uno de los crudos de la mezcla

Campo	API	% BSW	BPD	Sw
Canacabare	26,4	0,50	710	355
Coren	31,2	0,42	1.464	615
Dorotea B	32,0	0,16	2.050	328
Mauritía norte	30,8	0,10	1.921	192
Ramiriquí	25,3	0,23	2.495	574
Sardinas	24,6	0,19	995	189
Trinidad	32,3	0,07	763	53
Zopilote	29,8	0,10	1.481	148
TOTAL			11.879	2.454

La suma total del Sw da como resultado **2.454 bbl**, lo que significa que de los 11.879 bbl de la mezcla, 2.454 bbl corresponden a agua + sedimentos (BSW). El volumen restante **9.425 bbl** corresponde a barriles de crudo seco.

Para obtener finalmente el % (BSW) presente en toda la mezcla, se divide el volumen en barriles de BSW sobre el volumen total de la mezcla de hidrocarburos.

$$\%BSW = \frac{2.454}{11.879} = 0,2066\%.$$

Para una mezcla de ocho tipos de crudo (**Grupo 2**) producido en los Departamentos de Boyacá y Casanare, se determinaron los parámetros mostrados en la **Tabla 13** en función de su comportamiento.

Tabla 13. API, Contenido y Azufre y %BSW de la mezcla

API	28,94
%S	0,2676
% BSW	0,2066

2.5 PRECIO DEL CRUDO

Para determinar el precio de un barril de petróleo, se consultó al área de comercialización de crudo de Equión Energía, compañía operadora en el Departamento de Casanare. El precio de un barril de crudo se determina según el comportamiento del mercado y de los demás productores, las compañías operadoras normalmente indexan el precio de su crudo a un marcador de referencia internacional, éstos marcadores están definidos por regiones de producción o por ciertas características del crudo, como gravedad API y contenido de Azufre.

Existen varios marcadores de referencia de crudo como, Dubai, Arab Light, Maya, Cesta Opep, WTI y Brent, entre otros. Sin embargo, sólo dos son los principales marcadores de referencia a nivel mundial WTI (West Texas Intermediate) y Brent, son cotizados en las bolsas de Nueva York y Londres, respectivamente. La diferencia en precio entre estos dos está un promedio de los 5 USD. El precio de cada marcador fluctúa según el comportamiento del mercado, oferta, demanda y expectativas futuras.

Las compañías operadoras deciden a que marcador de referencia indexan su crudo para venderlo según la calidad, ya que ésta varía según el marcador como se muestra la **Figura 21**.

Figura 21. Calidad de marcadores de referencia

○ WTI (West Texas Intermediate)	: 39,6 API – 0,24 % S
○ Brent (North Sea Brent)	: 38,3 API – 0,37 % S
○ UAE Dubai	: 31 API -2,0 % S

Fuente: GPA. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.

Para determinar el precio de cada barril de petróleo para RefiBoyacá, se asumirá el marcador de referencia WTI que durante el último año se cotizó con un precio promedio de 50 USD. Además, de tener un crudo de referencia es necesario saber en qué punto se va a adquirir el crudo, esto con el fin de determinar los costos de transporte y por quién serán asumidos.

Los campos seleccionados se encuentran en el Departamento de Casanare, teniendo en cuenta que el oleoducto Ocensa, es el más cercano, pero no pasa directamente en cada uno de los puntos se calcula el costo de transporte teniendo en cuenta que unos tramos se deben realizar por carrotanque y otros por oleoducto.

2.5.1 Costo de Transporte. El oleoducto central (Ocensa) se compone por cuatro segmentos, la producción de los Campos seleccionados podría ser enviada por oleoducto desde el segmento 0 estación Cupiagua, en Aguazul Casanare, hasta el segmento II en la estación de rebombeo de Miraflores, cada segmento tiene un distinto costo por barril transportado. Como el oleoducto no cubre todo el trayecto, se deben hacer dos tramos más en carrotanque, desde los Municipios donde se producen los crudos hasta Aguazul y desde Miraflores hasta Duitama. En la siguiente **Tabla 14** se especifican las distancias, tramos y costos de transporte desde cada uno de los Municipios en donde se encuentran los Campos seleccionados.

Tabla 14. Costos de Transporte desde Municipios hasta Duitama

Paz de Aríporo	Oleoducto	Tarifa (US\$/bbl)	Distancia (km)	Costo USD del bbl/km
	Paz - Aguazul	2,7476	120	0,0229
	Segmento 0	0,4923	39	0,0126
	Segmento I	0,5387	33	0,0163
	Segmento II	3,4185	120	0,0285
	Miraflores-Duitama	3,3887	148	0,0229
	Costo de Transporte	10,5857		
Trinidad	Oleoducto	Tarifa (US\$/bbl)	Distancia (km)	Costo USD del bbl/km
	Trinidad-Aguazul	3,1826	139	0,0229
	Segmento 0	0,4923	39	0,0126
	Segmento I	0,5387	33	0,0163
	Segmento II	3,4185	120	0,0285
	Miraflores-Duitama	3,3887	148	0,0229
	Costo de Transporte	11,0208		
Orocué	Oleoducto	Tarifa (US\$/bbl)	Distancia (km)	Costo USD del bbl/km
	Orocué-Aguazul	4,0270	208	0,0194
	Segmento 0	0,4923	39	0,0126
	Segmento I	0,5387	33	0,0163
	Segmento II	3,4185	120	0,0285
	Miraflores-Duitama	3,3887	148	0,0229
	Costo de Transporte	11,8652		
Aguazul	Oleoducto	Tarifa (US\$/bbl)	Distancia (km)	Costo USD del bbl/km
	Aguazul	0,0000	0	0
	Segmento 0	0,4923	39	0,0126
	Segmento I	0,5387	33	0,0163
	Segmento II	3,4185	120	0,0285
	Miraflores-Duitama	3,3887	148	0,0229
	Costo de Transporte	7,8382		
Promedio:		10,327		

Los anteriores costos se calcularon mediante las tablas de tarifas mencionadas anteriormente, para el caso de las tarifas de carrotanque, los valores reportados por Ecopetrol se encuentran en Pesos colombianos, se tomó una TRM promedio de \$ USD 2.778 que corresponde al mes de Abril de 2018.

El costo promedio del transporte de crudo será de \$USD 10.3, por lo tanto la compañía comprará el crudo bajo las siguientes condiciones:

- Crudo en la puerta de la refinería, es decir, que al costo del barril se le deberán sumar los \$USD 10.3 del transporte por barril, costo en que deberá incurrir el productor de crudo para entregarlo en ese punto.
- El precio del barril tiene un margen de castigo por calidad, pues aunque éste se encuentre indexado a una referencia su calidad no es la misma calidad de crudo, para los campos seleccionados en la mezcla Southblend el valor promedio de castigo es de 8 \$USD.

El costo del barril para la compañía será de:

$$50 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} - 8 \text{ USD de castigo} = \frac{42 \text{USD}}{\text{bbl}}$$

$$42 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} + 10.3 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} \text{ de transporte.}$$

Para un precio de compra de **52.3 $\frac{\text{USD}}{\text{bbl}}$**

3. OFERTA Y DEMANDA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

El petróleo crudo luego de ser extraído del yacimiento, no tiene ningún valor para los consumidores energéticos, por esto que debe ser transformado mediante procesos físicos y químicos en refinación, con el fin de obtener combustibles derivados del petróleo útiles para el consumidor final. Los procesos de refinación inician con la destilación del crudo en distintas etapas que permiten a lo largo del proceso producir un derivado distinto en cada fase, estos serán explicados al detalle más adelante.

El diseño de las refinerías está definido por procesos que permiten obtener los principales combustibles en grandes volúmenes, como gasolinas, diésel, combustible para aviones, entre otros. Sin embargo, se busca optimizarlos de tal manera que hasta los productos finales de la refinación puedan ser comercializados.

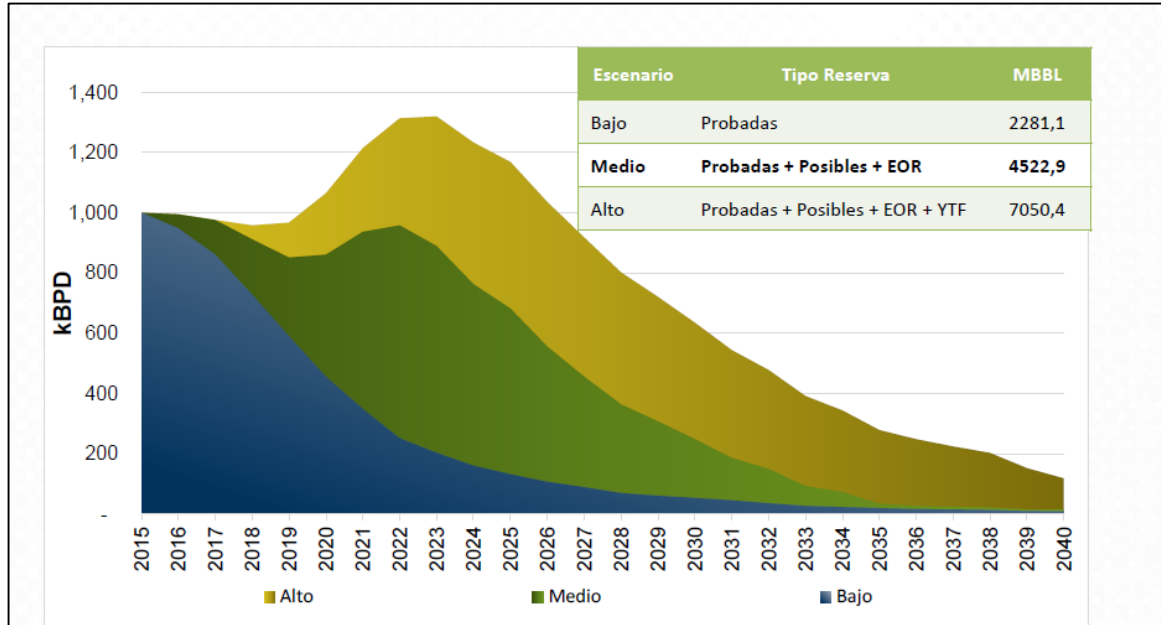
3.1 PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES EN COLOMBIA

Actualmente la producción nacional de petróleo en Colombia, se encuentra en un promedio de 854.000 Bpd, cifras estimadas al 2017, además, el país cuenta con una capacidad instalada de refinación de 431.300 Bpd (2017), lo que tendría un margen de casi un 50% de la producción nacional que estará distribuída entre exportaciones y otros.

En el plan de abastecimiento de combustibles líquidos para los años 2016-2036, de la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME, para definir la oferta de combustibles producidos al interior del país, se construye una curva de producción de petróleo proyectada hasta el año 2040. En la **Figura 22** se muestran tres posibles escenarios según la certidumbre de reservas del país. Observando el escenario medio de la UPME, para el año 2027 el país producirá cerca de 500KBpd con reservas 2P de 4522,9 MBbl ⁴².

⁴² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Proyección De Demanda De Combustibles Líquidos. Colombia. 2016.

Figura 22. Escenarios de producción de petróleo a 2040.



Fuente: UPME. [En línea] <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>

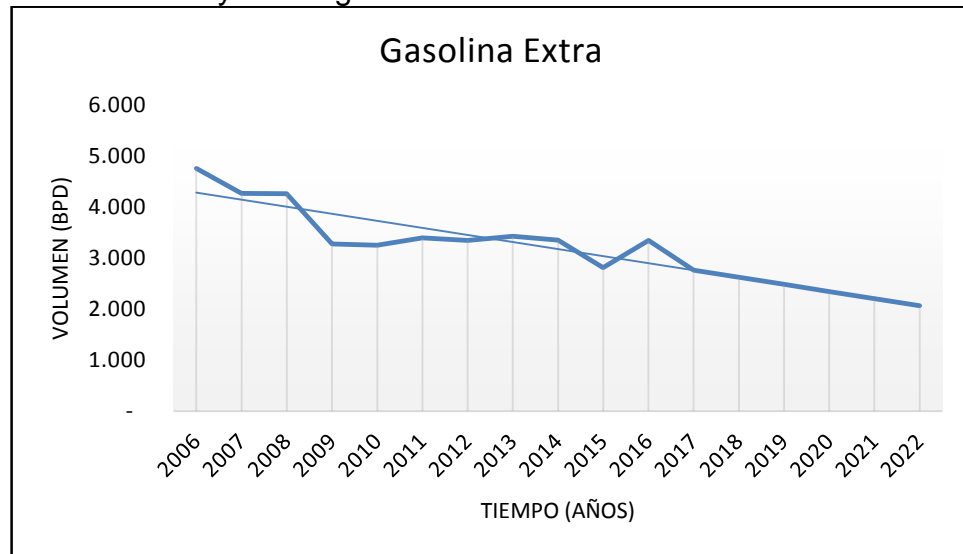
De igual manera con la información histórica suministrada por la UPME se cuantifica la producción de combustibles en el país para los últimos diez años (2006-2016) en Bpd. El valor total de la producción de combustibles para cada tipo de derivado y para cada año, corresponde a la oferta de éstos en el mercado nacional colombiano.

Con los datos sobre la **oferta de combustibles** en el mercado nacional se obtiene que para el año 2016 fue de 82.269,07 barriles, sumando el total de productos blancos (como la gasolina y diésel) y el total de productos negros (como asfaltos o bitúmenes). Para el proyecto se realizará una proyección según la tendencia para los próximos cinco años de 2017 a 2022, de tal manera que los nuevos refinadores conozcan la futura oferta de combustibles.

Esta proyección se realiza con los datos históricos de la UPME, en donde se obtiene la tendencia de la producción como se muestra en las siguientes gráficas, generando la ecuación que permite describir el comportamiento de la oferta para cada año.

La siguiente **Gráfica 2** muestra el comportamiento de la oferta para gasolina extra hasta el año 2022, con un volumen proyectado de oferta para el año 2018 de 2.627 Bpd, además, la gráfica muestra una tendencia decreciente para la oferta de este combustible lo que indica una menor competencia en el mercado para RefiBoyacá.

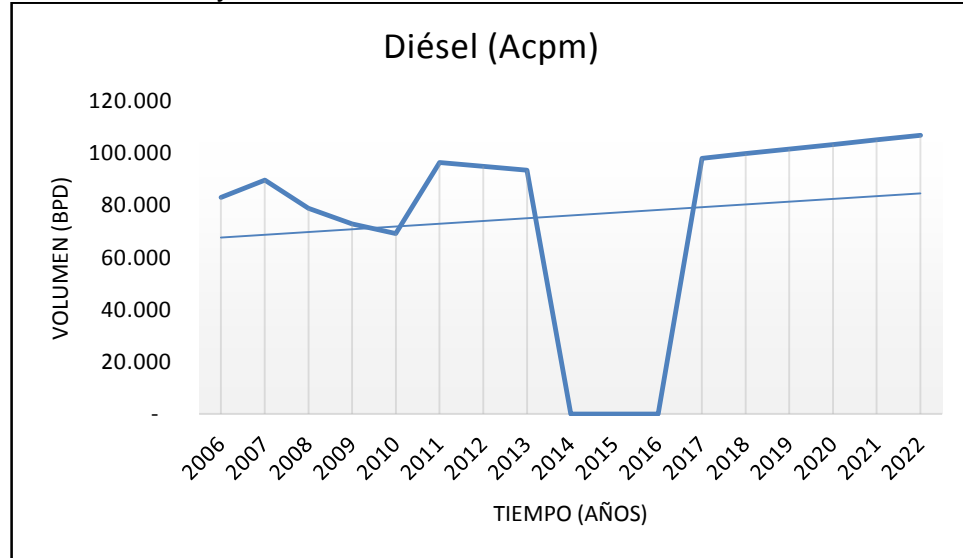
Gráfica 2. Proyección gasolina extra 2006-2022.



Fuente: UPME. [En línea] <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>. Modificado por autores.

En la **Gráfica 3** muestra el comportamiento de la oferta para el combustible diésel hasta el año 2022, teniendo para el 2018 un volumen de oferta de diésel de 99.976 Bpd, con una tendencia creciente que indica una mayor oferta impulsada por un posible mayor consumo de diésel frente a la gasolina.

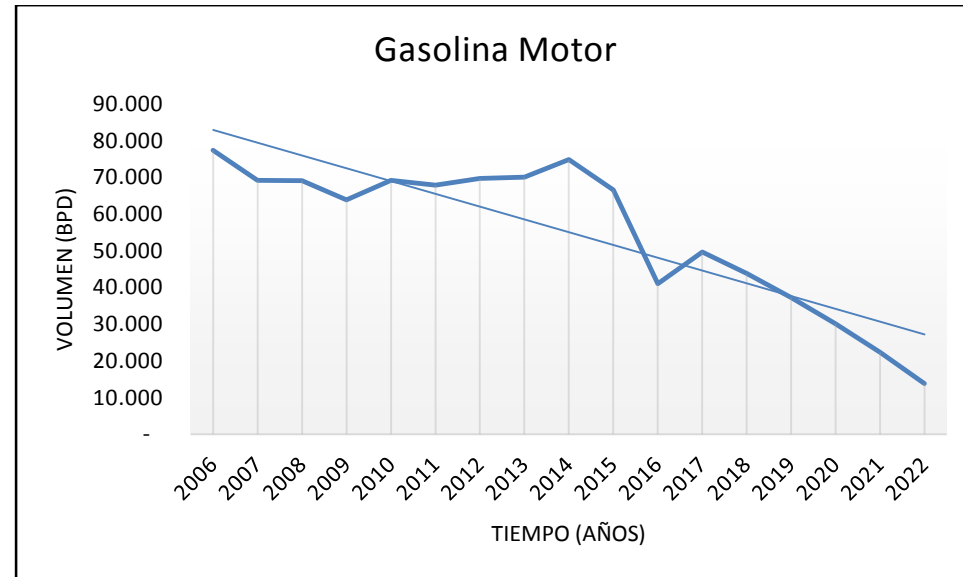
Gráfica 3. Proyección Diésel 2006-2022



Fuente: UPME. [En línea] <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>. Modificado por autores.

La **Gráfica 4** muestra el comportamiento de la oferta de gasolina motor hasta el 2022, con volumen proyectado para el 2018 de 43.822 Bpd y una tendencia según datos históricos decreciente.

Gráfica 4. Gasolina motor 2006-2022



Fuente: UPME. [En línea] <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>. Modificado por autores.

De las tres gráficas anteriores que muestran los volúmenes de oferta de los principales combustibles, se observa que el consumo de gasolinas disminuirá y migrará hacia el consumo de diésel u otras energías a través del tiempo.

A cotinuación en la **Tabla 15** se encuentran los volúmenes de los combustibles que serán de interés para este proyecto con datos históricos desde el año 2006 extrapolados hasta el año 2022, con el fin de conocer la oferta en el mercado de combustibles al momento de inicio del proyecto RefiBoyacá.

Tabla 15. Proyección de la producción combustibles 2006-2022.

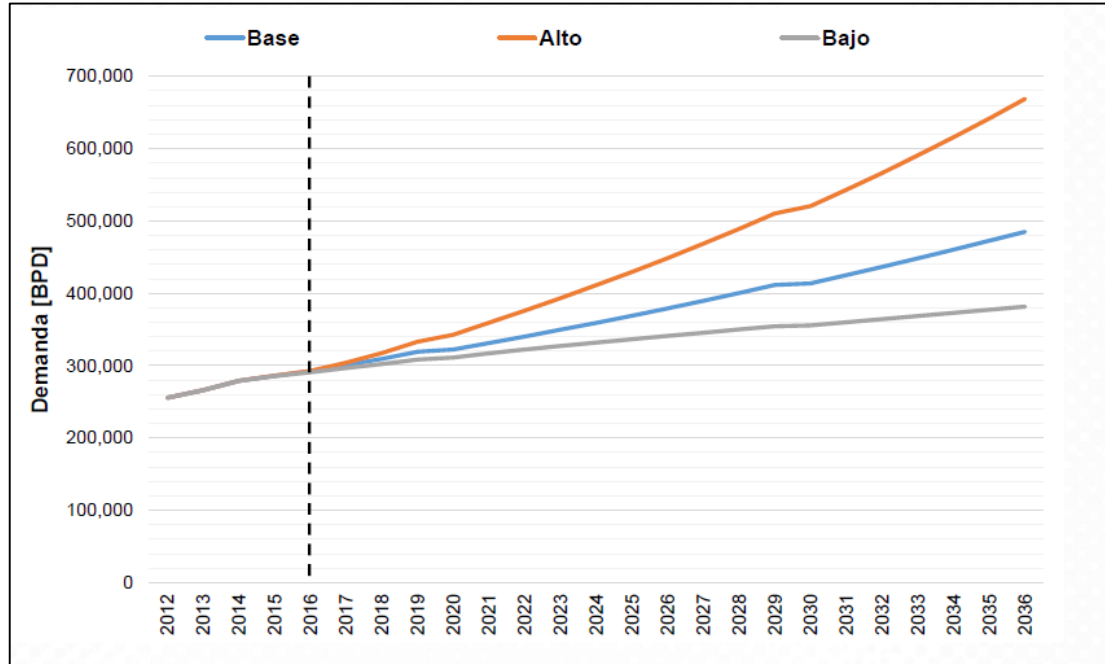
Año	Gasolina	Gasolina Motor	Diésel (ACPM)	Fuel Oil
2006	4.766	77.369	83.222	50.630
2007	4.273	69.237	89.828	56.947
2008	4.268	69.134	78.955	63.076
2009	3.282	63.905	72.957	63.076
2010	3.257	69.214	69.346	48.698
2011	3.402	67.919	96.622	52.456
2012	3.354	69.694	95.152	52.090
2013	3.433	70.093	93.567	46.755
2014	3.356	74.855	-	64.861
2015	2.819	66.565	-	58.959
2016	3.350	41.026	-	37.894
2017	2.765	49.641	98.209	49.793
2018	2.627	43.822	99.976	49.070
2019	2.488	37.335	101.743	48.347
2020	2.350	30.181	103.510	47.624
2021	2.211	22.358	105.277	46.901
2022	2.073	13.867	107.044	46.178

Fuente: Fuente: UPME. [En línea] <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>. Modificado por autores.

3.2 DEMANDA DE COMBUSTIBLES

Según el Plan de abastecimiento de combustibles líquidos de la UPME, se realizó una proyección de la demanda nacional de combustibles líquidos hasta el año 2036, en los que se consideraron tres escenarios: bajo, base y alto. En la siguiente **Gráfica 5** se muestra la proyección realizada por la UPME.

Gráfica 5. Proyección demanda de Combustibles.

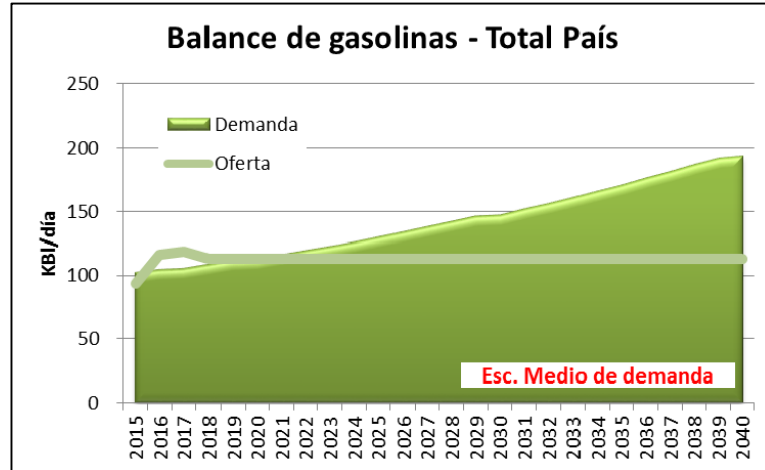


Fuente: UPME. [En línea] <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>.

De acuerdo con el anterior gráfico, para el año 2018 la demanda base de combustibles líquidos estará cerca de los 400.000 Bpd, teniendo un comportamiento creciente hacia los años subsiguientes. La UPME además presenta un balance entre la demanda y oferta de combustibles el país, teniendo como línea base un comportamiento para la oferta con tendencia estable y por el contrario una línea creciente para la demanda de combustibles, lo que indicaría que el margen entre oferta y demanda le permitiría a la compañía ingresar al mercado de manera favorable.

La primera **Gráfica 6** que se presenta hace parte del balance entre oferta y demanda para las gasolinas, es decir, gasolina extra y gasolina motor.

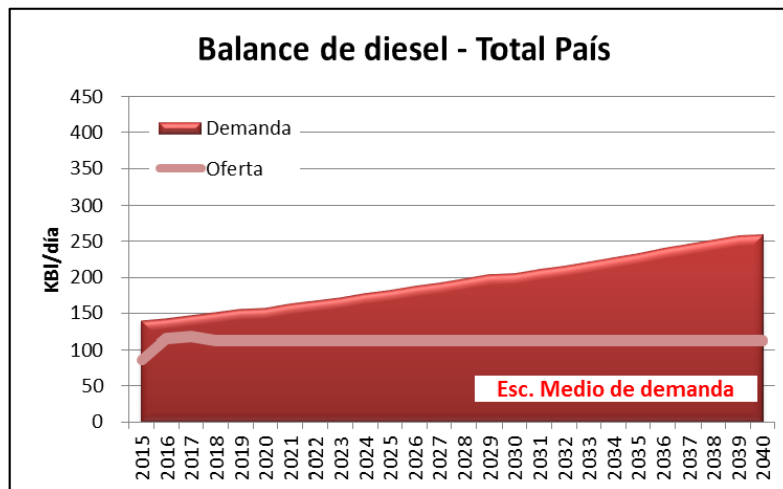
Gráfica 6. Balance de Gasolina.



Fuente: UPME. [En línea]
<http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>.

Se presenta también en la **Gráfica 7** el balance entre oferta y demanda para el diésel, que igualmente será uno de los productos de interés en este trabajo.

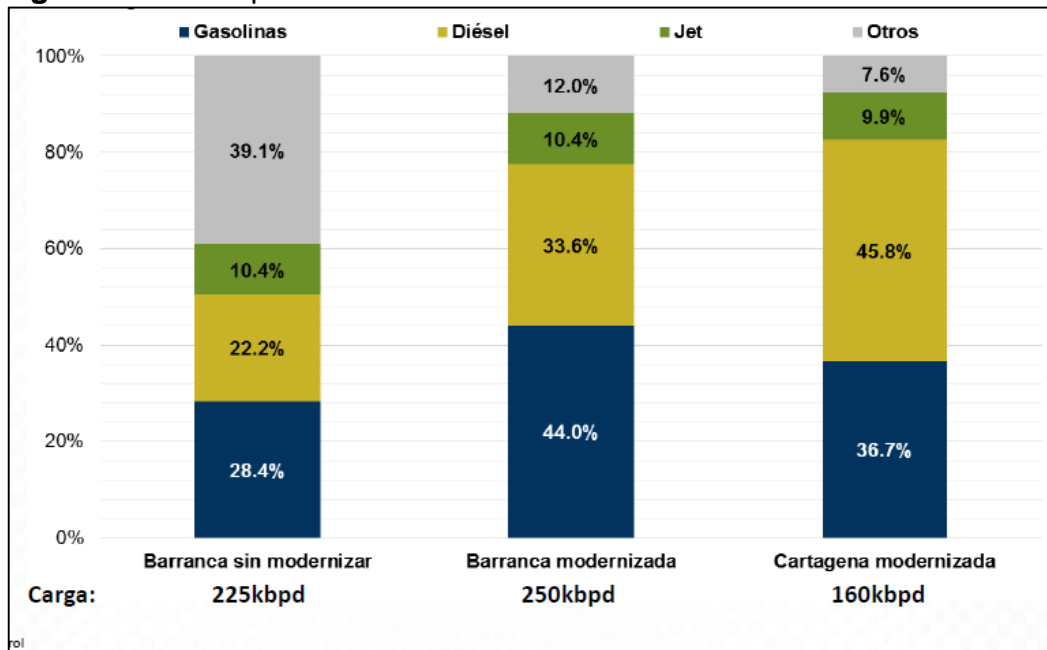
Gráfica 7. Balance de diésel.



Fuente: UPME. [En línea]
<http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>.

En la siguiente **Figura 23**, se muestra la participación en la oferta de combustibles por parte de las dos principales refinerías del país, para los derivados gasolina, diésel, jet y otros. De esta figura se puede deducir que la mayor participación en el mercado de la gasolina corresponde a la refinería de Barrancabermeja modernizada con un 44%, y para el diésel la refinería de Cartagena con 36,7% de participación.

Figura 23. Participación de las refinerías en la oferta de combustibles.



Fuente: UPME. [En línea] <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar2015.pdf>.

Por otro lado según información proporcionada por ESP ENERGY GROUP, existe una producción nacional de gasolina de 69.384 BPD y para el diésel de 116.567 Bpd, por su lado la demanda proyectada de gasolina es de 132.482 Bpd y para el diésel de 165.364 Bpd, lo que nos permite obtener de forma general una Demanda latente de 63.098 Bpd para la gasolina y de 48.797 Bpd para el diésel, de forma resumida como se muestra a continuación en la ilustración.

Gráfica 8. Demanda latente para ESP ENERGY GROUP.



Fuente: ESP ENERGY GROUP. Prefactibilidad Duitama.

3.2.1 Generación eléctrica Boyacá y Casanare. Teniendo en cuenta que uno de los objetivos de la compañía es abastecer la necesidad energética de la región, con datos del Manual estadístico de la UPME se presenta a continuación la capacidad en la **Tabla 16** de generación eléctrica por Departametro y el tipo de combustible.

Tabla 16. Capacidad de generación eléctrica Boyacá y Casanare

Capacidad de generación eléctrica para Boyacá y Casanare, según tipo de combustible (MW) 2012-2016						
Departamento	Combustible	2012	2013	2014	2015	2016
Boyacá	<i>Agua</i>	1321	1321	1327	1327	1336,7
	<i>Carbón</i>	1000	1000	1000	1000	1000
	<i>Gas</i>	321	321	327	327	327
Casanare	<i>Gas</i>	109,6	109,6	109,6	109,7	109,6

De los anteriores datos y dependiendo del contenido de gas contenido en la mezcla de hidrocarburos, el volumen de éste que sea consumido para diversos procesos en la refinería, existe una oportunidad de negocio para RefiBoyacá como un proveedor de gas para generación eléctrica en el Departamento de Boyacá.

4. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS MODULARES

En este capítulo se explica de forma general la teoría de la refinación del petróleo junto con la descripción y el funcionamiento de cada una de las unidades que posiblemente se usarán para el proyecto RefiBoyacá. Luego se encuentra desarrollada la matriz de evaluación y cada una de sus variables para seleccionar el proceso o propuesta de la empresa que se adapte más a las necesidades del proyecto a realizar en Duitama, Boyacá.

4.1 REFINACIÓN DEL PETRÓLEO

La refinación es el proceso que le da valor al petróleo crudo que ha sido producido de los yacimientos, sometiéndolo a procesos físicos y químicos para obtener derivados que son usados en diversas industrias, como lo es la petroquímica, automovilística, cosmética, entre otras. La refinación del petróleo principalmente se lleva a cabo mediante un proceso físico que busca separar las diferentes fracciones clasificándolas por sus diferentes temperaturas de ebullición, este proceso se llama destilación, del cual se obtienen diferentes derivados como lo muestra la **Tabla 17**.

Tabla 17. Fracciones de la destilación del petróleo

Producto	Intervalo aproximado de ebullición	
	°F	°C
Gas	30-180	0-82
Destilados ligeros		
-Gasolina	80-380	27-193
-Naftas	200-450	82-232
-Combustible de avión	180-450	82-232
-Queroseno	350-550	177-288
Aceites de calefacción ligeros	400-600	204-316
Destilados intermedios		
-Fuelóleo	480-750	249-399[]
-Diésel	380-650	193-343
-Fuelóleo pesado	550-800	288-427
Destilados pesados		
-Aceites lubricantes	600-1000	316-538
-Parafinas	>625	>330
Fondos de destilación		
-Aceites lubricantes	>900	>430
-Asfalto	>900	>430
-Residuo (coque)	>900	>430

Fuente: MONDRAGÓN, Jaime. Universidad autónoma de México (1994). Modificado por autores.

Los derivados de mayor importancia son los combustibles; sin embargo, solamente con un proceso físico como la destilación no es suficiente para obtener combustibles comercializables. Es por esto que a los derivados de la destilación se les debe someter a procesos físicos y químicos adicionales para poder producir combustibles que cumplan con los requerimientos para ser vendidos. La clasificación de los procesos según su función es la siguiente⁴³:

- Destilación: Separa las fracciones del crudo en sus diferentes fracciones para un futuro procesamiento.
- Conversión: Descompone las fracciones pesadas en más livianas para un futuro procesamiento o ser usado para mezclar con gasolina. Los más usados son el craqueo catalítico, hidrocrqueo catalítico y coquización.
- Mejoramiento: Reacomoda estructuras moleculares para mejorar las propiedades de la gasolina o diésel, entre los cuales se encuentra la reformación catalítica y alquilación.
- Tratamiento: Remueve heteroátomos, metales, sólidos y/o compuestos aromáticos de los destilados. El hidrotreatmento e hidroprocesamiento son los procesos de tratamiento más usados.

Los proyectos de refinería exigen una gran inversión de capital y esta inversión depende del tipo de refinería que se quiera construir, esto va ligado a los productos que se quieran obtener debido a que unos exigen mayor inversión de capital, mientras que otros se obtienen con procesos sencillos y de baja inversión de capital. Cada refinería es única ya que se diseña según los crudos posibles a refinar en la región y los derivados a producir, por lo que se adapta según las necesidades del comprador.

Existen cuatro tipos de refinerías clasificadas por los fabricantes de los equipos, estas son⁴⁴:

- *Topping* o atmosférica: Estas refinerías solo poseen unidades de destilación atmosférica para obtener los primeros derivados fraccionados como lo son las naftas, queroseno, gasolina de bajo octanaje, gasóleos, fuelóleos y petróleo residual. No se obtienen productos con la calidad suficiente para ser comercializables y tampoco se tratan los contaminantes al no tener un proceso de tratamiento.
- *Hydroskimming*: Estas refinerías poseen unidades de destilación junto con unidades de tratamiento de contaminantes y reformación catalítica, esto permite la producción de combustibles de mayor calidad y con bajo contenido de contaminantes. Además, estas refinerías pueden procesar crudos altos en

⁴³ MATHPRO. An Introduction to Petroleum Refining and the Production of Ultra Low Sulfur Gasoline and Diesel Fuel. 2011. p. 13-14.

⁴⁴ Ibid., p. 16.

azufre. Son usadas para principalmente producir gasolina y no alteran los patrones de rendimiento natural del crudo.

Este tipo de refinerías son las más frecuentes para ser fabricadas con tecnología modular, esto se debe a que su diseño se especializa en la producción de combustibles de alta demanda, los cuales no exigen procesos altamente complejos ni costosos para producirlos. Además el espacio y el arreglo de los equipos para este tipo de refinería permiten que se pueda construir en módulos separados y luego ser instalados de forma más sencilla en la locación del proyecto.

- **Conversión:** Estas refinerías poseen todas las unidades de la anterior y, sumado a esto, tienen unidades de conversión como la del craqueo catalítico y/o hidrocrqueo catalítico, las cuales permiten alterar los patrones de rendimiento natural del crudo. Las refinerías de conversión producen gran variedad de combustibles de alta calidad, y además producen materias primas para la industria petroquímica e hidrocarburos pesados como el asfalto y combustible residual.
- **Conversión profunda:** Son de conversión profunda debido a que realizan todos los procesos al igual que la de conversión; sin embargo, esta refinería puede procesar los hidrocarburos pesados como el asfalto y combustibles residuales en la unidad de coquización para poder obtener derivados que son materia prima de otros procesos dentro de la refinería, permitiendo una total conversión y aprovechamiento del crudo que se procesa. Exigen la mayor inversión de capital a comparación de todas las refinerías y es la más compleja.

4.1.1 Unidades de refinación. A continuación se realizará una breve explicación de cada unidad que opera en la refinería con sus respectivas materias primas y productos que se obtienen.

4.1.1.1 Desalinización de crudo. Antes de que el crudo ingrese a alguno de los procesos de refinación se debe asegurar que cumpla con las condiciones requeridas para evitar problemas durante su procesamiento como lo son la corrosión en las tuberías, el daño a los tubos de fuego de los calentadores, el envenenamiento de los catalizadores, entre otros.

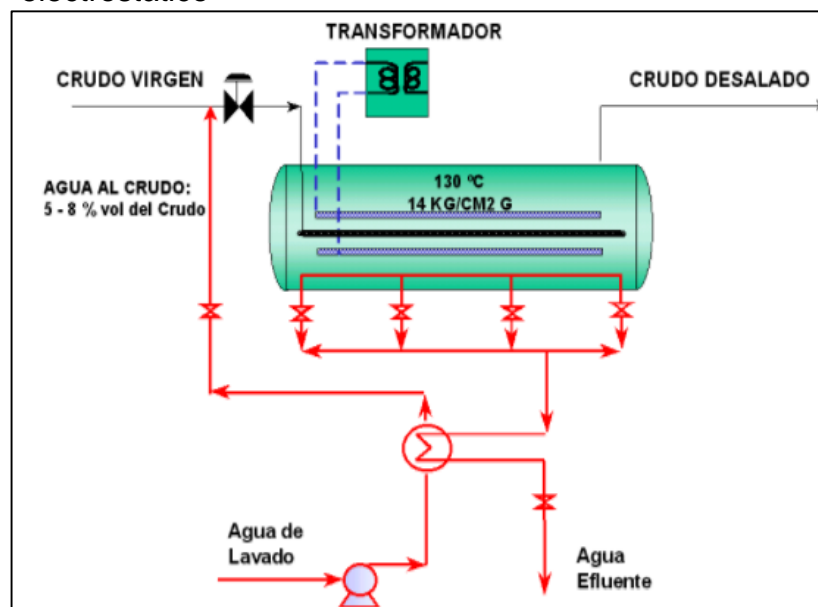
El proceso de desalinización es un proceso de tratamiento, el cual tiene como objetivo retirar la suficiente cantidad de sales para que este pueda ser procesado por la siguiente unidad. Esto se realiza debido a que el crudo trae un contenido de sal que a veces no cumple con los requerimientos de la refinería, usualmente se usa como referencia que un crudo con contenido de sal mayor a 10lb/1000bbl debe ser desalinizado⁴⁵.

⁴⁵ JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Refinery Feedstocks. En: Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA: CRC Press, 2007. p. 59.

Para desalinizar el crudo se le realiza un lavado con agua fresca y, si es necesario, un rompedor de emulsión, para que luego esta mezcla entre a un tratador electrostático que opera con mallas que pueden ser AC y DC, o solo AC. El tratador electrostático crea un campo eléctrico que es capaz de romper la emulsión en el crudo mediante la reagrupación de gotas de agua hasta que sean lo suficientemente pesadas para caer por el efecto de la gravedad. Si el crudo tiene un contenido mayor a 20lb/1000bbl de sal se necesita una unidad de desalinización de dos etapas, en el cual hay dos tratadores electrostáticos.

Las sales en el crudo se encuentran disueltas en el agua emulsionada, por lo cual, retirar el agua por lavado se traduce en una reducción del contenido de sales, sumado a esto, el tratador resulta retirando una cantidad importante de sólidos y algunos metales responsables del envenenamiento de los catalizadores usados en procesos aguas abajo.

Figura 24. Desalinizador del crudo con tratador electrostático



Fuente: RepsolYPF [En línea] < <http://gustato.com/petróleo/destilacion.html>>

4.1.1.2 Destilación atmosférica o Topping. La destilación atmosférica es el proceso en el cual se calienta el crudo hasta volatilizar sus diferentes fracciones para luego ser separadas según su punto de ebullición. La torre fraccionadora de este proceso opera bajo presión atmosférica o levemente por encima de esta presión, siendo este proceso uno de los más básicos y esenciales para la refinería.

El petróleo que viene tratado del proceso de desalinización pasa por una serie de intercambiadores de calor para llevar su temperatura hasta aproximadamente 550°F, sumado a esto, entra a un calentador el cual se diseña para tener una temperatura de salida igual a la temperatura de burbuja del petróleo. Calentar el crudo tiene como objetivo volatilizar todas las fracciones y separarlas mediante el uso de bandejas ubicadas a una altura específica para atrapar y condensar un fluido que pertenezca a un rango de punto de ebullición específico, siendo entre 30 y 50 el número de bandejas usadas en la torre fraccionadora⁴⁶.

En la torre fraccionadora siempre se obtienen productos de fondo o residuales, los cuales pudieron volatilizarse durante su calentamiento y ascendieron con los livianos hasta el tope de la torre, por lo cual, se busca condensar los productos del tope para separar los hidrocarburos pesados y ser usados para la recirculación. Esta recirculación o reflujo de los hidrocarburos pesados resulta en una mejora de la calidad de los productos obtenidos debido a que el líquido en contracorriente condensa a otros hidrocarburos pesados que estén subiendo con los livianos, asegurando así una operación eficiente de la torre fraccionadora y una obtención de productos con mayor calidad⁴⁷.

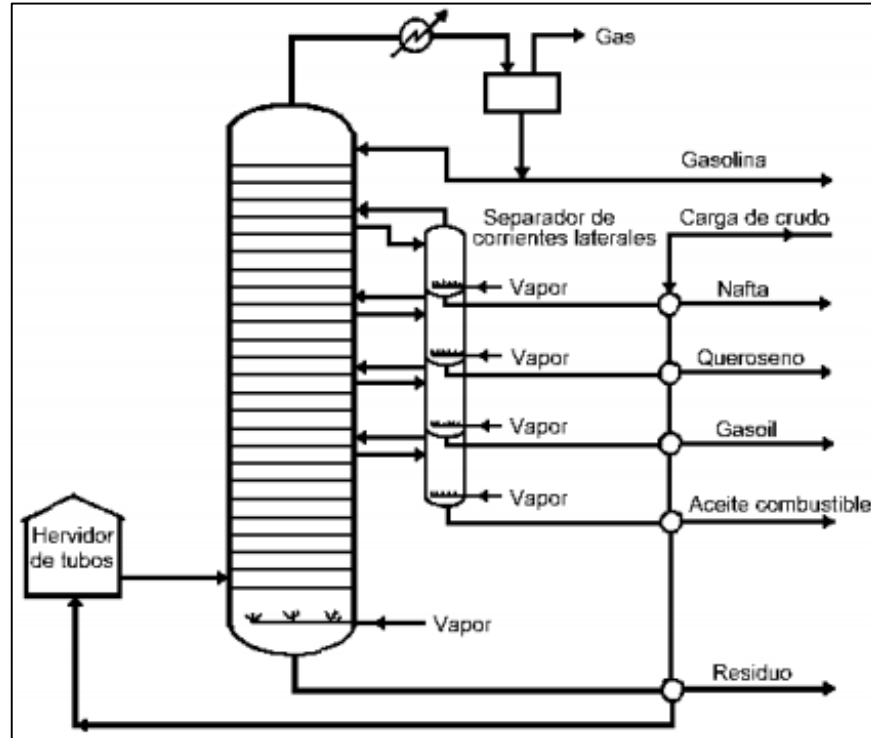
El producto del tope de la torre suele ser gas húmedo, el cual se deshidrata y se envía a una unidad de recuperación de LPG debido a su contenido de butanos y propanos. Las fracciones que sirven para gasolina se obtienen como naftas livianas y pesadas, o más conocidas como LSR (Light straight-run naphta) y HSR (Heavy straight-run naphta) respectivamente, las cuales necesitan procesos adicionales para poder ser comercializadas. Otros productos obtenidos por debajo de las naftas son el queroseno y los gasóleos. Los gasóleos se usan para obtener diésel y se obtienen en forma liviana y pesada, o más conocidos como LAGO (Light atmospheric gas oil) y HAGO (Heavy atmospheric gas oil) respectivamente. Por último la fracción que no se volatilizó con las temperaturas de operación se le llama producto de fondo o petróleo residual, quedando en el fondo de la torre, el cual necesita ser destilado bajo condiciones más severas para poder obtener productos comercializables⁴⁸.

⁴⁶ JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Crude Destillation. En: Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA: CRC Press, 2007. p. 82.

⁴⁷ Ibid., p. 82-84.

⁴⁸ JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Refinery Feedstocks, Op. cit., p. 64.

Figura 25. Proceso de destilación atmosférica



Fuente: MONDRAGÓN, Jaime. Asesoría universidad autónoma de México (1994), [En línea] < <http://asesorias.cuautitlan2.nam.mx/organica/directorio/jaime/petroleo.pdf> >

Los productos obtenidos dependen de las especificaciones de la torre fraccionadora, bandejas, temperatura, entre otras. Además, se suelen usar separadores de corrientes laterales los cuales se encargan de separar aún más los productos obtenidos de la torre, obteniendo mayor rango de destilados.

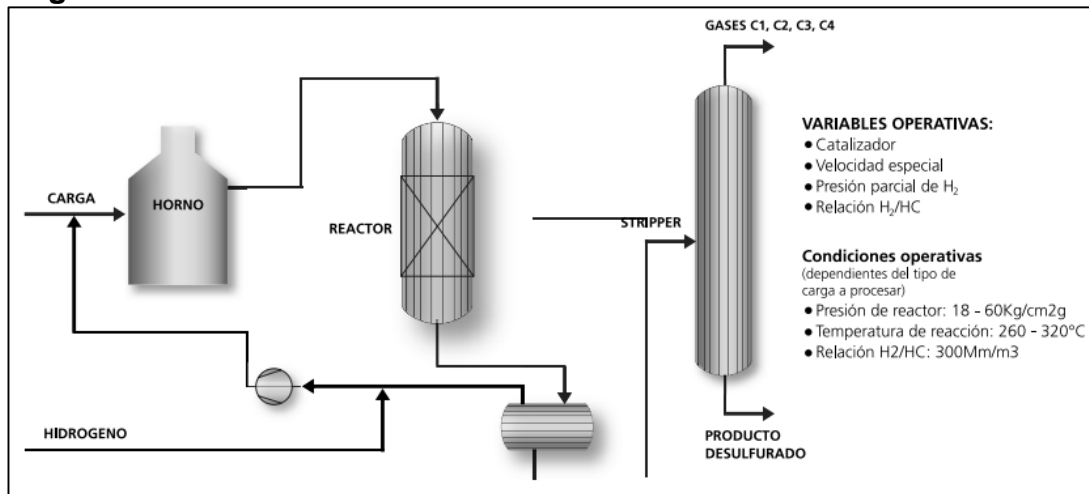
4.1.1.3 Hidrotratamiento. El hidrocrqueo catalítico, hidroprocesamiento e hidrotratamiento son procesos similares, sin embargo, los diferencia el enfoque que toman para tratar o convertir los productos. Mientras que el hidrocrqueo se enfoca en descomponer los hidrocarburos y saturar olefinas, el hidrotratamiento se enfoca en remover contaminantes como el nitrógeno y azufre. El hidroprocesamiento es un proceso que hace como punto intermedio, en donde descompone los hidrocarburos y retira contaminantes.

La función de este proceso, como ya fue explicada anteriormente, es tratar y estabilizar los destilados obtenidos de otros procesos ya sea para cumplir con las condiciones de entrada a otro proceso o las condiciones de venta finales.

El proceso de desulfuración consiste en mezclar la corriente de entrada con hidrógeno y calentar la mezcla a una temperatura entre 700°F y 800°F, para luego ser ingresada al tope del reactor que contiene un lecho fijo de catalizador. En el

reactor se produce H_2S , NH_3 , hidrocarburos saturados y metales libres que se adhieren a la superficie del catalizador. Después del reactor sigue un separador de hidrógeno para poder obtener el hidrógeno y en otro separador bifásico se obtienen los gases livianos C_3^- mezclados con el H_2S , y un líquido que se fracciona para remover el agua ácida y obtener el producto desulfurado ⁴⁹.

Figura 26. Proceso de hidrotratamiento.



Fuente: RIBOLLI, Beninin; SANTO, Roberto. Refinación del petróleo: Parte 1. 1ª ed. CABA: Fund. YPF, 2011. [En línea] < http://www.fundacionypf.org/publicaciones/Educacion/EDUCACION_FET_Actualizacion_Tecnologica_3.pdf >

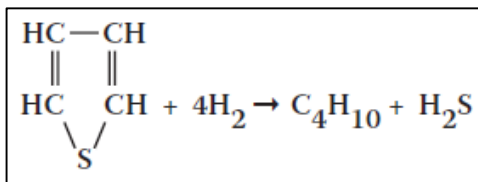
Como catalizador se suelen usar los sulfuros de cobalto o níquel con sulfuros de molibdeno en alúmina. Los dos catalizadores retiran todo tipo de contaminantes, sin embargo, el de cobalto retira en mayor parte el azufre, mientras que el de níquel reduce en mayor parte el nitrógeno y los anillos aromáticos. Las reacciones y productos que se obtienen en el reactor del hidrotratamiento son⁵⁰:

- Desulfuración: obtención de sulfuro de hidrógeno (H_2S) mediante la reacción de los mercaptanos, tiofenos, sulfuros y disulfuros. La **Figura 27** muestra la reacción química de deshidrogenación del tiofeno para poder retirarle el azufre en forma de sulfuro de hidrógeno y obtener como resultado al butano.

⁴⁹ JAMES H, Gary; GLENN E, Handwerk y MARK J, Kaiser. Hydrotreating. En: Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA: CRC Press, 2007. p. 197.

⁵⁰ Ibid., p. 198-200.

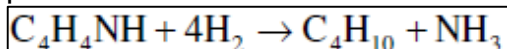
Figura 27. Deshidrogenación del tiofeno



Fuente: JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA.

- Desnitrogenación: obtención de amoniaco (NH_3) mediante la reacción de los pirroles y pirimidinas. La **Figura 28** muestra la reacción química de desnitrogenación del pirrol para retirarle el nitrógeno en forma de amoniaco y obtener como resultado al butano.

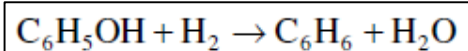
Figura 28. Desnitrogenación del pirrol



Fuente: JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA.

- Desoxidación: obtención de agua (H_2O) mediante la reacción de los fenoles y peróxidos. La **Figura 29** muestra la reacción química de desoxidación del fenol para retirarle el oxígeno en forma de agua y obtener como resultado al benceno.

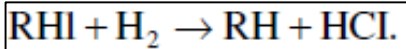
Figura 29. Desoxidación del fenol



Fuente: JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA.

- Deshalogenación: obtención del ácido clorhídrico (HCl) mediante la reacción de los cloruros. La **Figura 30** muestra la reacción química de un hidrocarburo asociado con un halógeno para poder retirárselo en forma de ácido clorhídrico y obtener como resultado al hidrocarburo deshalogenado.

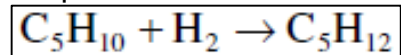
Figura 30. Deshalogenación de los hidrocarburos



Fuente: JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA.

- Hidrogenación: obtención de parafinas mediante la reacción de las olefinas. La **Figura 31** muestra la reacción química de hidrogenación del penteno para poder obtener pentano.

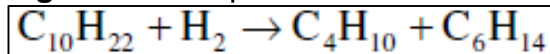
Figura 31. Hidrogenación del penteno



Fuente: JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA.

- Hidrocraqueo: obtención de hidrocarburos livianos mediante la reacción de los hidrocarburos pesados. La **Figura 32** muestra la reacción química de hidrocraqueo del decano para poder obtener dos cadenas más cortas, el butano y hexano respectivamente.

Figura 32. Craqueo del decano



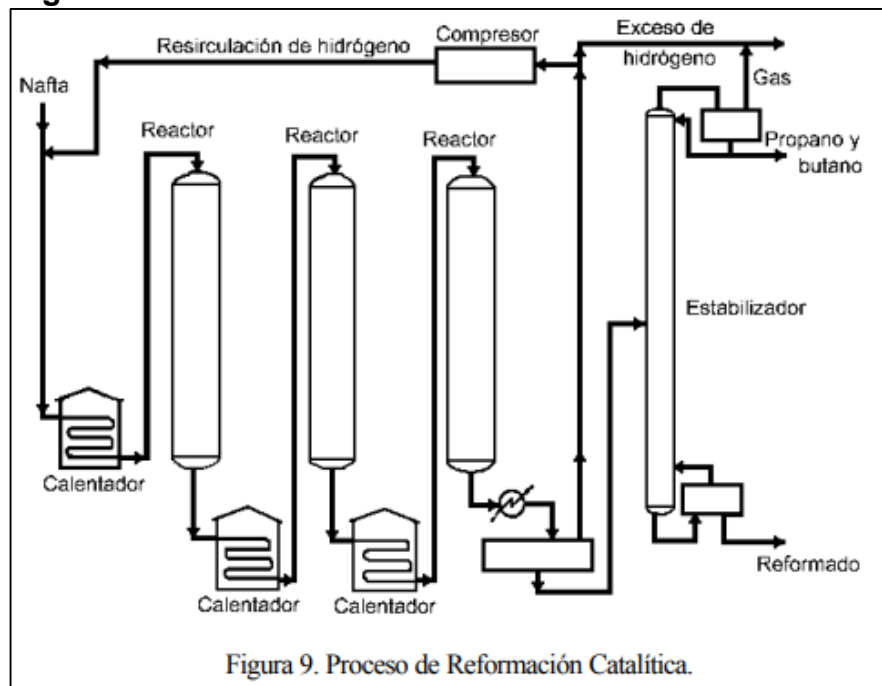
Fuente: JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA.

4.1.1.4 Reformación catalítica. La reformación catalítica es un proceso de mejoramiento que busca aumentar la calidad de la gasolina mediante la conversión de los compuestos de bajo octanaje a unos de mayor octanaje. Esto se logra mediante la conversión de las naftas pesadas (HSR) y naftas del hidrocraqueo en compuestos de alto octanaje como isoparafinas, naftenos, olefinas y aromáticos. Los compuestos aromáticos resultan en un aumento del octanaje de la gasolina, sin embargo, solo se puede convertir una parte debido a las limitaciones ambientales y problemas que traen estos compuestos al ser liberados a la atmosfera.

El proceso consiste en mezclar la corriente de destilados con hidrogeno y luego ser mezclados a una temperatura que va de 925°F a 975°F para que ingresen al

reactor y reaccionen con el catalizador que suele ser platino apoyado por alúmina. Esta mezcla pasa por 3 o 4 reactores operando a presiones de 50 a 350 psig y siempre hay un calentador antes del reactor para asegurar la temperatura de entrada. No obstante, como en el primer reactor ocurren las reacciones más importantes, que es la hidrogenación de los naftenos a aromáticos, en los siguientes no es necesario un gran aumento de la temperatura debido a que la tasa de reacción es más lenta y el diámetro de los reactores aumenta. Luego de salir del último reactor, se le retira el hidrógeno a la corriente de los hidrocarburos para poder ser tratado y reciclado al inicio del proceso, y por último, los hidrocarburos se condensan e ingresan en un separador para retirar el gas, el cual es enviado a una planta de gas para ser desbutanizado, y se obtienen los líquidos reformados⁵¹.

Figura 33. Proceso de reformación catalítica.



Fuente: MONDRAGÓN, Jaime. Asesoría universidad autónoma de México (1994), [En línea] <http://asesorias.cuautitlan2.unam.mx/organica/directorio/jaime/petroleo.pdf>

En los reactores ocurren reacciones de deshidrogenación de naftenos a aromáticos, isomerización de parafinas a isoparafinas y reacciones de hidrocrqueo que ocurren de forma muy lenta y son responsables de obtener butanos y parafinas livianas. Los productos de este proceso son compuestos de

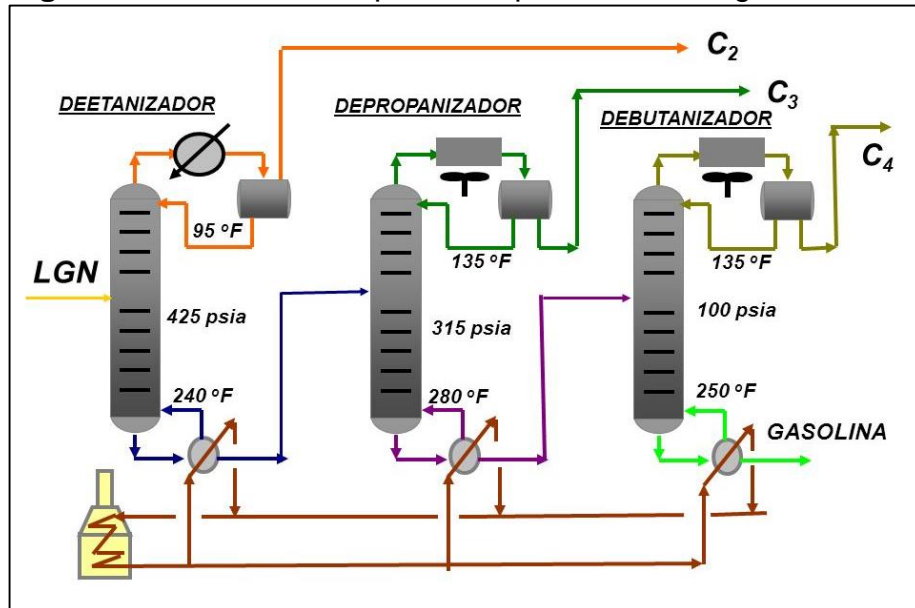
⁵¹ JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Catalytic Reforming and Isomerization. En: Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA: CRC Press, 2007. p. 214-216.

mayor octanaje como lo son las parafinas, naftenos, aromáticos e hidrógeno, el cual es usado por otros procesos de la refinería como el hidrocraqueo.

4.1.1.5 Planta de procesamiento de gas. La principal función de esta planta es obtener de forma separada el gas combustible (compuesto de metano y etano), el propano, butano y nafta.

Los gases de entrada para la planta de procesamiento de gas son los obtenidos en los demás procesos de la refinería encontrados en los toques de las columnas de fraccionamiento, condensadores, reactores, y otras unidades en las que se separan los gases de los líquidos. Estos gases se encuentran a bajo presión que va de 0 a 20psig y son comprimidos hasta 200psig para ser tratados. El primer proceso ocurre en la columna deetanizadora, en la cual se obtiene un gas compuesto de etano, metano junto con unos compuestos pesados que luego se les retira en la columna esponja, llamada de esta forma debido a que absorbe los hidrocarburos pesados de esta corriente resultante. El gas del fondo entra a una columna debutanizadora en donde se le retira los propanos y butanos a este gas y en el fondo se obtiene una nafta que debe ser tratada y/o reformada para aportar al octanaje de la gasolina. El gas resultante de la columna debutanizadora es re direccionado a una columna depropanizadora, en la cual se obtiene el propano y butano de forma separada⁵².

Figura 34. Proceso de la planta de procesamiento gas



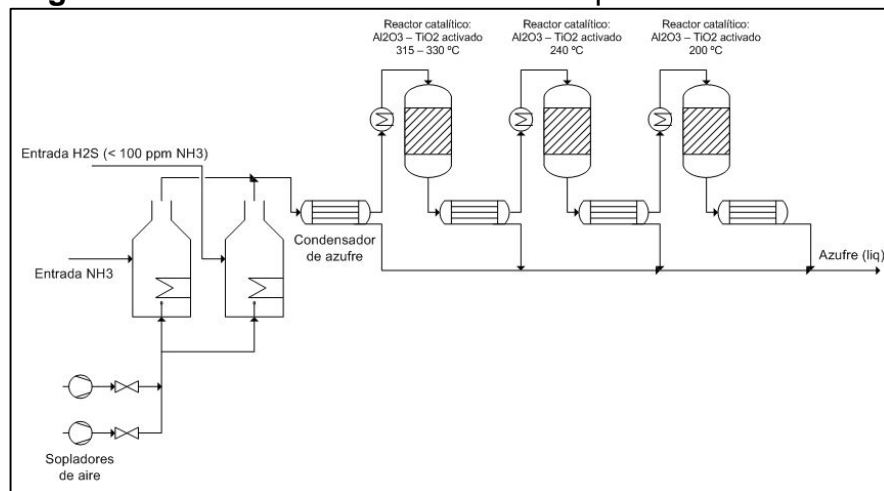
Fuente: Repsol YPF, Venezuela, 2002.

⁵² JAMES H, Gary; GLENN E, Handwerk y MARK J, Kaiser. Supporting Processes. En: Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA: CRC Press, 2007. p. 278-280.

4.1.1.6 Unidad de recuperación de azufre. El proceso más usado para convertir sulfuro de hidrógeno a azufre elemental es el proceso de Claus modificado, en el cual se realiza primero una combustión parcial del gas ácido y este gas es pasado por una serie de reactores con catalizadores en alúmina que convierten el dióxido de azufre obtenido de la combustión y el ácido sulfhídrico restante en azufre elemental que se retira de forma líquida.

El gas ácido primero entra a una cámara de reacción en la cual viene integrado un calentador para llevar a cabo la combustión a temperaturas que van hasta los 500°F. Luego de la combustión, al gas se le retira parte de su calor en un intercambiador de calor para asegurar una buena operación de este en los reactores. El gas ácido caliente entra a un reactor para que ocurra la reacción con el catalizador y se genere azufre elemental, para luego entrar a un condensador y obtener el azufre en forma líquida. Típicamente se usa de dos a tres arreglos de reactor-condensador para retirar más del 95% del azufre en el gas, esto significa que luego de que el gas pase por un reactor y un condensador, este entrará a otro reactor y otro condensador, teniendo en cuenta que cada uno de los arreglos deben tener las condiciones adecuadas para evitar una formación mayor de la deseada del azufre para evitar la contaminación del catalizador y el taponamiento de los equipos por solidificación del azufre ⁵³.

Figura 35. Proceso de la unidad de recuperación de azufre



Fuente: MARTÍNEZ, Flor; CHAMATE, Héctor. Hidrotratamiento y tratamiento de gases ácidos. Universidad Simón Bolívar. Venezuela, 2015.

4.1.2 Contaminantes del proceso. El petróleo no solo es una mezcla de hidrocarburos, también trae consigo compuestos que se asociaron con heteroátomos, es decir, cualquier átomo exceptuando al carbono o hidrógeno. Estos compuestos pueden modificar las propiedades tanto físicas como químicas

⁵³ Ibid., p. 283-289.

de toda la mezcla y pueden perjudicar al proceso de refinación desde la eficiencia de cada equipo hasta la integridad de los materiales. Los heteroátomos encontrados durante el proceso se describen a continuación.

4.1.2.1 Azufre. El azufre en el crudo se puede encontrar de forma inorgánica como el ácido sulfhídrico y sulfuro de carbonilo, o en compuestos como los mercaptanos y tiofenos, en los cuales el azufre se asoció con los hidrocarburos. Su contenido en porcentaje de peso del crudo suele estar entre el 0,05% y el 10%⁵⁴, siendo estos unos compuestos que aumentan la densidad del crudo, por lo que se suele atribuir un alto contenido de azufre a los crudos pesados y extra pesados.

El azufre es un contaminante usual pero indeseado debido a que posee un olor desagradable, puede dañar los catalizadores de los procesos catalíticos y el SO₂ producido durante la combustión puede dañar las tuberías y las paredes internas de los equipos. Por estas razones es que se busca disminuir su cantidad durante la refinación mediante el uso de unidades de hidrotratamiento o hidroprocesamiento hasta los niveles aceptados por la ley.

4.1.2.2 Oxígeno. El oxígeno en el crudo se encuentra asociado con los hidrocarburos para formar compuestos como los fenoles, furanos, benzofuranos, ácido carboxílico y ésteres. Su contenido en porcentaje de peso del crudo no suele ser mayor al 1%, de lo contrario, será mayor si el crudo se mantuvo expuesto a la atmósfera⁵⁵.

Estos compuestos, aunque en pocas cantidades, son los responsables de la acidez del crudo y la corrosión de los metales en el proceso.

4.1.2.3 Nitrógeno. Los compuestos de nitrógeno se encuentran en el petróleo crudo en pequeñas cantidades que van desde el 0,1% hasta el 2%, aun así, estas cantidades crean problemas durante la refinación debido a que dañan los catalizadores y causan la producción de una goma indeseable junto con derivados altamente volátiles, en vez de derivados como la gasolina y diésel. Además, son más estables que los compuestos de azufre, por lo cual son de mayor complejidad para retirarlos del crudo.

El contenido de nitrógeno va ligado con la cantidad de resinas y asfaltenos del crudo, esto se debe a que los crudos asfálticos se les atribuyen un alto contenido de nitrógeno. Estos compuestos siempre se obtienen en las fracciones de alto punto de ebullición (>280°F) y siempre se busca retirarlos de los destilados mediante el uso de una unidad de hidrotratamiento o hidroprocesamiento⁵⁶.

⁵⁴ JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Refinery Feedstocks, Op.cit., p. 58.

⁵⁵ MOHAMED A,Fahim; TAHER A,Al-Sahhaf y Amal Elkilani. Refinery Feedstocks and Products. En: Fundamentals of Petroleum Refining. 1ra ed. Amsterdam: Elsevier, 2010. p. 17-18.

⁵⁶ JAMES H,Gary; GLENN E,Handwerk y MARK J,Kaiser. Refinery Feedstocks, Op.cit., p. 59.

4.1.2.4 Metales. Los metales, al igual que el nitrógeno, se encuentran en pocas cantidades dentro del petróleo crudo, pero estas cantidades pueden envenenar los catalizadores de los procesos catalíticos, lo cual causa que se produzca más coque y gas que gasolina, además, el uso de combustibles con trazas de metales deja como residuo una ceniza que daña partes internas de los motores y rotores, generando corrosión y deteriorando el desempeño del proceso en general. Por estos problemas y muchos más es importante reducir el contenido de metales a un nivel en el que no tenga efectos dañinos⁵⁷.

Estos se pueden encontrar de tres maneras dentro el crudo, la primera son como sales disueltas en el agua emulsionada dentro del petróleo, las cuales se retiran durante el proceso de desalinización del crudo; como compuestos organometálicos que actúan como jabones y mantienen estable la emulsión entre el petróleo y el agua, y por último, se encuentran asociados con pirroles. El vanadio, cobre, níquel y hierro son los metales que se suelen encontrar en el crudo y son los responsables de perjudicar a los procesos catalíticos⁵⁸.

El vanadio es el metal que se encuentra en mayor concentración a comparación de los demás, seguido por el níquel y luego en menor cantidad las sales. Estos metales se encuentran en las fracciones más pesadas, pero varios se logran volatilizar con las fracciones livianas, por lo cual durante el proceso de refinación se deben hacer procesos adicionales para tratar los derivados resultantes de la destilación y retirarle los contaminantes.

4.1.2.5 Asfaltenos. Los asfaltenos son sólidos friables de color oscuro obtenidos en las fracciones de mayor punto de ebullición. Están compuestos por capas de aromáticos polinucleares enlazados por cadenas saturadas⁵⁹.

La densidad API es afectada directamente por los asfaltenos debido a que en ellos se encuentran los hidrocarburos más pesados y heteroátomos como el azufre, nitrógeno y metales descritos previamente. El uso de solventes compuestos de cadenas parafínicas cortas causa que se precipiten parafinas más pesadas, es por esto que el propano y butano se usan de forma comercial para retirar los asfaltos de varios lubricantes⁶⁰.

Durante la refinación siempre se busca eliminarlos, o en otros casos, convertirlos a livianos, sin embargo, no resulta muy rentable debido a la complejidad de los procesos usados para poder tratarlos.

⁵⁷ Ibid., p. 60.

⁵⁸ Ibid., p. 60.

⁵⁹ MOHAMED et al. Refinery Feedstocks and Products, Op. cit., p. 19-20.

⁶⁰ Ibid., p. 19-20.

4.1.2.6 Resinas. Su peso molecular varía en un rango de 500 a 1.000 y son las responsables de disolver y estabilizar las moléculas sólidas de asfaltenos en el crudo, esto se logra debido a que las resinas rodean a los asfaltenos, por lo tanto, la cantidad de resinas suele ser mayor a la cantidad de asfaltenos ⁶¹. Su aspecto suele ser el de una cera y son las responsables de taponar las tuberías y perjudicar a los procesos de refinación debido a la capa de cera que queda flotando en la superficie del líquido.

4.2 REFINACIÓN MODULAR

Previamente se hizo una descripción de cómo se clasifican los procesos de las refinerías, y según estos procesos se puede realizar una clasificación de las refinerías para conocer los derivados y el potencial de conversión del crudo que poseen, es decir, el porcentaje del barril de petróleo que la refinería puede aprovechar para producir derivados de mayor demanda en el mercado.

Otra clasificación de las refinerías es según su construcción. Usualmente para construir una refinería se debe prefabricar todas las partes fuera de la locación en la que se va a instalar, para luego ser transportadas e iniciar la construcción en sitio con un gran número de personal calificado y mano de obra, llevando a que el tiempo para poner en operación la refinería sea extenso. Este tipo de construcción se clasifica como convencional y es muy utilizada para refinerías con una capacidad de procesamiento alta, esto se debe a que el diseño de los equipos para esos volúmenes exige que sean de gran altura y/o de gran diámetro. Además su eficiencia real solo se puede estimar según el diseño y se conoce hasta finalizar la construcción.

La tecnología convencional es muy costosa, exige gran inversión de capital y es rentable para altas capacidades de procesamiento que sean capaces de cubrir los costos para operar la refinería. Por estas razones se creó otro tipo de tecnología de construcción llamada modular. Las refinerías modulares se crearon a partir de la necesidad de poder refinar menores cantidades de petróleo sin la gran inversión que exige una planta convencional, lo cual hace posible que refinerías con capacidades de procesamiento menores a 20.000 Bpd sean proyectos rentables.

Este tipo de refinerías son plantas prefabricadas sobre superficies con patín, las cuales se construyen en un ambiente controlado y se prueban antes de ser enviadas a la locación en la que se instalará, lo cual significa que la eficiencia real ya fue probada y confirmada antes de instalarla en sitio. Este tipo de fabricación hace que su instalación sea sencilla y se ponga en operación en poco tiempo, además, los mantenimientos y cantidad de personal requerido son menores, lo cual reducen en gran cantidad los costos para poder operarla.

⁶¹ Ibid., p. 19-20.

Las ventajas y características de mayor importancia de las refinerías modulares son:

- Facilidad en montar y desmontar las unidades según sea necesario.
- Menor inversión de capital para su construcción y puesta en operación.
- Su diseño en forma de módulos o estructuras independientes permite una gran flexibilidad de los procesos y su impacto ambiental es menor a una refinería convencional.
- No requieren tanto mantenimiento ni inspecciones continuas como las plantas convencionales.
- Exigen menor espacio para su instalación.
- Las unidades operan de forma independiente, por lo tanto, sacar de operación un proceso no saca de operación toda la refinería.
- Tiempo de instalación corto a comparación de las refinerías convencionales, por lo cual el retorno de la inversión es en menor tiempo.
- Se puede realizar un control automático de los procesos, lo cual se traduce en menor cantidad de personal.
- Capacidad que va de 500 a 20.000 Bpd.
- Suelen ser refinerías tipo *Topping* o *Hydroskimming*.
- Producen destilados medios, naftas y destilados livianos.
- El aumento de capacidad y mejoramiento de los procesos menos costos y más sencillo.

4.3 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS

Para poder seleccionar los equipos modulares primero se tuvo que cotizar con empresas fabricantes de refinerías modulares, las cuales la mayoría se encuentran en Estados Unidos debido a su nivel de desarrollo y experiencia en esta industria. Algunas de las empresas con experiencia en refinerías modulares son: Penfomaq, Chemex, Global Equipment and Finance, Kable, Tecna, Plant Process, Honeywell UOP, VFuels, Reftexas, Skmind y Masters Energy.

Luego de cotizar con algunas de estas empresas se obtuvieron dos cotizaciones completas y calificadas con las que fue posible avanzar en los estudios de evaluación mediante el uso de la matriz y la simulación del proceso que obtuviera el mayor puntaje durante la selección. Debido a que la cotización es de carácter confidencial se limitará a nombrar las empresas como empresa A y empresa B, eliminando nombres de referencia que tengan los equipos que puedan relacionarse con alguna empresa. Las cotizaciones de cada empresa se encuentran en el **ANEXO C** y **ANEXO D** al final del documento.

Como ya se explicó anteriormente, se hará uso de una matriz de selección debido a que esta facilita la toma de decisiones mediante la evaluación de dos o más opciones teniendo en cuenta diferentes criterios, a los cuales se les asigna un grado de importancia. Esta matriz se diseñó con el objetivo de ser usada en otros proyectos de la empresa, por lo tanto, hay varios criterios, ponderados y condiciones que se pueden modificar para evaluar proyectos futuros.

4.3.1 Variables de evaluación. Las variables con las que se diseñó la matriz, como se observa en el **Cuadro 4**, fueron escogidas de forma tal que evaluaran tanto de forma general como a detalle cada propuesta. Para escoger estas variables se hizo uso de varias características y parámetros ampliamente usados en la industria del petróleo, esto se debe a que no existe una matriz para poder evaluar una refinería, por lo cual se tuvo que diseñar toda la matriz junto con la empresa para cumplir con sus intereses en el proyecto de RefiBoyacá y proyectos futuros. También es importante destacar que la limitante para seleccionar las variables fue la información dada en la cotización por cada fabricante; la asignación de ponderados fue realizado en acompañamiento de la empresa de forma subjetiva para cumplir con las necesidades del proyecto y los rangos usados para la evaluación de algunas variables son estándares ampliamente usados en la industria y fueron adaptados para cumplir con los objetivos de la empresa ESP ENERGY GROUP.

Cuadro 4. Variables para la matriz de selección y sus respectivos ponderados

Variables de la matriz	Ponderación
Margen bruto de la refinería	12
Valor agregado a los productos finales	11
Manejo del crudo según su gravedad API	10
Tolerancia a los contaminantes del crudo	10
Productos obtenidos por barril refinado	9
Complejidad (NCI)	9
Tiempo para puesta en marcha	9
Antecedentes de la empresa	8
Limitaciones climatológicas	8
Tiempo de inactividad (%Anual)	7
Disponibilidad de repuestos	7
TOTAL	100

4.3.1.1 Margen bruto de la refinería. El margen bruto, el cual se expresa en dólares estadounidenses por un barril de petróleo, es la resta entre el valor total de los productos obtenidos y el costo para adquirir el crudo a refinar. La importancia de esta variable se basa en que el costo del crudo, el volumen de entrada y el volumen de salida son iguales, por lo tanto, la refinería con mayor puntaje será la que produce derivados de mayor valor.

Para el precio de los productos obtenidos se usaron datos actuales de la misma franja temporal para obtener una margen representativa de cada refinería, y para el costo del crudo se usó el obtenido en capítulos anteriores. Los volúmenes serán calculados a partir de la información suministrada por cada empresa y al evaluar dos propuestas se le asignará el mayor ponderado al mayor margen y viceversa. El margen mayor obtendrá los 12 puntos asignados para la variable, mientras que el margen menor obtendrá la mitad de los puntos, esto se debe a que no se descartará el menor margen y podrá tener oportunidad de seguir compitiendo en las demás variables.

El margen bruto funcionará como indicativo general de la operación de cada refinería, esto se debe a que no se tienen los datos suficientes para realizar un margen bruto detallado y real del proyecto, este se obtendrá solamente al poner en funcionamiento la refinería, mientras que en este estudio se tomarán estimados de los precios de los productos sin tener en cuenta su calidad final.

Cuadro 5. Ponderados para el margen bruto

Clasificación	Ponderación
Mayor margen	12
Menor margen	6

4.3.1.2 Valor agregado a los productos finales. El valor agregado a los productos finales se da mediante la adición de unidades con procesos de conversión, mejoramiento y/o tratamiento, para obtener hidrocarburos de mayor valor a partir de hidrocarburos de poco valor en el mercado como lo son los fondos atmosféricos y combustibles pesados. Este criterio se evaluará de forma cualitativa según tenga o no tenga alguno de los procesos mencionados anteriormente. A la empresa le interesa obtener derivados de calidad, es por esto que añadiendo solo un proceso será suficiente para poder producir derivados comercializables, y más de un proceso asegura la producción de derivados bajos en contaminantes y más competentes dentro del mercado. En el **Cuadro 6** se observan los ponderados y la clasificación es la siguiente:

- Excelente si tiene más de un proceso que le agrega valor al producto.
- Aceptable si tiene solo un proceso que le agrega valor al producto.
- Pobre si no posee procesos que le agregan valor al producto (refinería topping).

Cuadro 6. Ponderados para el valor agregado de los productos finales

Clasificación	Ponderación
Excelente	11
Aceptable	7
Pobre	2

4.3.1.3 Manejo del crudo según su gravedad API. Este criterio evalúa de forma cuantitativa los rangos de gravedad API del crudo de entrada a cada refinería. El objetivo es lograr discriminar el diseño con mayor flexibilidad y manejo de los diferentes tipos de crudo teniendo en cuenta que la carga a la refinería suele ser variable, esto se debe a que la oferta del crudo varía en el tiempo, lo cual lleva a que una refinería que pueda procesar otros tipos de crudos sea de gran interés, evitando que esta salga de marcha cuando halla escases del crudo con el cual se diseñó. En el **Cuadro 7** se muestran los rangos y ponderados asignados a esta variable.

Cuadro 7. Ponderados para el rango de API

Clasificación	Rango API	Ponderación
Excelente	40 - 12°API	10
Muy bueno	40 - 15°API	9
Aceptable	40 - 22°API	7
Pobre	40 - 30°API	2

4.3.1.4 Tolerancia a los contaminantes del crudo. Este criterio evalúa de forma cuantitativa los rangos de concentración de contaminantes en el crudo bajo los cuales la refinería puede operar. Se le dará mayor prioridad a la cantidad de metales y azufre, como se observa en el **Cuadro 8**, debido a que estos afectan de forma severa los procesos de refinación y reducen la calidad del producto final.

Para poder evaluar cada tipo de contaminante se hizo uso de los parámetros ampliamente usados en la industria del petróleo para clasificar al crudo, entre estos está la clasificación del crudo según el contenido de azufre, en el cual es dulce si es menor al 0,5% o agrio si es mayor; el contenido de nitrógeno, el cual se considera alto si es mayor al 0,25%; el contenido de sal, el cual se considera que debe ser menor a 10lb/1000bbl, y por último, el contenido de agua y sedimentos, el cual en facilidades de producción se establece que debe ser menor al 0,5%. Mediante el uso de estos parámetros se estableció una clasificación y ponderación de manera que los puntajes mayores serán para la propuesta que pueda manejar un amplio rango de contaminantes, esto significa que la refinería podrá procesar tanto crudos sencillos como crudos más complejos, en este caso, los crudos pesados.

Cuadro 8. Ponderados para los contaminantes del crudo

Criterios	Ponderación
Contenido de metales	4
Contenido de azufre	3
Contenido de nitrógeno	2
Contenido sal y BS&W	1

Cuadro 9. Ponderados para el contenido de metales

Clasificación	Contenido de metales	Ponderación
Excelente	0,04 - 1000ppm	4
Bueno	0,04 - 600ppm	3,5
Regular	0,04 - 500ppm	3
Pobre	>500ppm	1

Cuadro 10. Ponderados para el contenido de azufre

Clasificación	Contenido de azufre	Ponderación
Excelente	Crudos dulces y muy agrios (hasta 2%)	3
Bueno	Crudos dulces y agrios (0,5-1%)	2,5
Pobre	Solo crudos dulces	0,5

Cuadro 11. Ponderados para el contenido de nitrógeno

Clasificación	Contenido de nitrógeno	Ponderación
Excelente	Contenido de N ₂ mayor al 0,25% en peso	2
Aceptable	Contenido de N ₂ menor al 0,25% en peso	0,5

Cuadro 12. Ponderados para el contenido de sal y BS&W

Clasificación	Contenido de sal y BS&W	Ponderación
Excelente	10-20lb/1000bbl y 0-1%BS&W	1
Muy bueno	<10lb/1000bbl y 0-1%BS&W	1
Bueno	10-20lb/1000bbl y <0,5%BS&W	0,5
Aceptable	<10b/1000bbl y <0,5%BS&W	0

4.3.1.5 Productos obtenidos por barril refinado. Este criterio evalúa de forma cuantitativa el porcentaje de productos obtenidos por barril refinado de cada propuesta. No se tendrán en cuenta todos los productos finales, solamente se usará la suma del porcentaje de gasolina y diesel encontrados en un barril de petróleo. Esta suma se realiza para evaluar de forma general la eficiencia de la refinería con respecto a los productos de interés para la empresa, siendo un 30% el mínimo de productos que la empresa aceptaría. En el **Cuadro 13** se muestran los rangos junto con sus ponderados.

Cuadro 13. Ponderados para los productos obtenidos por barril refinado

Clasificación	%productos/bbl	Ponderación
Excelente	>50%	9
Muy bueno	40 - 50%	8
Bueno	35 - 40%	7
Aceptable	30 - 35%	6
Pobre	<30%	2

4.3.1.6 Complejidad (NCI). Este criterio evalúa la complejidad de la refinería mediante el uso del índice de complejidad de Nelson. El índice toma a una refinería *topping* o de destilación atmosférica como la más sencilla de todas,

asignándole un índice de 1, y esta complejidad va aumentar según se adicionen más unidades con diferentes tipos de procesos, es decir, si se le añade un proceso de tratamiento como el hidrotreatmento esta refinería será más compleja.

El cálculo de este índice se realiza mediante la **Ecuación 6**, en donde se tiene como base la capacidad de la unidad de destilación atmosférica (C_{CDU} en Bpd). Primero se debe hallar el índice de cada unidad mediante el uso de los factores de Nelson (F_i), disponibles en el Oil & Gas Journal ⁶², y la capacidad de cada equipo (C_i en Bpd); para luego realizar una suma de cada índice y hallar la complejidad de la refinería.

Ecuación 6. Índice de complejidad de Nelson

$$NCI = \sum_{i=1}^N F_i * \frac{C_i}{C_{CDU}}$$

Fuente: PMI-OMAN 2014. [En línea]. < https://pmioman14.wordpress.com/2014/06/17/w3_s-algheilani_nelson-complexity-index/>.

El puntaje mayor se le asignará al menor índice debido a que una menor complejidad se traduce en menores costos para operar la refinería y menor capital de inversión.

Cuadro 14. Ponderados para los productos obtenidos por barril refinado

Clasificación	Ponderación
Menor índice	9
Mayor índice	2

4.3.1.7 Tiempo para puesta en marcha. Este criterio evalúa de forma cuantitativa el tiempo que le toma a cada empresa para poner en marcha la refinería desde el momento en que se decide trabajar con alguna de ellas.

⁶² OIL AND GAS JOURNAL. 1996, Marzo 18. vol. 94, no. 12.

Cuadro 15. Ponderados para los tiempos de puesta en marcha

Clasificación	Puesta en marcha	Ponderación
Excelente	<20 meses	9
Muy bueno	20-25 meses	8
Bueno	25-30 meses	6
Aceptable	30-40 meses	4
Pobre	>40 meses	2

4.3.1.8 Antecedentes de la empresa. Este criterio evalúa de forma cualitativa la experiencia de la empresa en el sector de la refinación, dándole mayor importancia a su experiencia con las refinerías modulares y otros criterios como el número de proyectos realizados, su cobertura global y la calidad de los servicios de ingeniería que suministran. La clasificación se realizó junto con la empresa para poder definir el grado de confiabilidad y los parámetros a evaluar en los fabricantes, con el objetivo de clasificar cada propuesta según las expectativas que se tienen del proyecto y la experiencia adquirida de los fabricantes.

La ponderación se realizará como se observa en el **Cuadro 16** y la clasificación será de la siguiente forma:

- Excelente cuando la empresa ha demostrado una amplia experiencia diseñando, fabricando, instalando e implementando más de 30 proyectos de refinación en varios países, de los cuales una gran parte son de tipo modular usando los respectivos estudios de ingeniería certificados por la industria petrolera. Además, luego de la puesta en marcha de los proyectos, estos cumplen con las expectativas de los clientes.
- Buena cuando la empresa ha demostrado una amplia experiencia diseñando, fabricando, instalando e implementando entre 20 y 30 proyectos de refinación en varios países, de los cuales algunos son de tipo modular usando los respectivos estudios de ingeniería certificados por la industria petrolera. Además, luego de la puesta en marcha de los proyectos, estos cumplen con las expectativas de los clientes.
- Regular cuando la empresa ha demostrado una experiencia diseñando, fabricando, instalando e implementando entre 10 y 20 proyectos de refinación en varios países, de los cuales al menos la mitad son de tipo modular usando los respectivos estudios de ingeniería certificados por la industria petrolera. Además, luego de la puesta en marcha de los proyectos, estos suelen cumplir con las expectativas de los clientes.

- Pobre cuando la empresa ha demostrado una experiencia diseñando, fabricando, instalando e implementando menos de 10 proyectos de refinación los cuales pocos son de tipo modular usando los respectivos estudios de ingeniería certificados por la industria petrolera. Además, luego de la puesta en marcha de los proyectos, estos suelen cumplir con las expectativas de los clientes.

Cuadro 16. Ponderados para los antecedentes de la empresa

Clasificación	Ponderación
Excelente	8
Buena	7
Aceptable	5
Pobre	2

4.3.1.9 Limitaciones climatológicas. Este criterio evalúa las condiciones climatológicas a las cuales pueden operar las unidades de cada propuesta, teniendo en cuenta que las condiciones de Duitama, Boyacá, son:

- Temperatura entre 5 y 24°C
- Humedad entre 50 y 90%
- Precipitación promedio anual de 500 a 1500mm

La ponderación se realizará como se observa en el **Cuadro 17** y la clasificación será de la siguiente forma:

- Excelente cuando las unidades pueden operar bajo todas las condiciones en sitio sin ningún problema, teniendo un amplio rango de operación en caso de contingencias.
- Aceptable cuando las unidades pueden operar bajo todas las condiciones pero no tienen un rango amplio de operación, es decir, están muy cerca de los límites operacionales, llevando a que los programas de gestión sean más estrictos para poder operar la refinería de forma segura.
- Pobre cuando las unidades no pueden operar bajo una o más condiciones, lo cual se traduce en inversión de capital y costos operacionales mayores para solucionar los problemas que trae no poder operar en una condición climatológica.

Cuadro 17. Ponderados para las limitaciones de las condiciones en sitio

Clasificación	Ponderación
Excelente	8
Aceptable	6
Pobre	2

4.3.1.10 Tiempo de inactividad anual (*off-time*). Este criterio evalúa el porcentaje del año durante el cual la refinería debe salir de operación a causa de mantenimientos programados. En la propuesta de cada empresa se encuentra el estimado del *off-time* para el tipo de refinería que se cotizó, sin embargo, estos son estimados de cada una empresa según su experiencia y no cubre eventos inesperados durante los cuales se deba suspender la refinería totalmente en un tiempo indefinido. Los porcentajes son bajos debido a la configuración de las refinerías modulares.

Cuadro 18. Ponderados para el tiempo de inactividad anual

Clasificación	Off-time	Ponderación
Excelente	4% anual	7
Aceptable	4-5% anual	5
Pobre	5-6% anual	2

4.3.1.11 Disponibilidad de repuestos. Este criterio evalúa de forma cualitativa la forma en la que cada empresa aborda el tema de los repuestos en su propuesta. Solo habrá tres calificaciones, como se observa en el **Cuadro 19**, y serán evaluadas de la siguiente forma:

- Excelente cuando los repuestos serán suministrados y enviados junto con las facilidades a la locación del proyecto, y sumado a esto, los repuestos funcionarán para más de 1 año de operación de la refinería.
- Aceptable cuando solo una cantidad de los repuestos serán suministrados y enviados junto con las facilidades a la locación del proyecto, y los demás se suministrarán a demanda por envío internacional en un periodo de un año.
- Pobre cuando los repuestos serán suministrados y enviados junto con las facilidades o cuando sean suministrados por demanda en un periodo menor de un año.

Cuadro 19. Ponderados para la disponibilidad de repuestos

Clasificación	Ponderación
Excelente	7
Aceptable	5
Pobre	2

4.3.2 Matriz de selección. Para poder evaluar la primera variable de la matriz se tuvo que calcular el margen bruto de cada empresa como se observa en el **Cuadro 20** y **Cuadro 21**, en donde se usó la conversión de pesos colombianos a dólar estadounidense del día 19 de Marzo del 2018, los ingresos al productor para el diesel, gasolina y fuelóleo obtenidos de las bases de datos de la UPME y SIPG para la misma fecha, y por último se usó el precio al cual se suelen vender los fondos atmosféricos según las empresas de refinación. El precio del gas no se tendrán en cuenta ya que este se usará como combustible en la refinería.

En el cálculo del margen bruto se tuvo en cuenta los derivados y sus respectivas fracciones en porcentaje de cada propuesta. Se obtuvo como resultado un margen de 20,39 USD/Bbl para la empresa A y un margen de 18,06 USD/Bbl para la empresa B, siendo la empresa A la que obtiene el mayor margen, y por consiguiente, el mayor ponderado.

Cuadro 20. Margen bruto de la empresa A

Empresa A			
Productos de venta	Fracción	Precio de venta (USD/Bbl)	Fracción* precio de venta
Gas	1,40%	N/A	N/A
Gasolina (RON 90)	19,40%	72,42	14,05
Diésel ultra bajo en azufre	35,10%	75,62	26,54
Gasóleo atmosférico	21,30%	94,50	20,13
Fondos atmosféricos	22,80%	52,50	11,97
Total (USD/Bbl refinado)			72,69
Precio del barril (USD/Bbl)			50,3
Margen bruto (USD/Bbl)			20,39

Cuadro 21. Margen bruto de la empresa B

Empresa B			
Productos de venta	Fracción	Precio de venta (USD/Bbl)	Fracción*precio de venta
Gas	0,92%	N/A	N/A
Gasolina	28,10%	72,42	20,35
Diesel	44,25%	75,62	33,46
Fuelóleo pesado	16,77%	67,50	11,32
Fondos atmosféricos	9,96%	52,50	5,23
Total (USD/Bbl refinado)			70,36
Precio del barril (USD/Bbl)			52,3
Margen bruto (USD/Bbl)			18,06

Luego se calculó el índice de complejidad de Nelson para cada propuesta, en donde se tiene en cuenta la capacidad de cada unidad, información suministrada por las empresas fabricantes, y junto con el factor de cada proceso se halla el índice de cada uno para finalizar con una sumatoria y hallar la complejidad total de la refinería.

Se obtuvo como resultado que la Empresa B obtiene el mayor ponderado, y esto se debe a que la refinería propuesta es de tipo *topping* o de destilación atmosférica, por lo cual su complejidad será la más sencilla.

Cuadro 22. Complejidad de la empresa A

Empresa A			
Unidad	Capacidad (Bpd)	Índice de complejidad del proceso	Índice
Unidad de destilación	10.000	1	1
Hidrotratador de nafta	1.500	2	0,3
Hidrotratador de diésel	3.600	2	0,72
Reformador catalítico	1.500	5	0,75
Índice de complejidad aproximado			2,77

Cuadro 23. Complejidad de la empresa B

Empresa B			
Unidad	Capacidad (Bpd)	Índice de complejidad del proceso	Índice
Unidad de destilación	10.000	1	1
Índice de complejidad aproximado			1

Para evaluar las condiciones climatológicas a las cuales puede operar la refinería, las empresas reportan sus limitaciones las cuales son basadas en el clima de Houston, Texas, debido a que en este lugar es donde se encuentran las instalaciones de las empresas y donde prueban los equipos. Estas condiciones son:

- Temperatura de 7 a 34°C
- Precipitaciones anuales promedio de 240 a 1.538,5mm
- Humedad relativa del 10% a 95%

Se logra concluir mediante la comparación de las condiciones climatológicas de Houston, Texas y las condiciones de Duitama, Boyacá, que los equipos pueden operar de forma segura y sin ningún problema en la locación del proyecto, lo cual lleva a que las dos propuestas obtengan el mayor ponderado en el criterio de las condiciones climatológicas.

Por último, los criterios como el valor agregado a los productos finales, manejo del crudo según su gravedad API, tolerancia a los contaminantes del crudo, productos obtenidos por barril refinado, tiempo para puesta en marcha, antecedentes de la empresa, tiempo de inactividad y disponibilidad de repuestos, son criterios en los que no fue necesario realizar un cálculo para poder evaluarlos. Para evaluar estos criterios solo se realizó una comparación entre los parámetros establecidos en la matriz y la información suministrada en cada cotización, la cual se puede encontrar en el **ANEXO C** y el **ANEXO D**.

Luego de calcular, calificar, y asignarle el ponderado a cada variable según los parámetros establecidos anteriormente, se obtuvo como resultado la matriz final en el **Cuadro 24**.

Cuadro 24. Matriz de selección

Variables de la matriz	Empresa A		Empresa B	
	Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación
Margen bruto de la refinería	Mayor margen	12	Menor margen	6
Valor agregado a los productos finales	Excelente	11	Pobre	2
Manejo del crudo según su gravedad API	Muy bueno	9	Aceptable	7
Tolerancia a los contaminantes del crudo				
Contenido de metales	Excelente	4	Regular	3
Contenido de azufre	Excelente	3	Bueno	2,5
Contenido de nitrógeno	Excelente	2	Aceptable	0,5
Contenido de sal y BS&W	Muy bueno	1	Muy bueno	1
Productos obtenidos por barril refinado	Muy bueno	9	Bueno	9
Complejidad (Nelson Complexity Index)	Mayor índice	2	Menor índice	9
Tiempo para puesta en marcha	Bueno	6	excelente	9
Antecedentes de la empresa	Excelente	8	Excelente	8
Limitaciones de condiciones en sitio	Excelente	8	Excelente	8
Tiempo de inactividad (%Anual)	Aceptable	5	Excelente	7
Disponibilidad de repuestos	Excelente	7	Aceptable	5
	Total A	87	Total B	77

Mediante el uso de la matriz diseñada en el proyecto de grado se obtuvo que la propuesta de la empresa A es la que cumple en su mayoría con las necesidades del proyecto RefiBoyacá y es con la cual se procede a avanzar en el estudio técnico para evaluar su eficiencia y el estudio financiero para evaluar la rentabilidad del proyecto.

5. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS EQUIPOS MODULARES SELECCIONADOS

En este capítulo se expone y describe la simulación de la refinería propuesta por la empresa seleccionada en el capítulo anterior. Se hará una breve descripción del simulador usado para la evaluación de la refinería, se describirá el proceso para poder generar la simulación de una forma correcta, luego se expondrá la simulación junto con la descripción del proceso y por último se mostrarán los resultados con su respectivo análisis.

El enfoque de la simulación será en la separación de las fracciones mediante el uso de la unidad de destilación atmosférica, siendo este el proceso de mayor importancia debido a que su diseño impacta directamente a los derivados que se obtienen, su volumen, y por lo tanto, a la rentabilidad del proyecto. Además, los equipos de calentamiento y separación son los que demandan mayor consumo de energía y recursos en la refinería. No se tendrán en cuenta los procesos catalíticos, la planta de gas y unidad de azufre debido a la falta de información y alta complejidad que trae diseñar uno de estos procesos.

5.1 CREACIÓN DE LA SIMULACIÓN

Aspen HYSYS es un programa creado por AspenTech para modelar y simular procesos químicos que van desde baja hasta alta complejidad. La capacidad de HYSYS de realizar un gran número de cálculos para modelar matemáticamente los procesos lo convierte en uno de los simuladores más importantes para la industria química, y sumado a esto, la integración de modelos y equipos de refinación lo convirtió en uno de los programas más usados para el diseño, optimización y evaluación tanto de unidades específicas como de plantas de gran magnitud para proyectos de hidrocarburos. Algunos trabajos que demuestran la importancia de Aspen HYSYS en la industria química es la simulación de una planta de producción de acetaldehído presentada en la universidad EAFIT ⁶³, además, en la industria del petróleo es posible simular plantas para el área de facilidades de producción de un campo como el trabajo presentado en la Universidad de América realizado para evaluar el procesamiento de gas y aprovecharlo en el Bloque la Creciente ⁶⁴, y por último, este programa también permite diseñar y simular plantas de gran complejidad como lo es una planta de

⁶³ ACOSTA MAYA,Diego Andrés; CARDONA PALACIO,Luis Fernando y GIRALDO AGUDELO,Juliana. Simulación De Una Planta De Producción De Acetaldehído En Estado Estacionario Con Estudio De Rentabilidad. Medellín, Colombia: Universidad EAFIT, 2014.

⁶⁴ CORTÉS RUIZ,Miguel Alejandro y MARTÍNEZ YÉPEZ,Jorge Leonardo. Evaluación Técnico-Financiera Para 3 Alternativas De Procesamiento Con El Fin De Aprovechar El Gas Producido En El Campo La Creciente. Bogotá, Colombia: Fundación Universidad de América, 2017.

gas para procesar gases ácidos, trabajo presentado en la Universidad Nacional de Colombia ⁶⁵.

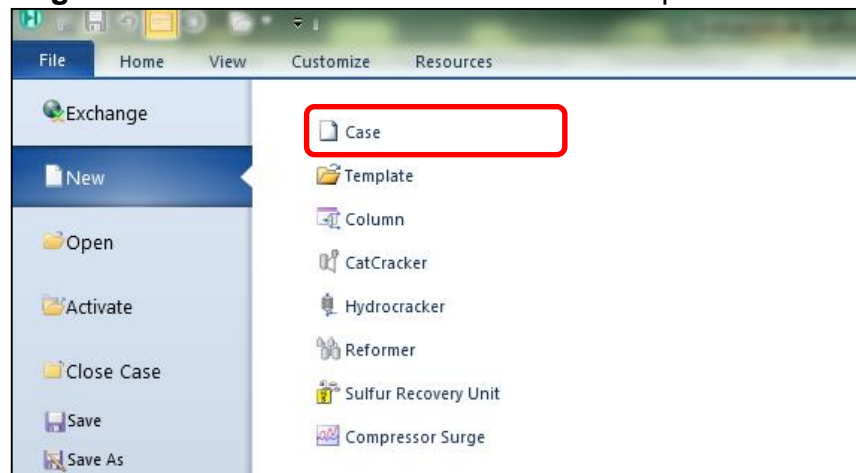
El software le proporciona al usuario una interfaz sencilla de usar para poder ingresar los datos requeridos y realizar la simulación mediante una interfaz gráfica en la que es posible crear un diagrama de flujo para poder diseñar y editar todos los equipos y corrientes del proceso.

Los pasos necesarios para poder crear la simulación en el orden correcto son:

- Crear un nuevo caso
- Ingresar la lista de componentes
- Seleccionar el modelo termodinámico para las propiedades de los fluidos
- Ingresar el assay del crudo
- Agregar los respectivos equipos
- Agregar las condiciones de operación a los equipos y corrientes del proceso
- Generar los resultados

5.1.1 Crear un caso. Para poder crear un caso se debe primero ingresar al programa Aspen HYSYS, entrar a la pestaña llamada *File* y en *New* seleccionar la opción *Case*, tal y como se observa en la **Figura 36**.

Figura 36. Creación de un nuevo caso en Aspen HYSYS



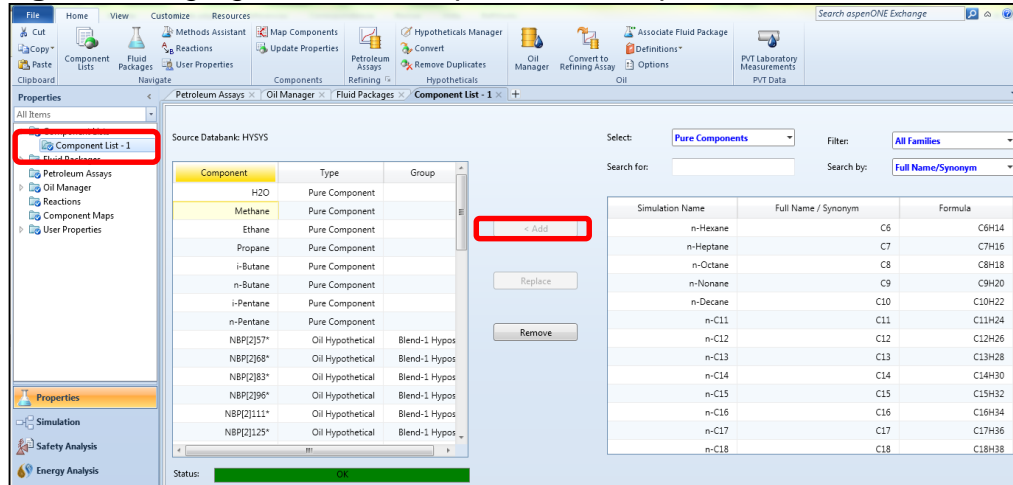
Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

5.1.2 Ingresar la lista de componentes. Para poder ingresar los componentes del crudo se debe ingresar a la pestaña de *Properties* y seleccionar la carpeta de *Component List*. En esta carpeta saldrá una subcarpeta para poder añadir la lista

⁶⁵ Tristáncho Ossa y Edgar Andrés. Evaluación De Alternativas Para El Diseño Y Simulación De Plantas De Procesamiento De Gas Natural Con Variación En El Contenido De Gas Ácido (H₂S Y CO₂). Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2017.

de componentes como se observa en la **Figura 37**. Varios de estos componentes fueron obtenidos durante la simulación como componentes hipotéticos que el programa genera cuando se desconoce la composición exacta de los cortes.

Figura 37. Agregar lista de componentes a Aspen HYSYS

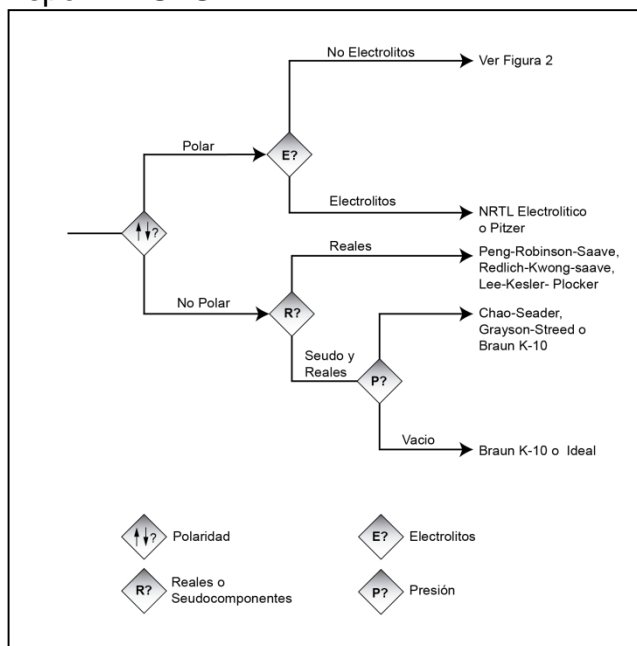


Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

5.1.3 Seleccionar el modelo termodinámico para las propiedades de los fluidos. La selección del modelo termodinámico es de gran importancia debido a que basado en este se definen las propiedades y el comportamiento de los fluidos durante la simulación. HYSYS tiene un amplio catálogo de paquetes para seleccionar según los diferentes fluidos que puede simular, es por esto que se debe primero clasificar el fluido y realizar una correcta selección del paquete termodinámico a implementar.

En la **Figura 38** se muestra un árbol de decisión ampliamente usado para poder seleccionar el paquete según las propiedades del fluido.

Figura 38. Árbol de decisión para seleccionar el paquete termodinámico de Aspen HYSYS



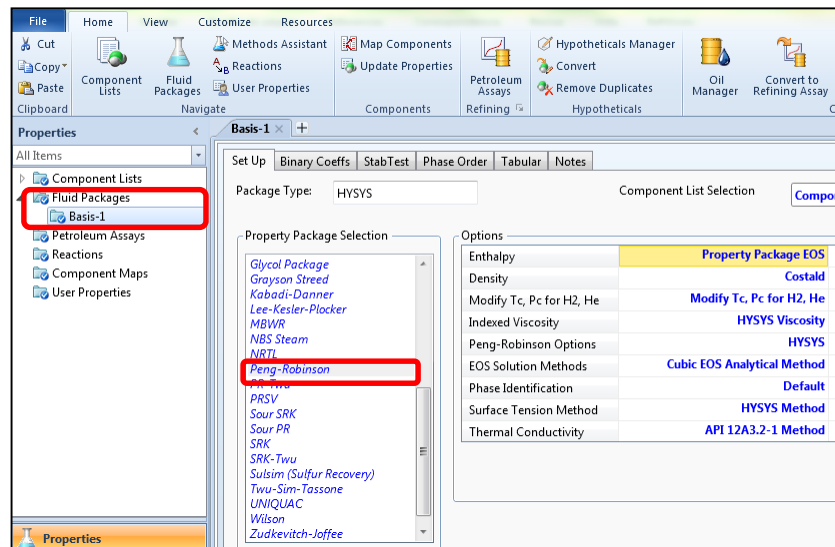
Fuente: Tecnológico de energía e innovación E-lernova. [En línea] <http://elernova.edu.co/E-books/hysys/modelos_termodinamicos/index.html>

Debido a que el petróleo es un fluido no polar y real se pueden seleccionar tres modelos, de los cuales el de interés es Peng Robinson, esta ecuación de estado es una de las más usadas para hidrocarburos, la cual resuelve cualquier sistema ya sea de una, dos o tres fases con alto grado de fiabilidad, funcionando hasta presiones de 15.000psia y temperaturas mayores a 456°F, condiciones a las cuales puede llegar a operar una refinería de petróleo crudo⁶⁶.

Para poder agregar el modelo se debe ingresar a la pestaña de *Fluid Packages* para adicionar uno nuevo en la opción de *Add* y seleccionar el paquete de *Peng-Robinson*, tal y como se observa en la **Figura 39**.

⁶⁶ ALBITRES, Luis Moncada. Manual Aspen Hysys. Trujillo, Perú: Universidad Tecnológica Nacional de Trujillo.

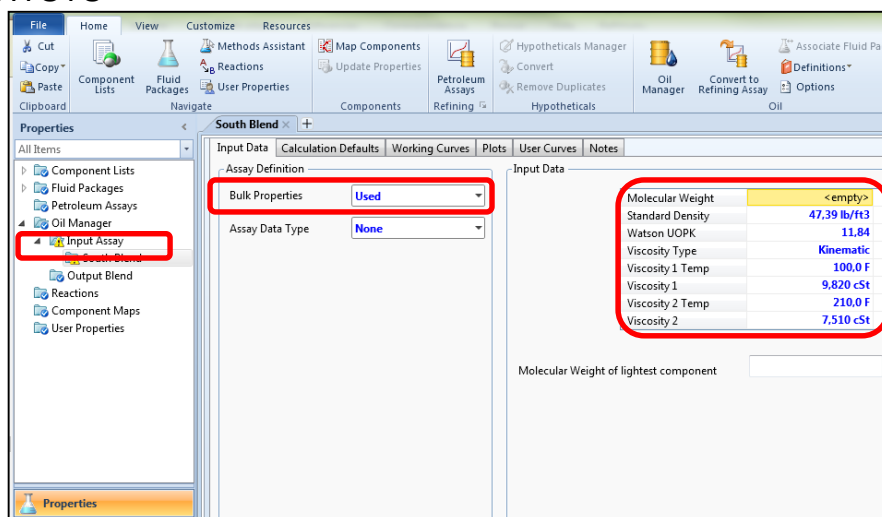
Figura 39. Selección del paquete de propiedades en Aspen HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

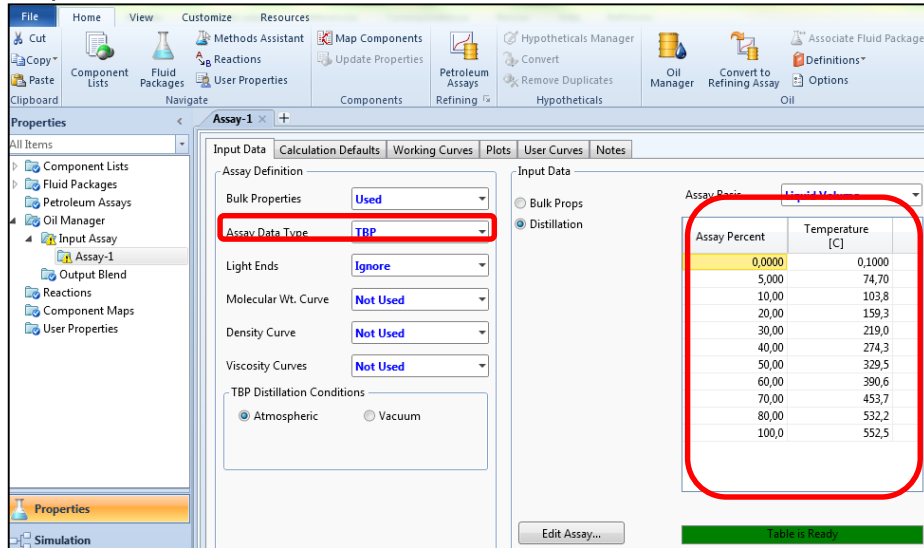
5.1.4 Ingresar el assay del crudo. El assay usado para la simulación es el suministrado por Ecopetrol para el crudo South Blend de una gravedad API de 29.8, el cual se encuentra en el **ANEXO A**. Para poder ingresar el assay se debe ingresar a la opción de Oil Manager en la pestaña de Home y añadir los datos en *Input Assay*. Primero se deben ingresar algunas propiedades del crudo en la opción de *Bulk Properties*, tal y como se observa en la **Figura 40**, y luego ingresar los datos del assay TBP en la opción de *Assay Data Type*, tal y como se observa **Figura 41**.

Figura 40. Selección de las propiedades del crudo en Aspen HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Figura 41. Seleccionar la información para el assay TBP en Aspen HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Luego de ingresar los datos del crudo South Blend e instalarlo en el simulador, se obtiene una información inicial de los posibles cortes a obtener con el tipo de crudo ingresado. Como se observa en la **Tabla 18**, cada tipo de derivado posee una temperatura inicial a la cual se puede obtener y una temperatura final, propiedad la cual se obtiene a partir de la diferencia de densidades de cada fluido, llevando a que los puntos de ebullición de cada fracción sean diferentes. Otra información de gran importancia es la fracción líquida en volumen de derivados que se pueden obtener, lo cual indica el valor comercial del crudo y sirve como parámetro inicial para conocer su calidad, en otras palabras, se puede indentificar el tipo de derivados que predominan al refinar un tipo de crudo. Estos cortes son un estimado que se genera a partir de la información ingresada al simulador, por lo tanto, no representa como tal la eficiencia real del crudo al refinarlo.

Tabla 18. Fracciones del crudo

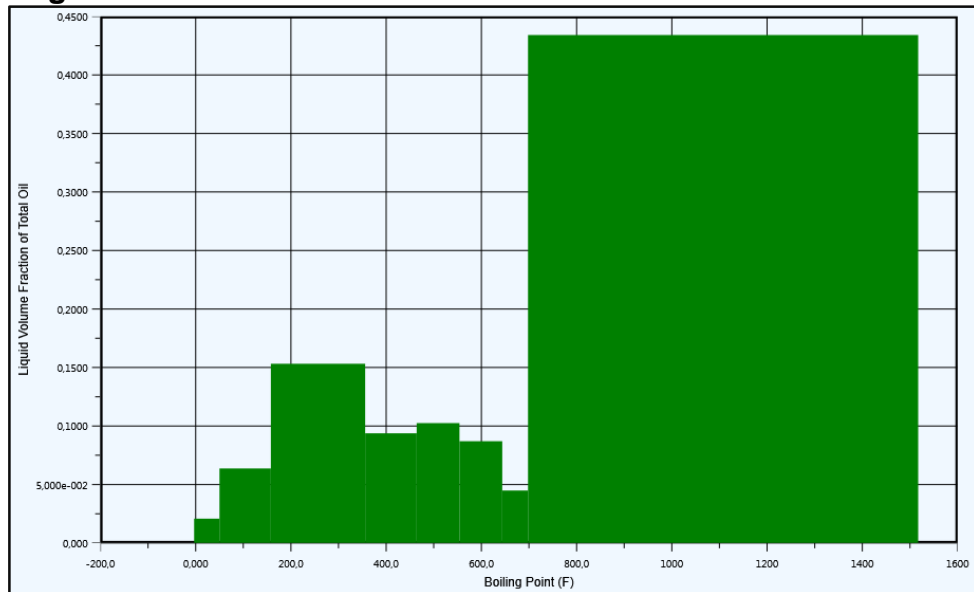
Producto	Temperatura inicial (°F)	Temperatura final (°F)	Fracción
Gas	-3,17	50,00	0,0209
Nafta liviana	50,00	158,00	0,0637
Nafta	158,00	356,00	0,1532
Queroseno	356,00	464,00	0,0938
Diésel liviano	464,00	554,00	0,1025
Diésel Pesado	554,00	644,00	0,0870
Gasoil	644,00	698,00	0,0448
Residuo	698,00	1517,35	0,4342

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

A partir de las propiedades del crudo que fueron ingresadas y la información generada en el simulador, se obtiene una gráfica que muestra la distribución de las fracciones del crudo, como se observa en la **Figura 42**. En la gráfica se observan 8 barras, las cuales representan a cada derivado de la **Tabla 18** en el mismo orden que se nombran; en el eje x se encuentra la temperatura de ebullición, siendo estos valores las temperaturas iniciales y finales de cada derivado, lo cual representa gráficamente el rango de temperatura en el cual se obtiene cada uno. En el eje y se encuentra la fracción de volumen líquida, valor el cual, junto con la altura de cada barra, se puede identificar gráficamente el porcentaje de cada derivado que se puede obtener del crudo.

La barra que posee el mayor rango de temperatura y la mayor fracción de volumen líquido le pertenece al residuo atmosférico, el cual es un líquido que se asienta al fondo de la torre de destilación, compuesto de hidrocarburos pesados que no fue posible refinarlos bajo las condiciones de operación de la torre. Este representa el 43,42% del volumen total y este alto valor se le atribuye a las propiedades del crudo como su densidad y contenido de contaminantes como el azufre, nitrógeno, metales, asfaltenos y resinas.

Figura 42. Distribución inicial de las fracciones del crudo



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

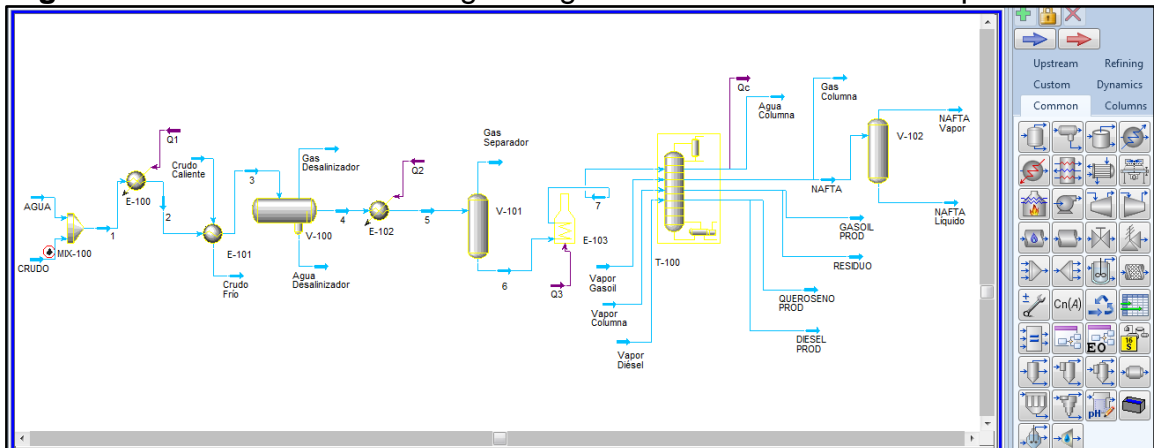
5.2 SIMULACIÓN DEL PROCESO

La simulación del proceso se llevará a cabo mediante el uso de la información suministrada por parte de la Empresa A en su propuesta, además, se permitirá realizar un rediseño y/o modificación de las condiciones de operación o corrientes del proceso según se necesario para obtener una simulación correcta del proceso, la cual se aproxime en lo máximo a la eficiencia de la refinería diseñada por la empresa fabricante. Todas las condiciones y especificaciones fueron obtenidas según los objetivos del proyecto, los cuales son de adquirir una refinería modular con capacidad de procesamiento de 9.000 Bpd, que produzca principalmente gasolina, diésel y diésel marino, y por último, que pudiera operar bajo las condiciones climatológicas del Municipio de Duitama. También es importante destacar que las empresas fabricantes de refinerías modulares se limitan a ofrecer los diseños con los que trabajan, por lo tanto, el diagrama del proceso depende de los equipos y los procesos que posea cada empresa.

5.2.1 Construcción del diagrama de procesos. Luego de tener instalado el crudo con sus propiedades y el respectivo paquete termodinámico se puede comenzar a construir el proceso de la refinería en la interfaz del simulador.

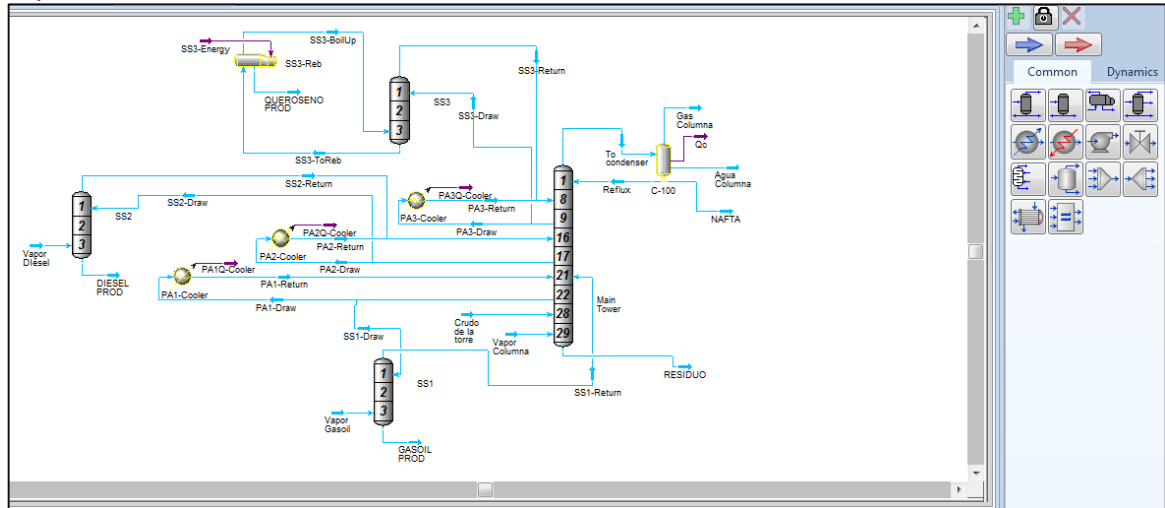
Mediante el uso de la información en la cotización de la Empresa A se diseñó y construyó el diagrama del proceso de la refinería, como se observa en la **Figura 43**. Además del diagrama general también se construyó el proceso interno de la unidad de destilación atmosférica, encontrado en la **Figura 44**. Estos diagramas son una construcción inicial de los procesos en el simulador sin tener en cuenta las condiciones del proceso, por lo tanto, todavía no es posible realizar la simulación.

Figura 43. Construcción del diagrama general de la refinería en Aspen HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Figura 44. Construcción del diagrama de la unidad de destilación atmosférica en Aspen HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

5.2.2 Condiciones de operación. El siguiente paso después de ingresar los equipos al ambiente de simulación es introducir las condiciones de operación de las corrientes y los equipos. En este caso el equipo de mayor importancia es la unidad de destilación atmosférica, la cual posee 29 platos y 3 despojadores. A la columna ingresará el crudo por el plato 28 a una temperatura de 752°F y el factor de reflujo usado para la destilación será del 50%, valor el cual no estuvo especificado en la cotización y se seleccionó al ser un estándar para conocer la eficiencia mínima de la refinería. Las características de la columna se muestran en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Configuración de la unidad de destilación atmosférica
Columna atmosférica (T-100)

Número de platos columna principal	29
Etapas de alimentación	28
Platos en cada despojador	3
Etapas de salida y retorno del despojador de queroseno (SS3)	9, 8
Etapas de salida y retorno del despojador de diésel (SS2)	17, 16
Etapas de salida y retorno del despojador de gasoil (SS1)	22, 21
Etapas de entrada del vapor a la columna principal	29
Etapas de entrada del vapor a los despojadores	3
Capacidad de diseño	10.000 Bpd
Capacidad real	9.000 Bpd

Como se describió anteriormente, la unidad de destilación atmosférica constará de la columna principal de 29 platos, junto con tres despojadores de tres bandejas cada uno, los cuales se usarán para obtener queroseno, diésel y gasoil. La nafta se obtiene al tope de la columna mediante el uso de un condensador que separa la nafta del gas liviano. El proceso tendrá tres separadores diferentes, los cuales se explicarán más adelante, y sumado a esto, se encuentran instalados tres calentadores y un intercambiador de calor para asegurar la temperatura de entrada del crudo a la torre. Las condiciones de los equipos mencionados y los demás usados en el proceso se observan a continuación en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Condiciones de operación de los equipos

Unidad atmosférica		
Columna principal (T-100)	T de la etapa del tope (°F)	104
	T de la etapa del fondo(°F)	609,6
	P de la etapa del tope (psia)	20,3
	P de la etapa del fondo (psia)	33,4
Despojador de queroseno (SS3)	T de la etapa del tope (°F)	424,8
	T de la etapa del fondo(°F)	440
	P de la etapa del tope (psia)	30,3
	P de la etapa del fondo (psia)	30,3
Despojador de diésel (SS2)	T de la etapa del tope (°F)	533,1
	T de la etapa del fondo(°F)	513,6
	P de la etapa del tope (psia)	31,5
	P de la etapa del fondo (psia)	31,5
Despojador de gasoil (SS1)	T de la etapa del tope (°F)	649,4
	T de la etapa del fondo(°F)	609,6
	P de la etapa del tope (psia)	32,3
	P de la etapa del fondo (psia)	32,3
Separadores		
Desalinizador o separador trifásico (V-100)	Temperatura (°F)	302
	Presión (psia)	137,8
Separador bifásico de entrada (V-101)	Temperatura (°F)	347
	Presión (psia)	83,4
Separador bifásico de nafta (V-102)	Temperatura (°F)	137,7
	Presión (psia)	20,3
Calentadores		
E-100	Delta de temperatura (°F)	81
	Caída de presión (psia)	7,3
	Carga de energía (btu/hr)	4,21E+06
E-102	Delta de temperatura (°F)	45
	Caída de presión (psia)	54,4
	Carga de energía (btu/hr)	3,39E+06

Tabla 20. (Continuación)

Calentadores		
E-103	Delta de temperatura (°F)	405
	Caída de presión (psia)	36,3
	Carga de energía (btu/hr)	3,54E+07
Intercambiador de calor		
E-101	Delta de temperatura (°F)	162
	Carga de energía (btu/hr)	1,01E+07
	Temperatura del crudo caliente (°F)	356
	Presión del crudo caliente (psia)	29,01
Enfriadores		
Enfriador de gasoil (PA-1Cooler)	Delta de temperatura (°F)	-126,4
	Carga de energía (btu/hr)	3,51E+06
Enfriador de diesel (PA-1Cooler)	Delta de temperatura (°F)	-142,2
	Carga de energía (btu/hr)	3,51E+06
Enfriador de queroseno (PA-1Cooler)	Delta de temperatura (°F)	-119,8
	Carga de energía (btu/hr)	4,27E+06
Condensador		
Condensador de producto de tope (C-100)	Temperatura (°F)	137,7
	Presión (psia)	20,3
Rehervidor		
Rehervidor de queroseno (SS3-Reb)	Temperatura (°F)	451,8
	Presión (psia)	30,3

Por último, se debe introducir las condiciones de las corrientes de entrada al proceso, las cuales son el crudo South Blend, el agua para el lavado y desalinización del crudo, y las corrientes de vapor caliente, las cuales tienen el objetivo de mantener la temperatura de operación en la torre y los despojadores. Estas condiciones se observan a continuación en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Condiciones de operación de las corrientes de entrada

Agua	
Temperatura (°F)	59
Presión (psia)	145
Caudal (Bpd)	450
Crudo	
Temperatura (°F)	59
Presión (psia)	145
Caudal (Bpd)	9000

Tabla 21. (Continuación)

Vapor caliente		
Vapor columna	Temperatura (°F)	382,4
	Presión (psia)	200,2
Vapor gasoil	Temperatura (°F)	302
	Presión (psia)	50,8
Vapor diésel	Temperatura (°F)	302
	Presión (psia)	50,8

El diseño de la refinería junto con las condiciones de operación fue realizado de forma tal que cumpliera con la información suministrada en la propuesta de la empresa, exceptuando al factor de reflujo, el cual no estaba incluido entre los datos y tuvo que ser seleccionado por los autores. Además, la simulación se realizó información limitada, por lo que se tuvo que omitir algunos datos como las especificaciones de las bombas, diámetros de tuberías, instrumentación y control, entre otros. Estos datos faltantes se obtendrán luego de definir si con el estudio preliminar desarrollado en el presente proyecto de grado, resulta siendo rentable, con lo cual se avanzaría al estudio detallado de ingeniería con los fabricantes para obtener una simulación más exacta

Las bandejas por las que se extraen o retornan corrientes en la columna y despojadores no fueron seleccionadas, estas fueron especificadas en las condiciones de operación. La selección de las bandejas para obtener un tipo de derivado se realiza mediante el estudio del perfil de temperatura de la torre, la temperatura inicial del derivado, y temperatura final; con esta información se puede correlacionar la temperatura según la altura de la torre junto con la temperatura a la que se condensa un tipo de derivado, llevando a diseñar la columna con platos posicionados de forma tal que se condensen los derivados deseados a producir.

5.2.3 Descripción del proceso general. El diagrama del proceso general se presenta en la **Figura 45**. Este es el proceso para una refinería de crudo mediante el uso de una unidad de destilación atmosférica, en donde la separación de las fracciones del crudo se realizará solamente mediante procesos físicos.

El proceso comienza con dos corrientes de entrada, el crudo South Blend y agua fresca. El caudal del crudo es de 9.000 Bpd y el del agua es de 450 Bpd, valor el cual representa el 5% del volumen del petróleo de entrada; estas dos corrientes entran a un mezclador (MIX-100) con el objetivo de preparar al crudo para el proceso de desalinización. Al crudo se le debe elevar su temperatura hasta 752°F, temperatura la cual viene por diseño, y esto se logra mediante varias etapas de calentamiento entre las cuales se encuentran equipos como los calentadores, intercambiadores de calor, y por último el horno, los cuales logran el

aumento de temperatura de forma controlada a lo largo del proceso, evitando recargar a un solo equipo el trabajo de aumentar la temperatura de 59°F a 752°F, de manera que sería problemático debido a las presiones altas que manejaría un equipo de ese estilo y evitar las explosiones que podría causar un aumento tan alto y de forma tan rápida en un fluido inflamable como lo es el petróleo.

La mezcla petróleo-agua (Corriente 1) es dirigida a la primera etapa de calentamiento en el calentador E-100 para aumentar su temperatura de 59°F a 140°F (Corriente 2); luego ingresa a la segunda etapa de calentamiento en el intercambiador de calor E-101, en donde aumentará su temperatura hasta 302°F (Corriente 3) mediante la transferencia de calor entre otra corriente de crudo a 356°F.

Luego de la dos etapas de calentamiento el crudo ingresa a un separador trifásico (V-100), en el cual ocurre la desalinización del crudo. En este separador se obtiene gas en el tope, crudo en la corriente lateral y agua por el fondo. El separador tiene como objetivo retirar las sales mediante la separación del agua y el crudo, esto se debe a que las sales se encuentran disueltas en el agua y pueden generar daños como la corrosión y envenenamiento de los catalizadores.

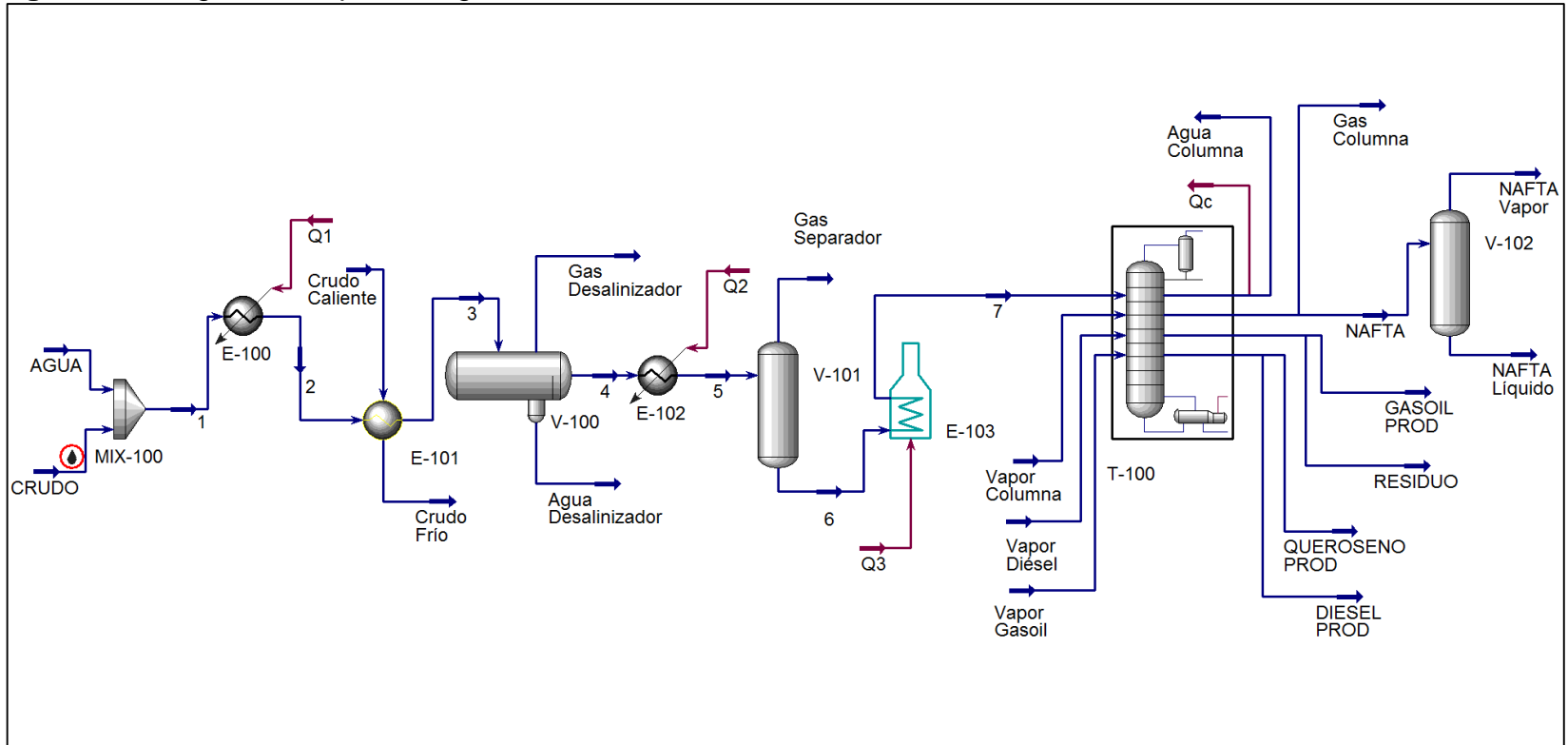
El crudo desalinizado (Corriente 4) se enfrió durante su procesamiento en el separador V-100, por lo que este se dirige a la tercera etapa de calentamiento en el calentador E-102, en donde eleva su temperatura hasta 347°F (Corriente 5); este luego ingresa al separador bifásico V-101, el cual tiene el objetivo de retirarle los hidrocarburos que se hallan volatilizado durante su tercera etapa de calentamiento.

El crudo al que se le retiró el gas (Corriente 6) es luego dirigido a la última etapa de calentamiento, la cual ocurre en el horno E-103 y es el encargado de suministrar el delta de temperatura suficiente para llevarlo hasta 752°F. Luego de ingresar al horno, el crudo se encuentra a una temperatura mayor a la de su punto de burbuja (Corriente 7) y está listo para ingresar a la unidad de destilación atmosférica T-100 por la bandeja 28, en donde experimentará una caída de presión de aproximadamente 10psi, por lo tanto, junto con la alta temperatura que lleva causará una inmediata volatilización del crudo al ingresar a la torre.

Las diferentes fracciones volatilizadas dentro de la columna comenzarán a ascender, para luego ser condensadas a una altura o bandeja específica según su composición. La separación de las fracciones se logra mediante la diferenciación de sus puntos de ebullición y el perfil de temperatura de la torre, en el cual la temperatura disminuye con el aumento de la altura; esto permite identificar el plato en el que se obtendrá cada derivado. Al tope de la torre se obtienen gases livianos C₄, agua, y nafta de un condensador, para luego dirigir la nafta a un separador bifásico (V-102) y tener como resultado una nafta en fase vapor y otra líquida

Otros derivados obtenidos en la unidad de destilación son el gasoil, queroseno y diésel, explicados de forma detallada más adelante. La columna de destilación atmosférica, el despojador de gasoil y el despojador de diésel poseen corrientes de vapor caliente instaladas en un rehervidor al fondo de la torre. La función de estos rehervidores es mantener la temperatura de operación mediante la extracción de la corriente del líquido de fondo y calentándola en el rehervidor para ser retornada de nuevo a la columna en la última bandeja. La transferencia del calor por parte de los hidrocarburos ascendientes de la recirculación de fondo y el líquido frío en contracorriente, permite mantener una temperatura a la cual las fracciones podrán volatilizarse y continuar con su procesamiento en sus respectivas bandejas. Por último, se obtiene un líquido al fondo de la columna llamado residuo, el cual se compone de hidrocarburos pesados que no pudieron ser refinados o no se le pudo procesar bajo las condiciones de la torre de destilación atmosférica.

Figura 45. Diagrama del proceso general de la refinería



Fuente: Aspen HYSYS

5.2.4 Descripción del proceso de la unidad de destilación atmosférica. La unidad de destilación atmosférica no solo consta de una torre de destilación, también cuenta con diferentes subprocesos que permiten el buen funcionamiento de toda la unidad. Esta consta de una columna principal, de la cual se obtienen las diferentes fracciones del crudo, y tres despojadores laterales. Cada despojador posee tres bandejas y refina en mayor manera un tipo de derivado. Sumado a esto, existe un sistema de reflujo en cada corriente que se extrae de la columna principal para poder mejorar la operación de toda la unidad. El esquema se observa a detalle en la **Figura 46**, y es al ser un subproceso de la unidad de destilación atmosférica, varios procesos se llevan a cabo de forma automática en el simulador como los mezcladores y difusores.

El crudo al que se elevó su temperatura hasta 752°F ingresa a la columna principal T-100 por el plato 28, en donde experimentará una caída de presión de aproximadamente 10psi y todas las fracciones volátiles a esa presión y temperatura comenzarán a ascender por la torre. Estos vapores se condensarán en diferentes alturas o platos, unos podrán llegar hasta el tope de la torre y otros se atraparán como líquidos en un plato específico. Para poder asegurar que la columna puede operar de forma eficiente y que los derivados tendrán una alta calidad se debe principalmente al factor de reflujo; este es el que define la cantidad de volumen que se recirculará a la torre a partir del caudal de destilados obtenidos. La importancia de usar un reflujo en la torre se basa principalmente en la transferencia de masa que ocurre al entrar en contacto un líquido que no se encuentra en equilibrio con su vapor y un vapor ascendente, lo cual lleva a que durante este flujo el líquido libere sus componentes más volátiles para aportar al vapor, y que el vapor libere sus componentes menos volátiles al líquido, con el objetivo de obtener derivados libres de los componentes que no pertenecen a su rango de temperatura de ebullición⁶⁷. La destilación del petróleo nunca es perfecta y no es posible separar cada fracción de forma pura sin que este se lleve consigo a otra fracción, es por esto que el factor de reflujo es un factor de diseño de gran importancia en toda refinería.

En el tope de la torre se obtiene un vapor que entra al condensador C-100, en el que se separa el gas, el agua, y los hidrocarburos en diferentes corrientes. El hidrocarburo de este condensador es la nafta, el cual se obtiene como líquido al fondo y se recircula el 50% de este volumen para la corriente de reflujo o *Reflux*; el otro 50% se obtiene como nafta final.

Por el plato 9 se extrae una corriente para obtener queroseno (*PA3-Draw*), en donde el 50% se dirige a un despojador (*SS3-Draw*) y el otro 50% se condensa en el enfriador *PA3-Cooler* y se recircula a la torre por el plato 8 (*PA3-Return*). La corriente *SS3-Draw* entra al despojador *SS3* por el plato 1, en donde se encuentra

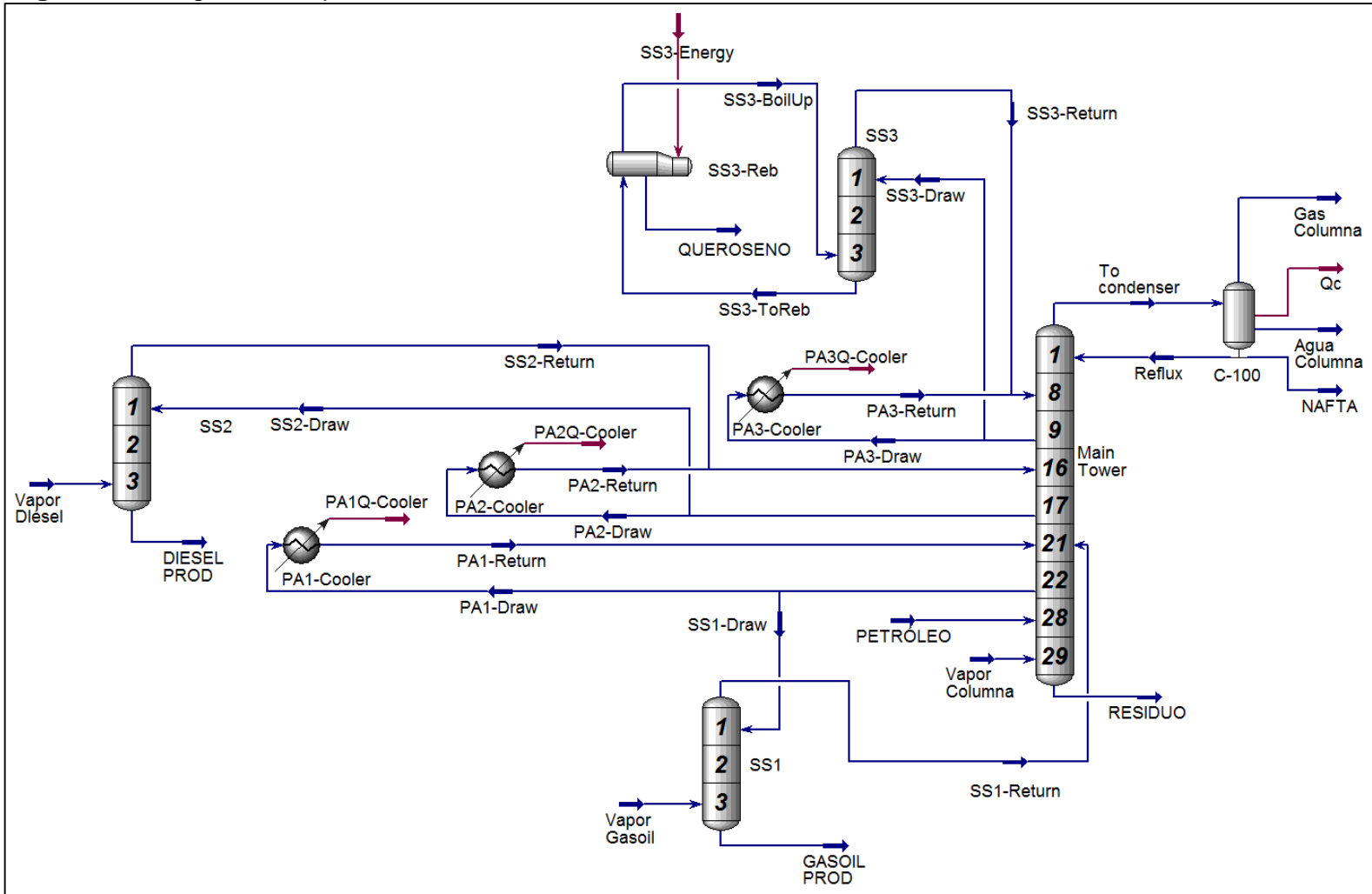
⁶⁷ UNIVERSIDAD DE GRANADA. Rectificación De Mezclas Binarias En Columnas De Platos. Granada, España. p. 6.

instalado un rehervidor (*SS3-Reb*) para extraer una corriente de líquido del fondo y retornar los vapores al despojador, obteniendo como resultado un líquido en el rehervidor llamado queroseno. Los vapores que no se condensan en bajo las condiciones del despojador o el rehervidor serán retornados por la corriente *SS3-Return* a la columna de destilación.

Los dos derivados que le siguen al queroseno son el diésel y el gasoil, para los cuales se extrae una corriente de la bandeja 17 y 22 respectivamente. El funcionamiento de estos dos procesos es el mismo, en donde el 50% del volumen se condensa cada uno en su respectivo enfriador (*PA2-Cooler* y *PA1-Cooler*) y este retorna de nuevo a la columna principal por la bandeja 16 para el diésel y la bandeja 21 para el gasoil. La corriente del otro 50% (*SS2-Draw* y *SS1-Draw*) entra a un despojador, siendo el *SS2* para el diésel y el *SS1* para gasoil. En los despojadores las corrientes entrarán por al plato 1 y mediante un rehervidor que funciona con vapor caliente instalado en el fondo, se calentará el líquido para despojarlo de todos sus componentes más volátiles que pudo llevarse consigo y que no pertenezcan a la fracción que se quiere obtener. Como resultado se obtiene un líquido por el fondo que será diésel en el *SS2* y gasoil en el *SS1*.

La columna tiene instalado, al igual que los dos despojadores previamente mencionados, un rehervidor que funciona con vapor para extraer el líquido de fondo y retornarlo a una mayor temperatura. El líquido del que no se logre obtener más componentes volátiles a partir de las condiciones de operación de la torre se obtiene como residuo.

Figura 46. Diagrama del proceso de la unidad de destilación atmosférica



Fuente: Aspen HYSYS

5.2.5 Resultados de la simulación. En la simulación se obtuvo como resultado las condiciones de todas las corrientes del proceso, información expuesta en la **Tabla 22**. Las propiedades de interés son la presión en psia, la temperatura en °F, el flujo de masa en lb/hr, y por último el caudal, propiedad la cual se reporta en flujo ideal estándar, lo cual significa que este valor fue estandarizado a 60°F y 1atm. Además, Aspen HYSYS posee una herramienta para analizar económicamente el proceso, en la cual se obtienen las utilidades del proceso, información expuesta en la **Tabla 23**.

Tabla 22. Condiciones de las corrientes de salida obtenidas en la simulación

Corriente	Presión (psia)	Temperatura (°F)	Flujo de masa (lb/hr)	Flujo ideal estándar (Bpd)
Gas Desalinizador	137,8	302,0	648,0	64,0
Agua Desalinizador	137,8	302,0	6146,0	421,7
Gas Separador	83,4	347,0	3864,0	386,2
Gas Columna	20,3	137,7	5,46E-04	5,92E-05
Agua Columna	20,3	137,7	1324,1	90,8
RESIDUO	33,4	727,1	52100,0	3643,6
GASOIL PROD	32,3	609,6	6217,7	463,3
DIESEL PROD	31,5	513,6	24671,4	1932,2
QUEROSENO PROD	30,3	451,8	11666,9	967,6
NAFTA	20,3	137,7	16920,6	1574,4

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

Tabla 23. Utilidades de la refinería

Utilidad	Consumo	Unidades del consumo
Electricidad	7,332	KW
Agua	0,1378715	MMGal/hr
Vapor @100PSI	5,298111	KLb/hr
Vapor @165PSI	3,944709	KLb/hr

Fuente: Aspen HYSYS, modificado por los autores.

5.2.6 Análisis resultados. Los derivados obtenidos en la simulación de la refinería fueron gas, nafta, queroseno, diésel, gasoil y un residuo atmosférico, de los cuales se modificará el nombre a la nafta por gasolina y el gasoil a diésel marino, esto se debe principalmente a que la nafta es la que se comercializa como gasolina y el gasoil como un combustible para los motores de diésel marítimos. Los caudales de cada uno de estos derivados junto con sus eficiencias se encuentran en la **Tabla 24**.

La eficiencia en el presente proyecto de grado se conoce como la fracción o porcentaje que representa el derivado al refinar un barril de petróleo, lo cual sirve de indicador para conocer los crudos que procesan una refinería y los derivados en los que se especializó.

Tabla 24. Derivados obtenidos en la simulación

Producto	Caudal (Bpd)	Eficiencia (%derivado/Bbl de crudo)
Gas	450,21	5,00%
Gasolina	1574,42	17,49%
Queroseno	967,62	10,75%
Diésel	1932,23	21,47%
Diésel marino	463,28	5,15%
Residuo	3643,57	40,48%
Total	9031,33	100,35%

En el simulador Aspen HYSYS no existe pérdida de masa, no obstante, el volumen si puede aumentar o disminuir durante el proceso debido a las condiciones de temperatura, presión, y las propiedades de los fluidos como su expansión térmica y compresibilidad, es por esto que la suma de todos los caudales no es de 9.000 Bpd, si no de 9.031,33 Bpd, valor el cual se le puede atribuir en mayor proporción a la expansión térmica del gas y en menor proporción a la expansión térmica de los derivados líquidos. La suma de la eficiencia tampoco es del 100%, esto significa que al refinar un barril de petróleo en RefiBoyacá se obtendrá un 0,35% adicional en volumen de derivados.

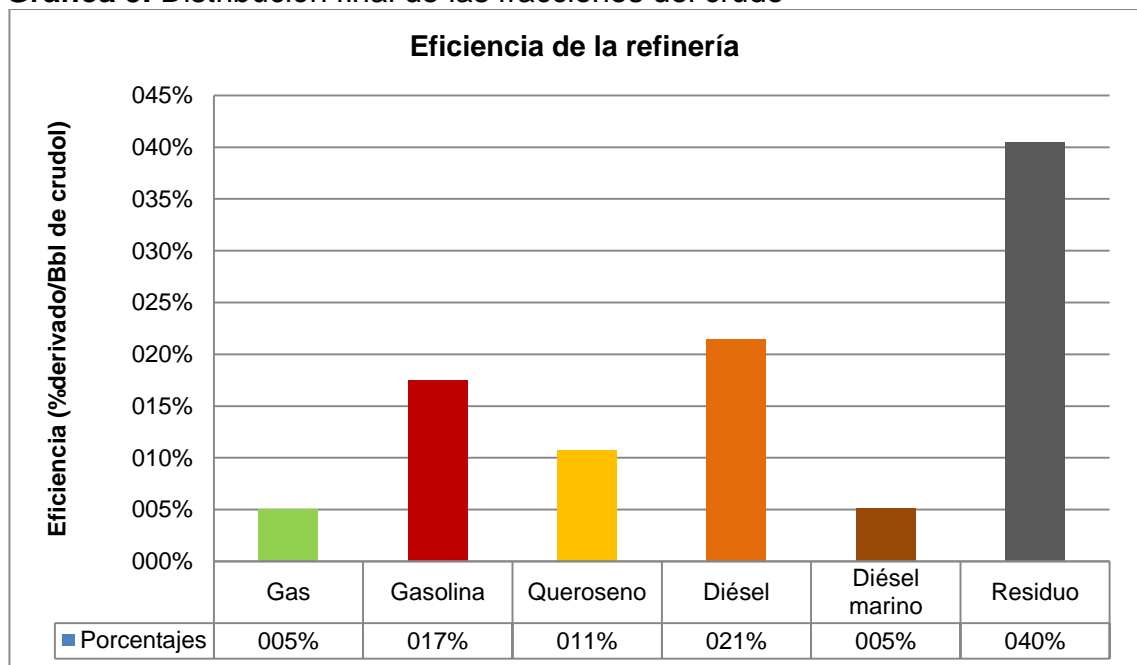
Las eficiencias obtenidas son exclusivas de las condiciones y variables seleccionadas en el presente proyecto de grado, esto significa que si se realiza la evaluación con otro tipo de crudo, se varían las condiciones del proceso, se retiran o introducen equipos a la unidad de destilación atmosférica, o si se modifica el factor de reflujo, no se puede esperar obtener los mismos resultados presentados en la **Tabla 24**.

Los productos de mayor interés para la empresa ESP Energy Group son la gasolina y el diésel. La suma de estos dos derivados en las eficiencias de la refinería obtenidas por la simulación fue de aproximadamente 39%, en donde el diésel es el que se produce en mayor cantidad a comparación de la gasolina. Si se compara este valor con el criterio de evaluación “porcentaje de derivados por barril refinado” de la matriz de selección, se obtiene que la clasificación asignada para la suma de la gasolina y diésel es “buena”, teniendo en cuenta que el valor mínimo que acepta la empresa es del 30%.

En la **Gráfica 9** se observa de forma más clara la distribución de las eficiencias de la refinería, en donde el residuo es el que se obtiene en mayor cantidad debido a que no existe en el proceso un equipo que realice una conversión del crudo para poder obtener mayor cantidad de fracciones livianas a partir de fracciones pesadas, lo cual reduce la cantidad de residuo que se obtiene. Del alto contenido de residuo no es posible concluir que la refinería no será rentable, solamente es un indicativo del tipo de crudo que se refina, los equipos que se usan y los tipos de procesos implementados.

Las unidades que no se incluyeron en la simulación no afectan el volumen obtenido de los derivados, esto se debe a que son procesos de tratamiento que solamente mejoran la calidad del producto final, lo cual significa que se obtendría una gasolina de alto octanaje y un diésel bajo en azufre al incluir en el estudio las demás unidades.

Gráfica 9. Distribución final de las fracciones del crudo



6. IMPACTOS AMBIENTALES GENERADOS POR LOS EQUIPOS MODULARES

La construcción y operación de una refinería en el territorio Colombiano es un proyecto de alta sensibilidad para el medio ambiente, es por esto que proyectos como estos son reglamentados y monitoreados de forma estricta para que durante su operación no perjudiquen al medio ambiente.

Existe una gran variedad de normatividad que le compete a este tipo de proyectos, y este capítulo se enfocará solamente en la normatividad ambiental que debe tener en cuenta RefiBoyacá. Los impactos ambientales de una refinería suelen ser la contaminación del aire, contaminación acústica, contaminación del agua, contaminación del suelo, reducción de los recursos naturales, daños a la flora y fauna, afectación a la salud humana, entre otros. Todos estos impactos son generados principalmente en la operación de la refinería y pueden ser mitigados y controlados mediante la implementación de un buen plan de gestión ambiental siguiendo toda la norma colombiana y normas ISO.

Este capítulo describe de forma general los impactos ambientales, residuos y desechos producidos por cada unidad, para luego explicar el adecuado manejo que se les debe dar. Además, se describirá la normatividad ambiental colombiana que le compete al proyecto con el objetivo de poder cumplir con cada una de ellas durante la construcción y operación de la refinería.

6.1 RESIDUOS E IMPACTOS AMBIENTALES DE LOS PROCESOS

A continuación se describirán los residuos que produce cada proceso o unidad de la refinería y se mencionan los posibles impactos ambientales que generan.

6.1.1 Desalinización del crudo. Debido a los contaminantes que el agua retira del crudo y los químicos que se usaron para tratarlo, esta agua es un residuo peligroso que contiene metales, ácido sulfhídrico, amoníaco, hidrocarburos, fenoles y otros compuestos peligrosos para la salud; por lo tanto, esta agua debe ser conducida a una planta de tratamiento junto con las demás aguas residuales de otros procesos para poder retirarle todos los contaminantes y reciclarla o disponerla. Esta agua residual es altamente tóxica, tiene un grado de inflamabilidad debido a los hidrocarburos que se llevó consigo y posee reactividad química debido a los diferentes químicos usados en el proceso, en otras palabras, ya no posee las propiedades del agua ampliamente usada para el consumo y actividades tanto industriales como agrícolas, llevando a que si se consume puede traer graves daños a la salud, graves daños a las actividades que la usan, y alteración de los ecosistemas, afectando directamente a la flora y fauna que depende de este recurso hídrico.

6.1.2 Destilación atmosférica. El gas que sale por el tope es una mezcla de hidrocarburos livianos, como el metano y etano, y gases ácidos. Esta mezcla se dirige a una planta de tratamiento de gas para poder extraer los contaminantes y usar el gas resultante como combustible.

El horno encontrado antes de la torre de destilación trabaja a combustión y emite gases como los óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, material particulado e hidrocarburos volátiles en muy pocas cantidades si el combustible es gas natural o gas limpio producido en la refinería, de lo contrario, si se usa un combustible pesado sus emisiones serán mayores. Otro impacto es la contaminación acústica que producen algunos equipos como el horno e intercambiadores de calor. Los gases emitidos pueden contaminar en gran magnitud la calidad del aire si no son controlados, lo cual afecta directamente a los seres vivos que depende de él, es decir, afecta a la flora y fauna mediante la alteración de su ecosistema y afecta la salud de las personas aledañas a la zona del proyecto.

En este proceso es en el cual se obtiene la mayor cantidad de agua residual debido a su condensación en la torre y en los fraccionadores laterales. El agua está altamente contaminada con los mismos componentes del agua del desalinizador y debe ser tratada para disponerla o reutilizarla⁶⁸.

El sulfuro de hidrógeno es el gas de mayor precaución durante el proceso, esto se debe a que se le puede encontrar entre las emisiones del horno, dentro de la torre, en el tope y en las aguas residuales, por lo tanto, siempre se deben realizar mantenimientos para evitar fugas de este y otros gases o hidrocarburos livianos nocivos para el ambiente y el ser humano.

6.1.3 Hidrotratamiento. De este proceso se obtiene en primer lugar un gas rico en sulfuro de hidrógeno mezclado con hidrógeno, mezcla la cual se trata para poder obtener el hidrógeno y reciclarlo al proceso, además, se obtiene otro gas en el despojador que posee hidrocarburos livianos, el cual se fracciona para obtener un gas combustible.

El agua residual de este proceso es un agua altamente contaminada con los mismos componentes de los anteriores procesos, y sumado a esto, contiene benceno, arsénico y partículas del catalizador como el níquel, molibdeno, cobalto y/o tungsteno. Esta agua se debe tratar para retirar los contaminantes como los residuos sólidos, clasificados como residuos peligrosos, los cuales se deben disponer de forma correcta mediante la contratación de personal calificado para manipularlos y disponerlos⁶⁹.

⁶⁸ MOHAMED A, Fahim; TAHER A, Al-Sahhaf y Amal Elkilani. Environmental Aspects in Refining. En: Fundamentals of Petroleum Refining. 1ra ed. Amsterdam: Elsevier, 2010. p. 424.

⁶⁹ Ibid., p. 425.

Las emisiones de los calentadores del proceso emiten los mismos gases que el calentador de la destilación atmosférica y también pueden emitir tolueno, benceno y/o xileno, compuestos que son altamente tóxicos y cancerígenos.

6.1.4 Reformación catalítica. En este proceso las emisiones suelen ser componentes volátiles de los derivados y/o emisiones de los calentadores que traen componentes como los óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono y material particulado.

Otras emisiones de este proceso pueden ser de tolueno, xileno y/o benceno, compuestos altamente tóxicos y cancerígenos, los cuales son usados por la industria petroquímica. Además, al regenerar el catalizador se produce sulfuro de hidrógeno y monóxido de carbono, es por esto que siempre se deben realizar los respectivos mantenimientos y rutinas para evitar fugas de estos gases en cualquier línea del proceso debido al peligro que estos representan para el ambiente y el ser humano⁷⁰.

6.1.5 Planta de procesamiento de gas. El gas que se obtiene de diferentes procesos en la refinería es un gas ácido con leve contenido de agua e hidrocarburos livianos. Este gas se debe endulzar y deshidratar para ser usado como combustible dentro de la refinería.

El proceso de endulzamiento retira el sulfuro de hidrógeno contenido en el gas mediante el uso de aminas. Normalmente se suele recuperar este gas ácido para obtener azufre o ácido sulfúrico en una planta de recuperación de azufre. Otro proceso es el de deshidratación, en el cual se le retira el agua libre al gas mediante el uso de un disecante como el glicol. Por último, al obtener un gas libre de contaminantes se puede proceder a realizarle un fraccionamiento para obtener diferentes productos como el gas natural y el GLP.

Los impactos de la planta de procesamiento de gas no son tan severos debido a que las instalaciones son diseñadas para poder manejar y controlar todos los gases encontrados a lo largo del proceso, sin embargo, en el caso de que hallan fugas en las tuberías y/o equipos, existiría una liberación de gases altamente tóxicos como el sulfuro de hidrógeno, y gases cancerígenos como el benceno, tolueno, etil-benceno y xileno al medio ambiente, los cuales alteran y contaminan la calidad del aire que los seres vivos respiran. Estas emisiones traen alteraciones al ecosistema, afectando directamente a la flora y fauna, y perjudica la salud de los trabajadores en la refinería y comunidades aledañas a la zona del proyecto.

6.1.6 Unidad de recuperación de azufre. El proceso de Claus es el que suele implementar para poder obtener azufre elemental a partir de un gas rico en sulfuro

⁷⁰ Ibid., p. 424.

de hidrógeno, lo cual requiere la quema del gas y produce una gran cantidad de gases altamente tóxicos, es por esta razón que este proceso se diseña de forma tal que pueda soportar y manejar correctamente cada corriente del proceso. Una fuga en los equipos significaría un gran impacto ambiental en la calidad del aire, lo cual altera los ecosistemas cercanos, afectando directamente a la flora y fauna, y sumado a esto, puede perjudicar la salud de los trabajadores y comunidades cercanas a la zona del proyecto.

6.2 MANEJO DE LOS RESIDUOS

Los residuos mencionados anteriormente siempre se pueden mitigar y controlar con un buen plan de gestión ambiental para cumplir con la norma colombiana, que se mencionará más adelante, y no perjudicar al medio ambiente. La operación eficiente y responsable de la refinería es una forma de gestionar correctamente la contaminación. Los residuos de todos los procesos se suelen direccionar por una misma línea hacia una planta de tratamiento dependiendo del residuo, los cuales se clasifican en gas residual, agua residual y sólidos residuales.

6.2.1 Gas residual. Para un buen manejo de los gases residuales se debe siempre controlar estas corrientes dentro del proceso y las emisiones a la atmósfera, sin embargo, no siempre es posible monitorear o controlar las emisiones debido a que estos gases se pueden escapar por lugares como las válvulas, tuberías, tanques de almacenamiento, tanques de tratamiento o grietas, lo cual causa que este tipo de residuos tengan el mayor control mediante la implementación de mantenimientos preventivos regulares y ejercer las operaciones en la refinería de una forma que siga los protocolos establecidos por un plan de seguridad industrial.

Este gas residual se dirige a una planta de tratamiento para luego reciclar el producto y disponer los residuos, que en este caso son gases que alteran al medio ambiente. Uno de los gases son los óxidos de nitrógeno, los cuales se controlan mediante la implementación de un sistema SCR (reducción catalítica selectiva), el cual descompone los óxidos a nitrógeno elemental y agua. Los óxidos de azufre se controlan con un sistema FGD (desulfuración de gas combustible) en donde se le retiran estos compuestos del gas usando un líquido en contracorriente que los absorbe. Por último, los hidrocarburos volátiles se controlan en la quema del gas o con un sistema de absorción de carbono⁷¹.

En el **Cuadro 25** se muestran las emisiones de los procesos y los métodos más usados para su reducción.

⁷¹ Ibid., p. 439-445.

Cuadro 25. Emisiones a la atmósfera y métodos de reducción

Proceso	Emisiones a la atmósfera	Método de reducción de la emisión
Incinerador	SO _x , CO ₂ , material particulado	Usar gas natural o de la refinería
Incinerador	NO _x	Usar quemador bajo en NO _x (<100mg/Nm ³)
Planta de procesamiento de gas	Hidrocarburos volátiles, H ₂ S	Buen mantenimiento
Plante de recuperación de azufre	H ₂ S, SO _x	Buen mantenimiento
Reformador catalítico	NO _x	Usar quemador bajo en NO _x y recirculación del gas combustible (<100mg/Nm ³)
Tanques de almacenamiento	Hidrocarburos volátiles	Instalar sellos dobles en los techos flotantes
Generador de vapor (gas combustible)	SO _x	Usar gas natural o de la refinería
Generador de vapor (gas combustible)	NO _x	Usar quemador bajo en NO _x (<100mg/Nm ³)
Generador de vapor (combustible residual)	SO _x	Instalar el sistema FGD
Generador de vapor (combustible residual)	NO _x	Instalar el sistema SCR

Fuente: FAHIM, MOHAMED A, ALSAHAF, TAHER A y ELKILANI, AMAL. Fundamentals of petroleum refining, Amsterdam, 2010. Modificada por autores.

Para la mitigación y el control de este tipo de residuo se busca reducir su cantidad, reciclarlo a otros procesos o reducir su toxicidad mediante la modificación de los equipos, rediseño de los procesos, sustitución de materia prima por otra que sea amigable con el medio ambiente, entre otros.

6.2.2 Agua residual. El agua residual de la refinería es una combinación de muchas corrientes, entre las cuales están las corrientes de desalinizadores, los procesos catalíticos, la planta de gas, la planta de recuperación de azufre, entre otros. Esta combinación causa que el agua sea altamente tóxica y deba ser tratada de forma severa para ser reciclada o disponerla a cuerpos de agua.

Esta agua está cargada de hidrocarburos, materiales disueltos, sólidos, fenoles, amoníaco, nitratos, sulfuros, entre otros, los cuales dependen de la fuente, por ejemplo, un agua residual del sistema de refrigeración para condensar los hidrocarburos viene cargada de hidrocarburos junto con químicos anticorrosivos y

material de corrosión, a comparación de un agua del desalinizador que está saturada de sales.

El tratamiento típicamente consiste de dos etapas, primaria y secundaria, en donde los primeros tratamientos retiran gran parte de los contaminantes mediante procesos sencillos para reducir aceites, grasas y sólidos suspendidos; los secundarios retiran de forma más intensiva los contaminantes remanentes mediante la degradación del contenido biológico. En la **Tabla 25** se muestran la composición típica del agua luego de ser tratada.

Tabla 25. Composición del agua luego de su tratamiento

Contaminantes	Composición del agua luego del tratamiento primario (mg/l)	Composición del agua luego del tratamiento secundario (mg/l)
Petróleo	40	0.05-9,8
Demanda química de oxígeno (COD)	300	30-225
Demanda biológica de oxígeno (BOD)	150	2-50
Sólidos suspendidos totales	10-20	2-8
Fenoles	12	0.03-1,0
Sulfuros	5	0.01-1,0
MTBE	0-3	<1
PAH	0,1	0,005-0,05
BTX	5	<0,001
Metales	1	0,1-1,0

Fuente: FAHIM, MOHAMED A, ALSAHAF, TAHER A y ELKILANI, AMAL. Fundamentals of petroleum refining, Amsterdam, 2010. Modificada por autores.

En la primera etapa se retiran gran cantidad de contaminantes mediante el uso de los separadores API junto con otros procesos químicos y físicos para que el proceso sea más eficiente. La segunda etapa se le realiza a la corriente de agua que contiene más de 250ppm de hidrocarburos y en esta se usa una gran variedad de procesos físicos y químicos para poder romper la emulsión de petróleo-agua, retirar contaminantes como los nitratos y fenoles, y reducir la demanda de oxígeno tanto biológica como química⁷²

El tratamiento del agua es una inversión necesaria para cumplir con la normativa ambiental de Colombia y así poder operar de forma segura tanto para los trabajadores como para el medio ambiente.

⁷² Ibid., 445-452.

6.2.3 Sólidos residuales. Estos residuos se presentan en forma de un lodo remanente en el fondo de las unidades de tratamiento o tanques de almacenamiento. Este residuo sólido se compone por arenas, arcillas, catalizadores gastados, material de corrosión, ceras, cenizas del quemador, entre otros, y se obtiene mediante la separación por gravedad en tanques con tiempo de retención o también mediante un proceso de tratamiento térmico, el cual retira toda el agua e hidrocarburos del sólido, reduciendo su impacto al ser dispuesto ⁷³.

Este residuo no se suele reciclar, solamente se trata para disponerlo mediante la incineración, el tratamiento fuera de sitio o como relleno en la tierra.

6.3 NORMATIVIDAD AMBIENTAL COLOMBIANA PARA EL PROYECTO

La refinación en Colombia, según el código de petróleos, es controlada y vigilada por el Ministerio de Minas y Energía, el cual además de la refinación se encarga de la importación, almacenamiento, distribución y transporte de los combustibles líquidos derivados del petróleo. Otra entidad de gran importancia es la CREG que regula este tipo de actividad y otras en la industria de hidrocarburos.

A estos entes son a los que se les rinden cuentas y mediante los cuales se adquiere la autorización para poder ejercer la actividad la refinación. En el decreto único reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía se explican todas las condiciones para obtener esta autorización de refinar y en el primer punto se mencionan las autorizaciones ambientales, las cuales son expedidas por la ANLA mediante un detallado estudio del proyecto que se va a implementar junto con los impactos ambientales y métodos mediante los cuales se mitigarán y controlarán, cumpliendo con la normatividad expedida por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Todo proyecto de refinación debe tener las licencias ambientales que le corresponde, por ejemplo el permiso para vertimiento de aguas residuales, y así lograr una implementación correcta y confiable de un proyecto de esta magnitud. Sumado a esto el proyecto debe cumplir con toda la reglamentación vigente en el territorio, por ejemplo, cumplir con conservar el medio ambiente plantando árboles en otro lugar según se vayan retirando para adecuar el terreno, o las especificaciones de las paredes del proyecto para no afectar el paisaje del Municipio.

El decreto previamente mencionado no solo menciona los ítems a tener en cuenta para obtener la autorización, en donde debe tener las licencias ambientales expedidas por los entes competentes, además, menciona las obligaciones de un refinador, entre las cuales está el cumplimiento de las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente.

⁷³ Ibid., p. 452.

Para poder cumplir con toda la normatividad ambiental es necesario tener en cuenta la norma ISO 14000 e implementar un Sistema de Gestión ambiental según la ISO 14001 y poder tener un proyecto que esté comprometido en conservar el medio ambiente y cumplir las expectativas de los clientes. Además, la norma OHSAS 18001 es otra norma de gran importancia para el proyecto, la cual se enfoca principalmente en que el ambiente laboral sea el mejor posible para beneficiar tanto al trabajador como la eficiencia del proceso.

No solo se debe tener en cuenta los impactos del proceso, como lo son las emisiones y aguas residuales, también se debe tener en cuenta el impacto del uso del producto final como lo son los combustibles. La resolución 1565 de 2004 reglamenta la calidad de los combustibles según su uso y debe ser tenido en cuenta para el estudio ambiental del proyecto. La ley 1205 de 2.008 es también de gran importancia ya que marcó un cambio en el uso del diésel en Colombia, esto se debe a que desde el primero de enero del 2.013 el país solo usa diésel con contenido de azufre menor 50 ppm como compromiso con el medio ambiente, y esto se logra en la refinería mediante la instalación de unidades de hidrotratamiento que retiran gran cantidad del azufre de los derivados, unidad la cual viene en la cotización de la Empresa A. En el **ANEXO E** se encuentra el marco legal ambiental del proyecto, el cual contiene leyes, decretos y resoluciones que se deberán tener en cuenta para poder operar la refinería de forma segura para el medio ambiente.

6.3.1 Emisiones a la atmósfera. Las normas y estándares de emisión de contaminantes a la atmósfera se establecen en la resolución 909 del 5 de Junio de 2008. Algunos puntos para tener en cuenta durante la planeación y desarrollo del proyecto son:

- Cumplir con los estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para las actividades nuevas de fabricación de productos de la refinación del petróleo.
- Evaluar, clasificar y monitorear cada tipo de contaminante encontrado en cada punto de descarga de los procesos.
- Realizar las debidas mediciones de las emisiones para un control de estas en el tiempo y usando el método establecido por la normatividad.
- En caso de realizar un tratamiento térmico a residuos o desechos peligrosos y no peligrosos, realizarlos bajo una autorización ambiental y con los debidos procedimientos para cumplir con los estándares de este tipo de emisión.
- Por obligación se debe construir un ducto o chimenea para la emisión por fuentes fijas, y debe ser colocada de forma tal que cumpla con la norma para dispersar de forma efectiva los contaminantes.

- El Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial será el encargado de realizar la medición de las emisiones por fuentes fijas.
- Se debe instalar un sistema de control, el cual operará según las especificaciones del operador, debe tener un plan de contingencia y debe tener sus respectivos mantenimientos programados.

6.3.2 Desechos o residuos peligrosos. La prevención y manejo de los residuos o desechos peligrosos es reglamentada por el decreto 4741 de 2005. Algunos puntos para tener en cuenta durante la planeación y desarrollo del proyecto son:

- Realizar los correspondientes sistemas de gestión para la clasificación, reducción, recolección, depósito y posterior manejo integral de estos desechos.
- Se debe clasificar de forma detallada cada tipo de residuo o desecho peligroso resultante de los procesos.
- Capacitar al personal para la gestión y manejo de los residuos o desechos peligrosos dentro de la refinería para evitar riesgos a la salud y al medio ambiente.
- Tener un plan de contingencia actualizado para cada tipo de accidente que pueda ocurrir durante la manipulación de los residuos tanto por el personal como dentro de los procesos.
- Contratar servicios para poder manipular, controlar, reducir, tratar, o disponer de los residuos de forma correcta y cumpliendo con la norma ambiental.
- El transporte de estos residuos se debe realizar según la normatividad, con los respectivos empaques, o se debe contratar los servicios para su transporte con una entidad certificada para poder recibir y transportar este tipo de residuos.
- Los planes de gestión no solo deben ir enfocados a un manejo de los residuos, también se debe enfocar a la reducción de estos, para ir obteniendo residuos con menor toxicidad y en menor cantidad.

6.3.3 Uso del agua y aguas residuales. Los usos del agua, residuos líquidos y otras disposiciones se reglamenta en el decreto 3930 de 2010. Algunos puntos para tener en cuenta durante la planeación y desarrollo del proyecto son:

- Durante la planeación se debe estudiar la disposición de las aguas residuales, dependiendo de la calidad del agua final para disponerla en cuerpos de agua o alcantarillados permitidos por la ley.
- La procedencia del agua destinada para el proyecto debe ser en volúmenes y de lugares permitidos por la ley con las respectivas licencias ambientales.

- Tener en cuenta las prohibiciones en cuanto a la disposición de aguas residuales, reglamentadas por el decreto en el artículo 24 para el estudio ambiental.
- El Ministerio de Ambiente, Vivienda y desarrollo es el encargado de expedir las normas para los parámetros y límites de los vertimientos a las aguas superficiales, marinas, a los sistemas de alcantarillado público y al suelo.
- El agua siempre debe ser tratada y luego de verificada su calidad se puede disponer según la reglamentación.
- Se deben realizar los debidos mantenimientos de la planta de tratamiento de aguas con tal de que la operación sea eficiente, y estos mantenimientos serán vigilados por la autoridad ambiental competente.
- El vertimiento de aguas solo se puede realizar luego de obtenidos los permisos para realizar esta actividad.
- Todo vertimiento debe ser descrito de forma detallada y reportado para su evaluación y control.

7. EVALUACION FINANCIERA

Colombia cuenta con una producción de petróleo de 865.000 bpd y una capacidad de refinación instalada 431.300 bpd, los 434.000 bpd restantes estarán disponibles para ventas y exportación. Las principales refinerías del país operan en su mayoría mediante tecnologías de refinación convencional, es decir, el complejo es construido conjuntamente y no por módulos, además, estas refinerías se encuentran ubicadas en Barrancabermeja (Santander) y Cartagena (Bolívar), por lo cual el transporte y abastecimiento de combustibles hacia el centro del país, especialmente en el Departamento de Boyacá, es más costoso. La siguiente **Tabla 26** tomada del Ministerio de Minas y Energía para el 01 de Enero de 2018, muestra los costos de dos combustibles para las principales ciudades del país en pesos colombianos por galón.

Tabla 26. Precios para la Gasolina y ACPM en Colombia.

Precios por ciudades	Vigencia desde 01 de Enero	
	Gasolina MC (\$/gal)	ACPM (\$/gal)
Bogotá	8.889	8.185
Medellín	8.839	8.238
Cali	8.895	8.333
Barranquilla	8.711	7.973
Santan Marta	8.811	8.073
Cartagena	8.666	7.944
Montería	8.916	8.194
Sincelejo	8.866	8.144
Bucaramanga	8.703	8.029
Villavicencio	8.989	8.285
Tunja	9.023	8.319
Pereira	8.867	8.286
Manizales	8.869	8.277
Armenia	8.927	8.286
Ibagué	8.842	8.206
Neiva	8.927	8.300
Pasto	6.640	6.487
Cúcuta	6.594	5.784

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

La empresa ESP ENERGY GROUP, desarrolla el proyecto para la refinación de 9.000 Bpd de petróleo crudo, a través de una refinería modular en el Municipio de Duitama (Boyacá), el proyecto RefiBoyacá tiene como propósito disminuir la necesidad de importar productos refinados y estabilizar la balanza comercial hacia el centro del país. El objetivo final de este trabajo de grado, es determinar el costo total de implementación de esta refinería teniendo en cuenta la tecnología modular, costos de operación, producción, administración, contingencias e ingresos por la venta de combustibles derivados del proceso de refinación.

Se utilizará la unidad monetaria de valor constante dólar americano (USD) con la TRM de \$ 2778, tomada del día 4 de abril del 2018, con un horizonte de proyección a 15 años, con períodos anuales de 350 días, debido a que 15 días se utilizarán para mantenimientos programados. La Tasa de Interés de Oportunidad TIO de ESP ENERGY GROUP, como compañía de servicios es del 12% anual, la viabilidad financiera del proyecto se realizará mediante el indicador financiero TIR (Tasa Interna de Retorno) y VPN (Valor Presente Neto).

7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSION (CAPEX)

El costo de una refinería depende de varios factores, complejidad de la refinería, capacidad de utilización o factor de flujo, tamaño de la refinería, calidad del crudo, locación y limitaciones ambientales. Estos factores deben ser tenidos en cuenta durante la fase de inversión, de tal manera que el diseño de la refinería, sus equipos y procesos, sean los más adecuados. La refinería debe cumplir no sólo con los requerimientos del inversionista, sino también, con el mercado nacional tanto de la materia prima como de los productos y las regulaciones ambientales nacionales.

El Capex (Capital Expenditure) comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles que deberá obtener la compañía para el proyecto, aquí se tomaron como activos fijos los bienes que serán propiedad de ESP ENERGY GROUP, como el terreno, el edificio, la maquinaria, equipo mobiliario, vehículos de transporte, entre otros.

Los activos conocidos como intangibles, se tiene en cuenta durante el análisis de costos de inversión que son bienes necesarios para el funcionamiento de la refinería que; en este grupo se encuentran bienes como patentes, marcas, diseños industriales, contratos, estudios administrativos o de ingeniería, entre otros.

7.1.1 Terreno: Para el proyecto RefiBoyacá la compañía hará uso de un terreno con una extensión de 20 (Ha), ubicado en el Municipio de Duitama, para el cual se ha determinado un costo promedio de \$COP 180.000 por m² según información regional; de tal manera que el costo de las 20 (Ha) será de \$USD 12.957.704, monto al que se le debe incrementar el 55% (\$USD 7.126.737) determinado por la ley colombiana, como un dinero adicional que la compañía deberá disponer en

retribución al Municipio por el uso del terreno, obteniendo de ésta manera un costo final de \$USD 20.084.441.

7.1.2 Estudios: Estudios de ingeniería y viabilidad financiera, que se estiman en \$USD 4.000.000 dato obtenido mediante una compañía de consultoría.

7.1.3 Licenciamiento: Trámites de licenciamiento ambiental que se estiman en \$USD 410.000.

7.1.4 Equipos de Refinería: Los equipos se evaluaron según dos propuestas en capítulos anteriores y cotizados por \$USD 51.753.271 más un 30% de incremento del precio desde la cotización hasta su compra. De igual manera los equipos deberán pagar costos de importación e IVA, estos para Colombia según el DANE, son del 10% y 19%, respectivamente para un total de \$USD 86.790.235.

7.1.5 Transporte de Equipos: Los fabricantes cuentan con casa matriz en Estados Unidos, y los costos de transporte a Colombia serán de \$USD 600.000 más un factor de seguridad del 5%, para un costo total de \$USD 630.000.

7.1.6 Tanques: Se requieren dos tanques de almacenamiento de fluidos con capacidad para contener 50.000 Bbl, cotizados en \$USD 5.800.634. (Capacidad 25.000 c/u).

7.1.7 Obras civiles: Las obras civiles hacen parte principalmente de la adecuación del terreno, pilotaje, alumbrado, construcción del edificio, estimados en \$USD 3.100.000.

7.1.8 Constitución de empresa: Trámites de registro y constitución de la empresa de refinación, estimados en \$USD 1.300.000.

7.1.9 Reserva de crudo: Por ley se exigen que las nuevas refinerías cuentan con una reserva anticipada de crudo para los primeros 15 días de operación, para RefiBoyacá se requerirán 135.000 barriles, estimados en un costo de \$USD 7.060.500.

7.1.10 Plan de contingencia: Existe un riesgo potencial en la explosión de nubes de vapor accidentales en complejos industriales como las refinerías, según la cantidad de moles disponibles en el aire y la inflamabilidad de un combustible como la gasolina o el gas, se podrá genera un incidente. Además, existen riesgos asociados para la fase de construcción y adecuación del terreno que deben ser tenidos en cuenta como un dinero adicional que la compañía reservará en caso de que sucedan.

Por regla general se maneja un plan de riesgos de 10 al 15% de la inversión inicial del proyecto, teniendo en cuenta que los activos anteriormente mencionados dan como resultado una inversión inicial de \$USD 129.175.811, se tomará un 10% de

este dinero adicional como plan de apoyo financiero en caso de que se genere un emergencia ambiental u operacional \$USD 12.917.581.⁷⁴

En la siguiente **Tabla 27**, se discrimina el costo de cada activo y el total de la inversión para el primer período.

Tabla 27. Costos de Inversión (CAPEX)

Activo	Monto USD
Terreno	20.084.441
Estudios	4.000.000
Licenciamiento	410.000
Equipos de Refinería + Aranceles	86.790.235
Transporte	630.000
Tanques	5.800.634
Obras Civiles	3.100.000
Constitución de empresa	1.300.000
Reserva de Crudo	7.060.500
Plan de Contingencia	12.917.581
Total	\$ 142.093.392

7.2 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSION (OPEX)

Opex (Operational Expenditure), comprende los costos incurridos por la empresa para operar la refinería, tales costos corresponden a la materia prima, mano de obra, mantenimientos, servicios públicos, entre otros.

Los costos de operación a diferencia de los de inversión, son periódicos y se consideran como necesarios para obtener los productos refinados, a continuación se describirán los costos.

7.2.1 Compra de Crudo. Para el procesamiento de derivados se necesitará una carga diaria de 9.000 Bbl de crudo para 350 días del año y obtener una carga final 315.500 Bbl al año que serán comprados a un costo de \$USD 42 más el costo de transporte que será de \$USD 52.3, este valor del transporte aplica para dos casos, el caso en que sea la compañía ESP ENERGY GROUP la que cubra los costos de transporte, o en el caso de que sean sumados al precio de venta del barril, debido a que el operador sea quién debe incurrir en los costos.

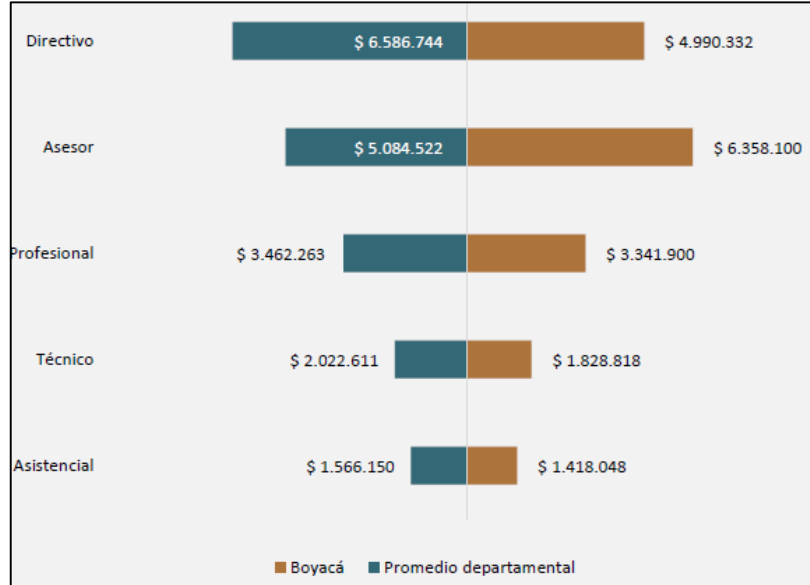
7.2.2 Mano de obra para la operación. Según la información suministrada por la compañía seleccionada para la fabricación de Equipos y ESP ENERGY GROUP, se requieren 29 personas para la operación, el salario de cada uno de ellos han

⁷⁴ EQUION. Gestión De Proyectos. 2010.

sido estimados según el promedio salarial del Departamento, además se ha tenido en cuenta el 54% de cada trabajador que se liquida por concepto de parafiscales.

7.2.3 Promedio Salarial en Boyacá. la distribución salarial depende del nivel de formación educativo de la población, en la siguiente **Gráfica 10** se muestra el promedio salarial.

Gráfica 10. Promedio Salarial Boyacá según nivel de Educación.



Fuente: Información suministrada por ESP ENERGY GROUP.

El costo mensual del personal de operación de la refinería se encuentran en los \$USD 32.106, sin cargo por parafiscales. En la siguiente **Tabla 28** se encuentran los costos anuales por concepto de mano de obra.

Tabla 28. Costo Mano de Obra

Cargo	Cantidad	Salario
Gerente	1	\$ 10.000.000
Gerente de operaciones	1	\$ 8.000.000
Gerente de Mantenimiento	1	\$ 8.000.000
Ingenieros	2	\$ 6.000.000
Operarios	16	\$ 38.400.000
Personal de laboratorio	2	\$ 7.600.000
Técnicos	2	\$ 4.000.000
Personal de limpieza	4	\$ 7.200.000
Costo total Mes (\$COP)	29	\$ 89.200.000
Total mes (\$USD)		\$ 32.106

Costo anual por mano de obra:

Tabla 29. Costo anual (USD/año) de mano de obra

Mano de obra		
Costo (USD/mes)	Períodos	Costo Total (USD/año)
32.106	12	385.276

7.2.4 Mantenimientos. Los equipos modulares requieren de mantenimientos periódicos para prevenir y mitigar errores operativos, se programaran durante dos períodos al año cada uno con una duración de una semana. La cotización de la empresa A ofrece mantenimientos anuales por un costo de \$USD 1.035.065, adicionalmente, se tienen en cuenta los costos por mantenimiento de tanques por \$USD 500.000, para un total de \$USD 1.535.065.

7.2.5 Servicios públicos. Según los datos obtenidos de la simulación la refinería requiere 176 kw/día de energía para su operación, con un costo promedio en Duitama de \$USD 4.47 por kw/día. Para el consumo de agua en el Municipio de Duitama se ha determinado una tarifa para el sector industrial de \$USD 0.32 por m3 y la refinería requiere para su operación 521,9 m3, en la siguiente **Tabla 30**, se discriminan los costos anuales por concepto de servicios públicos.

Tabla 30. Costo de Servicios Públicos

Consumo Refinería	USD año
Energía (kw/h)	6.601.465
Agua (gal/h)	1.420.151
Total Consumo	8.021.616

En la **Tabla 31**, se presenta un resumen de los costos operacionales para cada período anual en el proyecto.

Tabla 31. Costos de Operación (OPEX)

Concepto	Monto USD
Compra de crudo	164.745.000
Mano de obra	385.276
Mantenimientos	1.535.065
Disposición de Residuos	250.000
Vías de acceso y patios	12.000.000
Servicios Públicos	8.021.616
Total	\$ 186.936.957

7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

La compañía recibirá ingresos por concepto de ventas de los derivados obtenidos mediante el proceso de refinación de petróleo crudo, estos volúmenes de venta dependerán de las eficiencias obtenidas en cada uno durante el proceso de refinación.

Las eficiencias obtenidas en el proceso:

Tabla 32. Eficiencia de los derivados obtenidos

Producto	Caudal (Bpd)	Eficiencia %
Gas	450,21	5%
Gasolina	1.574,42	17%
Queroseno	967,62	11%
Diésel	1.932,23	21%
Diésel marino	463,28	5%
Residuo	3.643,57	40%
Total	9.031,33	100%

Es importante aclarar, que el residuo obtenido que es del 40% y aunque puede comercializarse para las plantas asfalteras, la real eficiencia de la refinería sería del orden del 60% en generación de combustibles líquidos.

Según el Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano (SIPG), los precios del combustible como gasolina y diésel se determinan para cada mes y para las principales ciudades del país, el SIPG además discrimina los impuestos aplicados al tipo de combustible, como el impuesto al carbono, impuesto nacional o el IVA, sin embargo, para efectos de la evaluación financiera se tendrá en cuenta el precio de ingreso al productor, que será el precio máximo al cual RefiBoyacá podrá comercializar sus derivados.

Para determinar el precio del Diésel marino y el Queroseno se tomó la tarifa para el mes de Mayo de 2018 publicada por Ecopetrol. Y finalmente para determinar el precio del Bitumen o residuos, se consultó una compañía asfaltera.

Tabla 33. Precio de Venta de los combustibles

Combustible	Volumen (bbl/día)	\$USD/bbl	\$USD/día
Gasolina	1.574,42	72,41	114.004
Queroseno	967,62	109,50	105.954
Diésel	1.932,23	75,61	146.096
Diésel marino	463,28	89,04	41.250
Residuo	3.643,57	51,14	186.332

7.3.1 Gasolina: El volumen de gasolina obtenido en el proceso de refinación según los resultados de la simulación será de 1.574,42 Bpd, a un precio de venta de \$USD 72.41 por barril.

7.3.2 Queroseno: El volumen obtenido de este combustible será de 967,62 Bpd, a un precio de venta de \$USD 109.50 por barril.

7.3.3 Diésel: El volumen de diésel obtenido en el proceso de refinación según los resultados de la simulación será de 1.932,23 Bpd, éste tendrá un precio de venta de \$USD 75.61 por barril.

7.3.4 Diésel marino: El volumen de diésel marino obtenido será 463,28 Bpd, a un precio de venta de \$USD 89.04 por barril.

7.3.5 Residuo (Bitumen): Los fondos atmosféricos como producto final de la refinación tendrán un volumen de 3.643,57 Bpd, a un precio de venta de \$USD 51.14 por barril.

En resumen los ingresos por venta de derivados para el primer año serán de:

Tabla 34. Ingresos por cada combustible (USD/año).

Combustible	Volumen (bbl/día)	\$USD/bbl	\$USD/día	\$USD/año
Gasolina	1.574,42	72,41	114.004	39.901.313
Queroseno	967,62	109,50	105.954	37.084.037
Diésel	1.932,23	75,61	146.096	51.133.569
Diésel marino	463,28	89,04	41.250	14.437.658
Residuo	3.643,57	51,14	186.332	65.216.259
			Total	207.772.836

7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Este capítulo tiene como objetivo evaluar la viabilidad financiera del proyecto, para ellos se han definido los costos de inversión (Capex), costos de operación (Opex) y los ingresos provenientes de la venta de los productos obtenidos a través

del proceso de refinación, de tal manera que se pueda elaborar un flujo de caja y de esta manera validar mediante los indicadores financieros VPN, TIR y Relación B/C.

7.4.1 Costo de oportunidad. Corresponde a la tasa de oportunidad que entregaría el mínimo valor de rentabilidad del proyecto. Para el proyecto esta tasa es calculada mediante un ponderado del porcentaje de rentabilidad de la inversión que desean recibir los empresarios y el porcentaje de financiación bancaria de la inversión, obteniendo un valor del 12%. Obtenida de la siguiente manera:

Ecuación 7. Ecuación Tasa interna de oportunidad (TIO)

$$TIO = DTF - IPC + i_1 + i_e$$

En donde, el DTF, corresponde a los depósitos a término fijo en Colombia, en donde el inversionista deposita un monto de dinero a un tiempo definido, con el fin de obtener una rentabilidad. El IPC, corresponde a la variación anual de los precios del consumidor para un lapso de tiempo y representa la inflación para Colombia. El i_1 y el i_e , corresponden a la tasa esperada por el inversionista y el empresario respectivamente. Los datos de la tasa DTF e IPC, fueron tomados de la página web del Banco de la República, y los datos para i_1 e i_e , fueron dados por ESP ENERGY GROUP.

$$TIO = 5.36\% - 3.14\% + 4.8\% + 5\% = 12.02\%$$

7.4.2 VPN (Valor Presente Neto). Es un indicador financiero que indica el aporte económico de un proyecto llevando los valores a una fecha actual. El VPN corresponde dinero excedente que queda después de haber recuperado la inversión y haber obtenido el costo de oportunidad, este indicador depende del flujo de caja de proyecto y de la tasa de oportunidad.

Ecuación 8. Ecuación VPN (Valor Presente Neto)

$$VPN = Inversión - \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1 + TIO)^t}$$

El criterio de evaluación de este indicador está dado por:

VPN > 0, Proyecto viable

VPN < 0 Proyecto no viable

7.4.3 TIR (Tasa Interna de Retorno). Es un indicador financiero que mide la tasa de rentabilidad de una inversión.

Ecuación 9. Ecuación TIR
(Tasa interna de retorno)

$$TIR = \sum_{t=0}^N \frac{FCt}{(1 + TIO)^t}$$

El criterio de evaluación de para este indicador, se define como:

TIR > TIO Proyecto viable
TIR < TIO Proyecto no viable.

7.4.4 Relación Beneficio/Costo R B/C: Este es un indicador que permite ver directamente, cuánto dinero va a recuperar la empresa por cada unidad invertida.

Ecuación 10.
Ecuación R B/C
(Relación

$$B/C = \frac{Beneficios}{Costos}$$

El criterio de evaluación de este proyecto, está dado por:

Relación B/C > 1 Indica que los ingresos superarán los costos
Relación B/C < 1 Indica que los costos superarán los ingresos

7.5 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja corresponde a un informe de nivel financiero que permite organizar y evaluar los ingresos y egresos abarcando factores como impuestos, depreciación de equipos, gastos financieros entre otros entorno a un proyecto para determinar el margen operacional o flujo de caja disponible que tendrá dicho proyecto para cada uno de los período de tiempo evaluados.

A continuación en la **Tabla 35** se presenta el flujo de caja para el proyecto RefiBoyacá, en donde se encuentran dos secciones definidas, Ingresos y Egresos, y en la parte inferior el Flujo de Caja Neto de cada período.

Tabla 35. Flujo de caja RefiBoyacá

PERIODO	-	1	2	3	4	5	6	7
INGRESOS								
Total de ingresos		207.772.836	214.296.903	221.025.826	227.966.036	235.124.170	242.507.069	250.121.791
(-ICA)		623.319	642.891	663.077	683.898	705.373	727.521	750.365
Ingresos después del ICA		207.149.517	213.654.012	220.362.748	227.282.138	234.418.797	241.779.548	249.371.426
EGRESOS								
Total Costos		186.936.957	192.806.777	198.860.910	205.105.143	211.545.444	218.187.971	225.039.074
Depreciación Máquinas		8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024
Total Egresos		195.615.981	201.485.801	207.539.934	213.784.166	220.224.468	226.866.995	233.718.097
UAI		11.533.537	12.168.211	12.822.814	13.497.972	14.194.330	14.912.553	15.653.328
Impuestos		346.006	365.046	384.684	404.939	425.830	447.377	469.600
UDI		11.187.531	11.803.165	12.438.130	13.093.033	13.768.500	14.465.176	15.183.728
Depreciación		8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024
Flujo Operacional		19.866.554	20.482.188	21.117.153	21.772.056	22.447.523	23.144.200	23.862.752
Inversión total	142.093.392							
FNC	(142.093.392)	19.866.554	20.482.188	21.117.153	21.772.056	22.447.523	23.144.200	23.862.752

Tabla 35. (Continuación).

PERIODO	8	9	10	11	12	13	14	15
INGRESOS								
Total de ingresos	257.975.615	266.076.049	274.430.837	283.047.966	291.935.672	301.102.452	310.557.069	320.308.561
(-ICA)	773.927	798.228	823.293	849.144	875.807	903.307	931.671	960.926
Ingresos después del ICA	257.201.688	265.277.821	273.607.545	282.198.822	291.059.865	300.199.145	309.625.398	319.347.635
EGRESOS								
Total Costos	232.105.301	239.393.407	246.910.360	254.663.345	262.659.774	270.907.291	279.413.780	288.187.373
Depreciación Máquinas	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024
Total Egresos	240.784.324	248.072.431	255.589.383	263.342.369	271.338.798	279.586.315	288.092.804	296.866.396
UAI	16.417.364	17.205.391	18.018.161	18.856.453	19.721.067	20.612.830	21.532.594	22.481.239
Impuestos	492.521	516.162	540.545	565.694	591.632	618.385	645.978	674.437
UDI	15.924.843	16.689.229	17.477.617	18.290.759	19.129.435	19.994.445	20.886.616	21.806.802
Depreciación	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024	8.679.024
Flujo Operacional	24.603.867	25.368.253	26.156.640	26.969.783	27.808.458	28.673.468	29.565.640	30.485.825
Inversión total								
FNC	24.603.867	25.368.253	26.156.640	26.969.783	27.808.458	28.673.468	29.565.640	30.485.825

La **Figura 47** representa un gráfico de los flujos de dinero de todo el período evaluado, las flechas con salida hacia la parte superior indican los ingresos del proyecto en cada período y las flechas con salida hacia la parte inferior indican los egresos de dinero para cada período.

Figura 47. Flujo de Caja

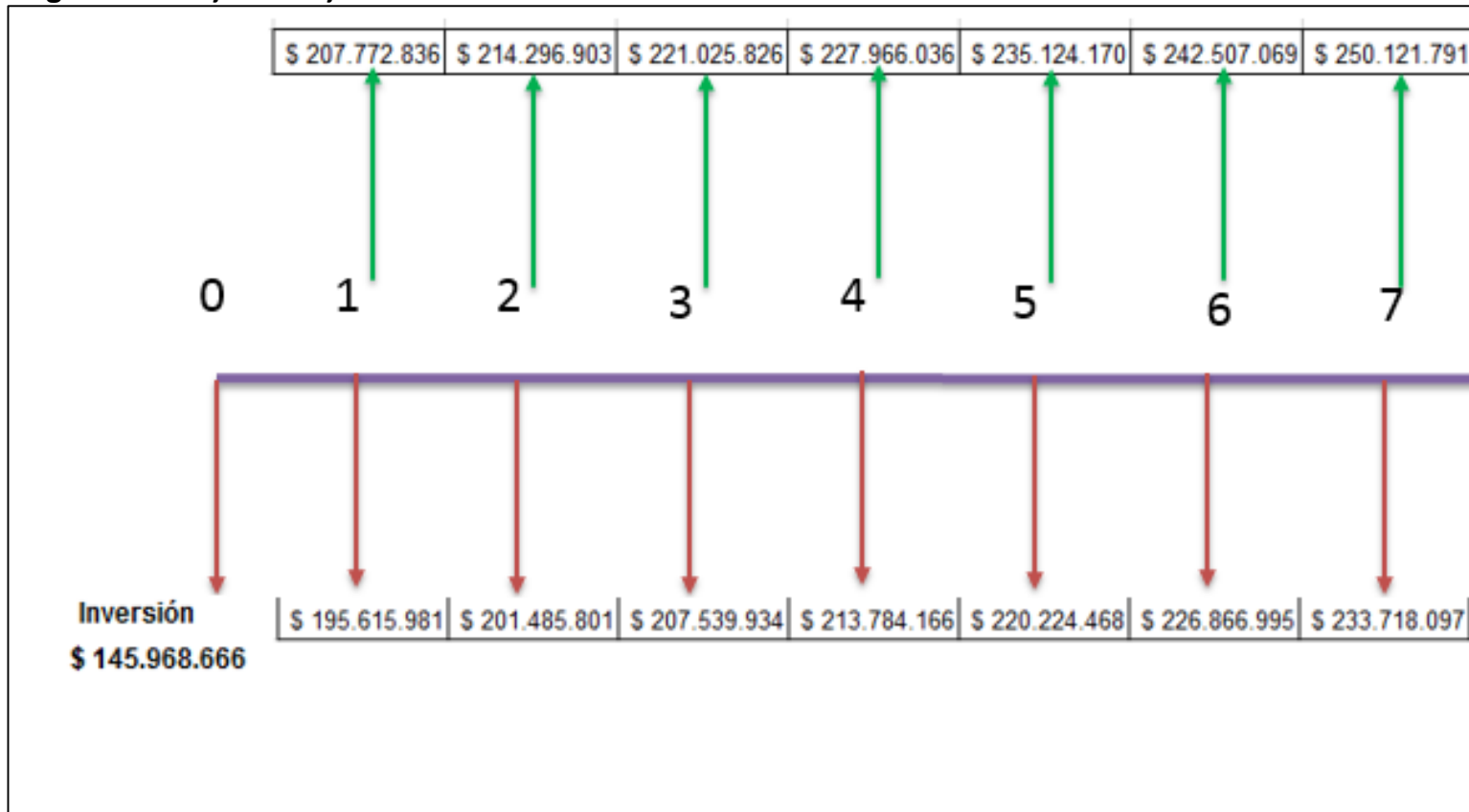
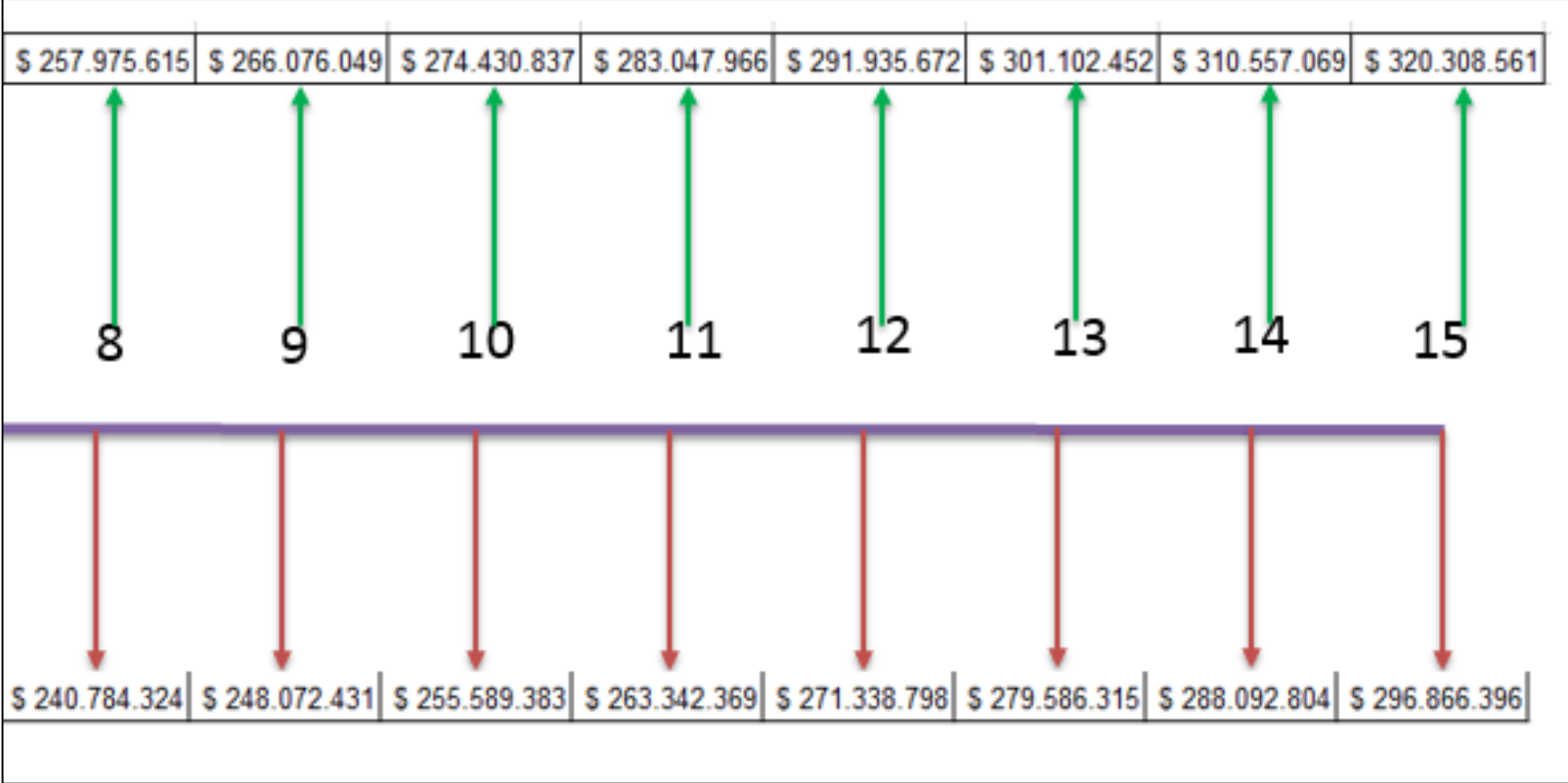


Figura 48. (Continuación) Flujo de Caja



7.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Una vez se ha descrito el desarrollo técnico del proyecto y se han definido las bases financieras requeridas para su implementación, se construye el flujo de caja financiero con los ingresos y los egresos totales, para determinar el flujo de caja neto para cada año de planeación, se determinaron los resultados mediando los indicadores financieros mencionados y se concluye que desde el punto de vista financiero el proyecto es atractivo para la inversión, pues se obtuvo un VPN >0 de **\$USD \$ 190.339.074**, lo que indica que el proyecto será viable para su desarrollo; al evaluar el indicador financiero TIR, éste toma un valor del **14%**, este según el criterio de evaluación es mayor a la TIO, por lo tanto indica un proyecto viable. Y finalmente la Relación B/C, indica un valor de **1,07** esto hace referencia a que por cada peso invertido en el proyecto se recuperará 0,07 pesos.

8. CONCLUSIONES

- La refinería modular RefiBoyacá ha sido diseñada basada en una mezcla de hidrocarburos con gravedad API 28,6°, debido a las propiedades de los crudos producidos en el Departamento de Boyacá con gravedades API inferiores a 15°, se han seleccionado únicamente crudos producidos en Campos del Departamento de Casanare, que cumplen con gravedades API entre 24 y 36° y permiten obtener una mezcla de hidrocarburos con propiedades cercanas a las del South Blend.
- El crudo que alimentará RefiBoyacá será una mezcla de ocho distintos tipos de crudo producidos en el Departamento de Casanare, que cuentan con una gravedad API ponderada de 28,9°, un contenido de azufre de 0,26% y un BSW de 0,21%, permitirán la operación del complejo suministrando un volumen de crudo de 11.870 Bpd.
- RefiBoyacá podrá cubrir un porcentaje del déficit de gasolina y diésel a nivel nacional (62.000 Bpd de gasolina y 45.000 Bpd para diésel) que sumado al alto costo de combustibles de la zona central del país, permitirá que la refinería modular supla un porcentaje de este margen libre a través de un precio competitivo.
- La propuesta de la Empresa A es la que más se acomoda a las necesidades de la empresa ESP Energy Group para desarrollar su proyecto de RefiBoyacá en Duitama según la evaluación realizada en la matriz de selección, obteniendo un puntaje de 86 sobre 100, siendo este mayor a comparación del puntaje de la Empresa B que fue de 77 sobre 100.
- La refinería simulada en Aspen HYSYS logró producir 1.569,01 Bpd de gasolina y 1.925,52 Bpd de diésel, suma la cual es del 38,96% del total de derivados obtenidos a partir de procesar el crudo South Blend.
- Los impactos ambientales de mayor importancia de la refinería serán producidos por las emisiones de los gases a la atmósfera y la disposición de los residuos tanto líquidos como sólidos debido a su alta toxicidad, por lo cual el control, mitigación y disposición de estos contaminantes debe estar contemplado en el plan de gestión ambiental del proyecto con el fin de obtener todas las respectivas licencias ambientales e impactar en lo mínimo al medio ambiente.
- Los resultados del análisis financiero del proyecto, indican que RefiBoyacá podrá ser un proyecto viable para la inversión, cumpliendo con las expectativas de la compañía de obtener mayor a la TIO (14%), un VPN de \$USD 190.339.074 favorable y además se podrán recuperar 0.07 pesos por cada peso invertido, según los resultados del indicador Relación Beneficio/Costo.

9. RECOMENDACIONES

- Se puede evaluar el diseño de una red de oleoducto que permita transportar el crudo producido desde los Campos de Casanare, hasta la refinería, de esta manera los costos de transporte de crudo a la refinería podrán disminuir.
- Para reducir los costos operacionales de la refinería se puede realizar un estudio en el cual se instale una planta de generación termoeléctrica para abastecer energéticamente a los equipos usando el gas residual de los procesos, sumado a esto, se puede incluir en el estudio el aporte de agua por parte de la planta de tratamiento para reciclarla y reducir el volumen de agua que consume la refinería.
- Debido a que la unidad de destilación atmosférica es la única encargada de la separación de las fracciones del crudo, es recomendable estudiar la viabilidad de instalar una unidad de conversión, como la unidad de craqueo catalítico, la cual permite obtener un mayor volumen de las fracciones livianas a partir de las pesadas.
- La matriz diseñada para evaluar las propuestas de las empresas fabricantes de refinerías modulares se puede usar para evaluar diferentes proyectos de refinación en cualquier lugar y bajo cualquier condición que se necesite para cumplir con las necesidades de la empresa a desarrollar el proyecto.
- Las ponderaciones asignadas a la matriz se pueden modificar para poder evaluar más de dos propuestas, además, la importancia de las variables puede variar según el proyecto y las necesidades de la empresa, sin embargo, se recomienda hacer uso del orden de importancia asignado y solo modificar ponderaciones para evaluar un mayor número de propuestas.
- El factor de reflujo de la unidad de destilación atmosférica fue seleccionado como un estándar para realizar la simulación, por lo cual se puede realizar un estudio de diseño para seleccionar el reflujo que permita obtener un mayor volumen de los derivados.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA MAYA, Diego Andrés; CARDONA PALACIO, Luis Fernando y GIRALDO AGUDELO, Juliana. Simulación De Una Planta De Producción De Acetaldehído En Estado Estacionario Con Estudio De Rentabilidad. Medellín, Colombia. Universidad EAFIT, 2014.

ALBITRES, Luis Moncada. Manuel Aspen Hysys. Trujillo, Perú. Universidad Tecnológica Nacional de Trujillo.

ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ. Subsistema Biofísico. En: Plan De Ordenamiento Territorial Duitama Boyacá 2001 - 2002. Duitama: 2012.

ALCALDÍA MUNICIPAL DE DUITAMA BOYACÁ. Subsistema Funcional Espacial. En: Plan De Ordenamiento Territorial Duitama Boyacá 2001 - 2002. Duitama: 2012.

CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL DE BOYACÁ. Elementos Del Medio Natural. En: RODRIGUÉZ CAICEDO, Germán; ROA NIÑO, Diego y BERNAL VARGAS, Oscar. Atlas Geográfico Y Ambiental Corpoboyacá. 1ra ed. Edición virtual, 2015. 33 p.

CORTÉS RUIZ, Miguel Alejandro y MARTÍNEZ YÉPEZ, Jorge Leonardo. Evaluación Técnico-Financiera Para 3 Alternativas De Procesamiento Con El Fin De Aprovechar El Gas Producido En El Campo La Creciente. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América, 2017.

ECOPETROL. Mezcla De Productos. 1989.

_____. Nuestra Historia. 2018. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.Co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>.

_____. Oleoducto Transandino. En: Boletines 2015.

_____. Revista e+. Edición N 10.

_____. El Petróleo Y Su Mundo. Décimo segunda ed. Diciembre 2014. p. 71.

ESP ENERGY GROUP. Prefactibilidad Duitama. 2017.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33 p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 23 p.

JAMES H, Gary; GLENN E, Handwerk y MARK J, Kaiser. Petroleum Refining: Technology and Economics. 5th ed. USA: CRC Press, 2007.

OIL AND GAS JOURNAL. 1996, Marzo 18. vol. 94, no. 12.

MATHPRO. An Introduction to Petroleum Refining and the Production of Ultra Low Sulfur Gasoline and Diesel Fuel. 2011, Octubre 24.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Calidad De Los Campos De Boyacá Y Casanare. 2017.

MOHAMED A,Fahim; TAHER A,Al-Sahhaf y Amal Elkilani. Environmental Aspects in Refining. En: Fundamentals of Petroleum Refining. 1ra ed. Amsterdam: Elsevier, 2010.

OLEODUCTO ALTO DE MAGDALENA (OAM). Disponible en: <http://www.oleoductoshocol.com/oam/>

OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA. Disponible en: <http://www.bicentenario.com.co>

OLEODUCTO CENTRAL. Disponible en: <https://www.ocensa.com.co/Paginas>

OLEODUCTO DE COLOMBIA (ODC). Disponible en: <https://www.oleoductodecolombia.com>

OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES (ODL). Disponible en: <http://www.odl.com.co>

PARDO BAYÓN, Felipe. Congreso ACP. Perspectivas Ecopetrol. 2017.

SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Amenazas Rurales Municipio De Duitama. CR-7. Duitama, Boyacá: 2002.

SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Conflictos De Uso Municipio De Duitama. CR-12. Duitama, Boyacá: 2002.

SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De División Político-Administrativo Veredal Municipio De Duitama. CR-1. Duitama, Boyacá: 2002.

SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Uso Potencial Municipio De Duitama. CR-11. Duitama, Boyacá: 2002.

SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Uso Recomendado Municipio De Duitama. CR-16. Duitama, Boyacá: 2002.

SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa De Zonas De Vida Municipio De Duitama. CR-13. Duitama, Boyacá: 2002.

SECRETARÍA DE PLANEACIÓN DE DUITAMA. Mapa Hidrogeológico Municipio De Duitama. CR-4. Duitama, Boyacá: 2002.

TRISTANCHO, Edgar Andrés. Evaluación De Alternativas Para El Diseño Y Simulación De Plantas De Procesamiento De Gas Natural Con Variación En El Contenido De Gas Ácido (H₂S Y CO₂). Bogotá, Colombia. Universidad Nacional de Colombia, 2017.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Proyección De Demanda De Combustibles Líquidos En Colombia. 2016.

_____. Cadena Del Petróleo. Legis S.A., Diciembre 2013.

UNIVERSIDAD DE GRANADA. Rectificación De Mezclas Binarias En Columnas De Platos. Granada, España. p. 6.

VASQUEZ, Hernán. La historia del petróleo en Colombia. Vol. No. 93.

ANEXOS

**ANEXO A.
ASSAY DEL CRUDO SOUTH BLEND**

	CRUDE	NAPHTHA 1	NAPHTHA 2	NAPHTHA 3	NAPHTHA 4	KEROSENE	LIGHT DIESEL	HEAVY DIESEL	LIGHT DIST.	MEDIUM DIST.	HEAVY DIST.	ATMOSPHERIC RESIDUE	VACUUM BOTTOM
ANALYSIS													
°C	15-60	60-107	107-152	152-199	199-249	249-315	315-371	371-427	427-482	482-539.5	539.5+		
°F	59-140	140-225	225-305	305-390	390-480	480-600	600-700	700-800	800-900	900-1,003	1003+		
°C	59	140	225	305	390	480	600	700	800	900	1003		
°F	140	225	305	390	480	600	700	800	900	1,003	9,999		
API 15.6°C (60°F)	29.8	91.3	67.4	55.9	47.1	40.3	29.3	24.9	22.1	18.7	14.0		5.4
Density @ 15.0°C (g/cc)	0.8770	0.6349	0.7111	0.7548	0.8233	0.8553	0.8794	0.9044	0.9202	0.9412	0.9718		1.0329
Sulphur (% w)	0.705	<0.015	<0.015	<0.015	0.066	0.320	0.650	0.777	0.861	1.079	1.293		1.80
Residual carbon micro (% w)	5.63												27.02
Acid number (mg KOH/g)	0.135	<0.100	<0.100	<0.100	<0.100	<0.100	<0.100	<0.100					0.731
Reid vapour pressure RVP (psi)	4.05	19.17	4.59	1.12	0.43								
Pour point (°C)	-3												111
Viscosity gravity constant (VGC)	0.847												
Heptane insoluble (% w) n-C7	4.11												19.00
Heptane insoluble (% w) n-C5													
Factor K (UOP)	11.84	12.87	12.11	11.84	11.68	11.67	11.65	11.71	11.85	11.90	11.96		
Temperature 1°C	40												120
Kinematic viscosity @ 11 °C (cSt)	9.82												11,201.00
Temperature 2 °C	50												140
Kinematic viscosity @ 12°C (cSt)	7.51												2,387.46
V50	18.03												49.26
Ash (% w)	0.018												0.041
BSW (% v)	0.00												
Salt (lb/1,000 BLS)	1.50												
Vanadium (ppm)	78.03												367.40
Nickel (ppm)	30.67												168.50
Nickel (ppb)													
Sodium (ppm)	6.14												8.98
Iron (ppm)	3.81												18.41
Copper (ppm)	0.10												0.25
Aluminum (ppm)	1.02												3.54
Arsenic (ppm)													
Magnesium (ppm)	0.09												0.53
Magnesium (ppb)													
Calcium (ppm)	0.51												4.56
Calcium (ppb)													
Wax content (% w)	6.11												2.45

	CRUDE	NAPHTHA				NAPHTHA 4	KEROSENE	LIGHT DIESEL	HEAVY DIESEL	LIGHT DIST.	D-1160 (°C)			ATMOSPHERIC RESIDUE	VACUUM BOTTOM
		1	2	3	4						Simulated (°C)	Light Dist.	Medium Dist.		
Flash point (°C)	<-45.0					40.0	77.0	123.0	168.0						
Distillation in fraction		Simulated (°C)				D - 86 (°C)				D-1160 (°C)			Simulated (°C)		
I.B.P.	0.1	-7.6	29.2	80.2	151.8	203.0	256.3	317.1	350.0	408.0	425.1	358.3			
5% Vol. a,	74.7	-3.6	57.9	94.5	155.6	208.4	262.6	322.9	391.1	425.2	483.4	385.7			
10% Vol. a,	103.8	1.3	60.8	101.1	157.5	211.0	266.0	326.4	393.0	431.8	489.3	402.1			
20% Vol. a,	159.3	23.5	68.3	107.4	160.2	213.5	269.2	329.2	395.9	438.2	497.9	432.1			
30% Vol. a,	219.0	26.5	70.3	116.2	162.1	215.2	271.3	330.4	398.1	443.8	504.7	464.1			
40% Vol. a,	274.3	29.8	79.4	121.3	164.1	217.2	273.7	331.7	401.3	448.0	510.6	500.3			
50% Vol. a,	329.5	33.1	87.8	126.3	166.2	219.1	276.6	333.2	404.6	453.7	516.7	542.1			
60% Vol. a,	390.6	34.6	91.9	127.4	168.6	221.4	279.6	334.9	409.2	459.5	524.2	594.4			
70% Vol. a,	453.7	36.2	94.5	132.8	171.3	224.1	283.0	336.9	417.7	467.6	533.2	661.2			
80% Vol. a,	532.2	55.3	97.9	136.9	174.9	227.7	287.7	339.8	427.1	478.3	544.1	-			
90% Vol. a,	-	61.0	102.3	144.1	180.3	233.4	293.9	344.4	444.9	497.2	562.7	-			
95% Vol. a,	-	67.5	103.8	150.8	185.3	238.9	298.5	348.5	-	-	-	-			
F.B.P.	552.5	82.9	132.5	172.1	206.4	242.8	302.9	350.3	460.0	510.0	570.0	715.5			
Residue	17.7				0.8	1.0	0.8	1.0	6.3	6.5	7.7	22.3			
Vapor at 205 C															
Vapor at 300 C															
Vapor at 360 C															
Yield/Crude (% vol)		2.45	6.44	8.10	8.34	8.35	12.37	9.46	9.05	8.12	8.06	43.39	18.16		
Yield/Crude (% w)		1.83	5.40	7.20	7.53	7.84	12.07	9.49	9.34	8.53	8.65	47.92	21.40		
Motor octane number MON		M.I	64.6	56.7	48.3										
Research octane number RON		78.1	65.8	54.3	44.0										
N2 Basic (% w)															
N2 Total (% w)	0.2054					0.0019	0.0071	0.0556	0.0679	0.1110	0.2173	0.3448	0.6819		
Refractive index @ t (20°C)								1.4902							
Refractive index @ t (70°C)															
Aniline point (°C)							63.9				1.4828	1.4924	1.5062		
Naphthenes (% vol)		2.5	38.1	38.2	15.9										
Paraffins (% vol)		54.3	28.1	18.3	16.8										
Iso-Paraffins (% vol)		42.2	30.2	34.6	33.3										
Aromatics (% vol)		0.1	2.2	8.2	27.0										
Saybolt color					30	30	0.3	0.9							
Naphthalenes (% vol)				0.002	0.12	2.98									
Calorific power															
Freezing point (°C)				<-75.0	<-75.0	-46.0									

	CRUDE	NAPHTHA 1	NAPHTHA 2	NAPHTHA 3	NAPHTHA 4	KEROSENE	LIGHT DIESEL	HEAVY DIESEL	LIGHT DIST.	MEDIUM DIST.	HEAVY DIST.	ATMOSPHERIC RESIDUE	VACUUM BOTTOM
Smoke point (mm)				23.7	19.3	17.1							
Cetane index					34.9	43.2	49.9	57.1					
Cloud point (°C)					<-33	<-33	-20	7					77.1
Softening point (°C)													
Penetration 25°C (mm/10)													
Mercaptans sulphur (% w)		<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003	<0.0003						
Density a 70°C (g/cc)									0.8658	0.8819	0.9031	0.9341	0.9958
Aromatic carbon type													
Monoaromatic (% w)	4.93			6.49	10.70	8.11	5.67	4.88	4.32	4.16	4.45	4.43	4.60
Diaromatic (% w)	3.16			0.14	1.16	4.28	8.23	4.52	3.37	3.14	3.21	3.34	3.46
Triaromatic (% w)	2.34			n.d	n.d	0.12	0.58	3.66	4.06	3.96	4.08	4.16	4.35
Tetraaromatic (% w)	1.76			n.d	n.d	n.d	0.07	0.47	1.32	1.90	2.68	3.52	5.93
Pentaaromatic (% w)	1.00			n.d	n.d	0.01	0.04	0.12	0.27	0.50	0.95	2.01	3.67
Hexaaromatic (% w)	0.45			n.d	n.d	0.00	0.01	0.02	0.08	0.19	0.43	0.93	1.93
Hepta+aromatic (% w)	1.43			n.d	n.d	0.02	0.02	0.04	0.04	0.10	0.40	2.98	6.68
S.A.R.A. analysis													
Saturated (% w)	31.8											43.2	8.2
Aromatics (% w)	28.5											49.7	48.6
Resines (% w)	7.9											6.8	25.2
Asphaltenes (% w)	3.8											0.3	18.0
Thermal Stability a 180 Min. % reflectance						98	91	89					
Color after 12 hours						30	0.3	0.9					
Color after 24 hours						30	0.3	0.9					

N.E.S.: No enough sample

nd: Not detected

Sample date: October 18th, 2007

Sampling point: Tanks K-1, K-2 and K-3 - Tumaco

Silab code: 100069078

Source: Instituto Colombiano del Petróleo, Colombia

The catalog of Ecopetrol aims to provide the user with general information related to the portfolio of crude and products marketed by Ecopetrol SA. The information provided is not an offer in the terms of the Colombian Commercial Laws. Its purpose is informational only. Ecopetrol SA is not responsible for the use or interpretation by third parties. By entering to catalog you fully and unreservedly agree to every one of the Terms and Conditions governing the website www.ecopetrol.com.co. Consequently, the user must carefully read the Terms and Conditions on each of the occasions on which it intends to access the catalog.

The data and information contained in the catalog may be amended in whole or in part by Ecopetrol SA, at any time and without notice to users. Because currently available technical means do not guarantee the absolute absence of meddling by the action of third parties on the information published on Internet sites, Ecopetrol does not guarantee the accuracy and / or completeness of all or part of the information contained in the catalog, nor its updating, nor that such information has been altered or modified in whole or in part, after having been put, nor any other aspect or characteristic of the information provided through the site or through the links eventually included in the same. Ecopetrol does not control or guarantee the absence of viruses or other elements in the contents that may cause alterations in your computer system (software and hardware) or electronic documents and files stored in their computer system. Ecopetrol excludes any liability for damages of any kind that may be due to the presence of virus or the presence of other elements in the contents that may cause alterations in the computer system, electronic documents or user files.

ANEXO B. TARIFAS DE TRANSPORTE DE CARROTANQUES

TARIFAS POR RANGOS (Km) 2 de Febrero 2018								
LISTA DE PRECIOS UNITARIOS OPERACIÓN NACIONAL								
ESQUEMA \$/BARRIL-KM								
RUTAS	COSTOS \$/BI-KM							
≤ 50 km	\$	79,26						
51-100 km	\$	71,95						
101-200 km	\$	64,11						
201-300 Km	\$	54,21						
301-400 km	\$	46,24						
401 km - 600 km	\$	39,12						
601 km - 800 km	\$	36,42						
801 km - 1000 km	\$	33,02						
1001 - 1400 km	\$	31,00						
> 1401 Km	\$	28,36						
LISTA DE PRECIOS UNITARIOS OPERACIÓN NARIÑO Y PUTUMAYO								
ESQUEMA \$/BARRIL-KM								
RUTAS	COSTOS \$/BI-KM							
≤ 50 km	\$	125,24						
51-100 km	\$	108,98						
101-150 km	\$	90,08						
151-200 Km	\$	77,62						
201-300 km	\$	69,48						
301 - 400 km	\$	64,05						
> 401 Km	\$	59,37						
Tarifa Valor Adicional al Flete Operación Nacional								
	Valor /Hora	de 12	Tarifa X 12 horas					
Vehiculo de 11.000 - 10.000 Galones Aprox	\$	72.753	\$	873.037				
Vehiculo de 6.000 - 3.000 Galones Aprox	\$	48.502	\$	582.025				
Tarifa Manejo en planta Nacional								
	Valor /Hora	de 12	Tarifa X 12 horas	Valor /Hora	de	Tarifa X 24 horas		
		horas		de	12:01-24	horas		
Vehiculo de 11.000 - 10.000 Galones Aprox	\$	63.295	\$	759.542	\$	47.617	\$	1.142.797
Vehiculo de 6.000 - 3.000 Galones Aprox	\$	42.197	\$	506.362	\$	32.788	\$	786.922
Tarifa Manejo en Planta Operación Interno Rubiales								
	Tarifa x 12 hrs	Tarifa x 24 horas						
Vehiculo de 11.000 - 10.000 Galones Aprox	\$	666.498	\$	826.488				
Vehiculo de 6.000 - 3.000 Galones Aprox	\$	429.526	\$	513.310				
Tarifa de Pago Opción de Exclusividad por día Vehículo								
	Valor x Día							
Vehiculo de 11.000 - 10.000 Galones Aprox	\$	1.268.278						
Vehiculo de 6.000 - 3.000 Galones Aprox	\$	887.793						

ANEXO C. PROPUESTA DE LA EMPRESA A

Empresa A – Refinería modular de 10.000BPD

**La cotización original fue traducida y transcrita al español, en la cual se abstiene de colocar información que pueda referenciar a la empresa. El objetivo de esta cotización es exponer la información más relevante para el proyecto de grado. En caso de necesitar la cotización completa por favor contactar a la empresa ESP Energy Group.*

Antecedentes de la empresa

La empresa A ha realizado más de 50 proyectos de refinerías modulares, entre los cuales se encuentra la instalación de nuevas refinerías, ampliaciones, relocalizaciones y mejoras. Su experiencia es muy amplia y ha trabajado en 12 países diferentes como lo son Rusia, Argentina, Sudán, Nigeria, Indonesia, entre otros.

Descripción del proceso

La empresa A propone una refinería modular con capacidad de refinación real de 9000BPD con una capacidad adicional de 1000BPD para el diseño. Esta consta principalmente de un desalinizador, una torre de destilación atmosférica, unidades de fraccionamiento para diferentes destilados, dos hidrotratadores, uno para la nafta y otro para el diesel, un reformador catalítico, una unidad de recuperación de azufre y una planta de gas. Esta refinería tiene como enfoque principal producir diesel bajo en azufre y gasolina.

Los rangos de API bajo los cuales suele operar una refinería con estas especificaciones va de 15 a 40° API, con un contenido de metales de 0.04 a 900ppm, un contenido de azufre de hasta el 2%, un contenido de nitrógeno de hasta el 0.3%, un contenido de agua menor al 1% y un contenido de sal menor o igual a 10lb/1000bbl. Estas especificaciones se deben a que el desalinizador es de solo una etapa y de que el proceso tiene dos hidrotratadores que podrán trabajar con mayor contenido de contaminantes.

Las condiciones en sitio a las cuales puede operar la refinería son las del estado de Texas, esto se debe a que las facilidades de la empresa se encuentran en este lugar, por lo tanto, la fabricación y pruebas de funcionamiento se realizan bajo las condiciones climáticas del estado de Texas.

La instalación de las unidades modulares de refinación se realizan sobre unos soportes de acero montados en patín cada una con su sistema de tubería e instrumentación, esto facilita su transporte y movimiento dentro de la refinería si se desea sacar de operación una unidad sin tener que suspender toda la refinería. Cada módulo se conecta de forma sencilla con los demás, de forma que la instalación no toma demasiado tiempo como una convencional, además, todo el proceso se puede controlar por computadora y permite la automatización de los procesos con monitoreo en tiempo real de las variables del proceso, esto permite un mejor control de la refinería, mayor eficiencia, y menor cantidad de operarios. El tiempo de inactividad usual para este tipo de refinería con esta capacidad suele ser del 5% anual.

* La información dada por la empresa A son estimados que fueron dados para las necesidades del proyecto. La información detallada y más específica se obtendrá al realizar el acuerdo de pago con la empresa A.

Fraciones y productos de la refinería

Producto refinado	Bpd	Fración
Gas	126	1.40%
Gasolina (RON 90)	1746	19.40%
Diésel ultra bajo en azufre	3159	35.10%
Gasóleo atmosférico	1917	21.30%
Fondos atmosféricos	2052	22.80%
TOTAL	9000	100%

* Estos derivados se calculan a partir de la capacidad real de la refinería y pueden variar con los que se obtengan de la simulación.

Descripción de las unidades

Unidad	Capacidad (BPD)
Desalinizador	10000
Unidad de destilación	10000
Hidrotratador de nafta	1500
Fraccionador de nafta	2000
Hidrotratador de diésel	3600
Reformador catalítico	1500
Estabilizador de nafta	500

Utilidades de la refinería

Estimado de las utilidades	
Vapor	190.000 lb/día
Energía	38.300 kWh/día
Agua fría	1.813 gal/día
Energía (torre de enfriamiento)	4'350.000 kWh/día
Agua desalinizadora	70.000 gal/día
Combustible	1.820 MMbtu/día
Operadores y trabajadores de mantenimiento	16
Costo anual de repuestos	1'035065 USD

* Estas utilidades son estimados que se pueden variar con las utilidades que se obtengan con la simulación del proceso

Propuesta económica

El precio fijo de la refinería será de \$51'753.271 USD y el método de pago será:

- El 30% al ejecutar un acuerdo de compra de los equipos
- El 10% al completar la base del documento del diseño
- El 20% al completar la ingeniería del proyecto
- El 30% al recibir de la fábrica los principales componentes de los equipos
- El 10% al completar la fabricación antes del envío

Programa

La refinería podrá estar lista para el envío luego de 24 meses de ejecutar el acuerdo de compra de los equipos, y la puesta en marcha tardará 6 meses si no hay problemas durante su envío y transporte a la zona del proyecto.

Servicios prestados por la empresa

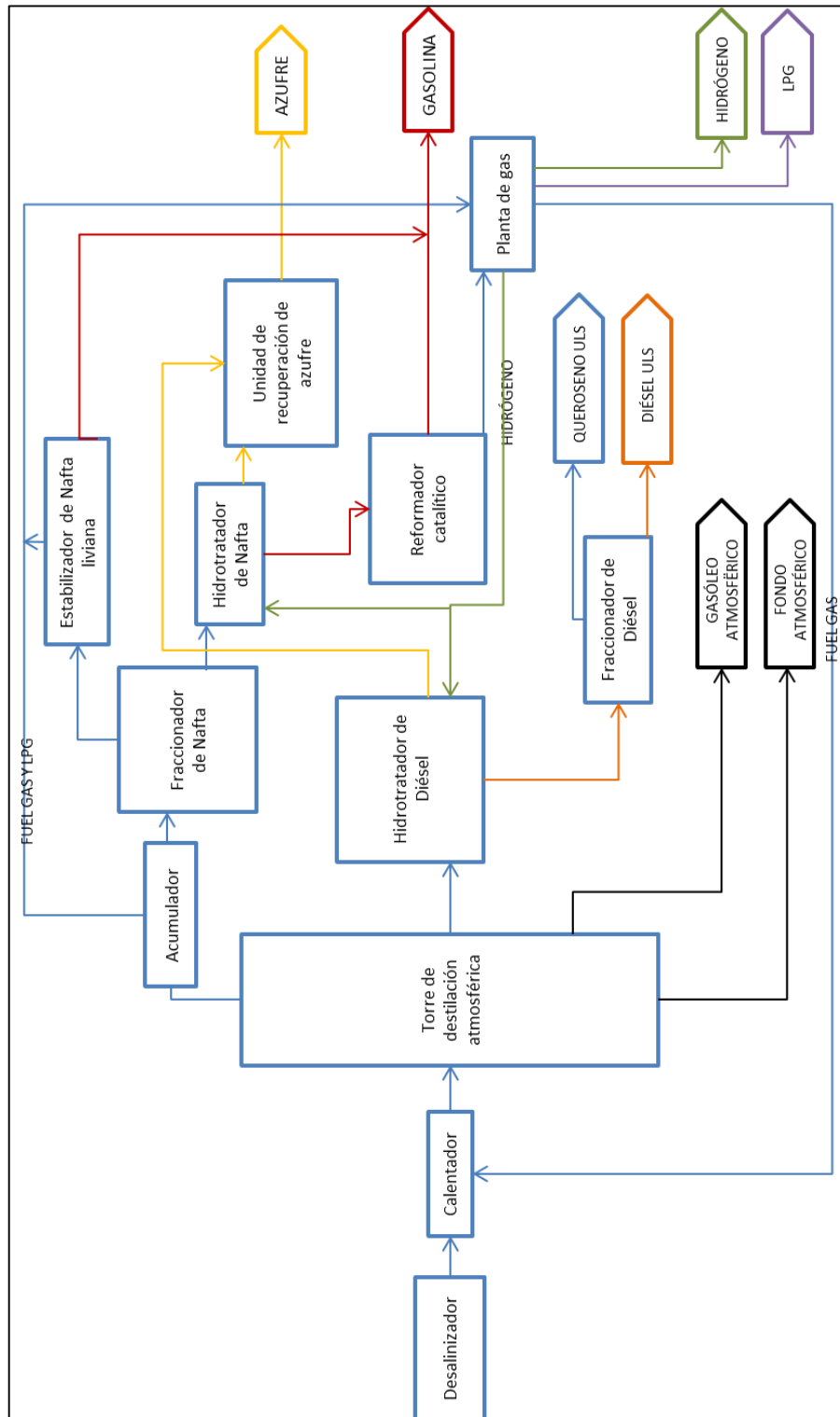
- Prestará servicios de consultoría y gestión de proyectos durante la instalación de la refinería.
- Presentará un estudio detallado de ingeniería sobre el diseño del proceso para cada unidad, en donde se explicará cada uno de estos con sus limitaciones, estándares para diseño y construcción, método de control, corrientes de entrada y salida, criterios para su diseño, utilidades, diagrama de flujo con balance de masa, diagrama eléctrico, sistema de control, lista de procesos, instrumentación, equipos adicionales, entre otros.
- Presentará un estudio detallado de ingeniería sobre la instalación cada una de las unidades, en donde se explicará el plan general, el layout de la planta, las utilidades, plan estructural, diseño eléctrico, peso y dimensiones de los equipos, entre otros.
- Presentará un estudio detallado de ingeniería sobre los procesos de cada equipo y variables que pueden afectarlos.
- Se hará uso de los estándares de ingeniería para todo en lo que concierne a los equipos fabricados e instrucciones suministradas al cliente para operar la refinería de una forma segura y eficiente.
- Suministrará repuestos para aproximadamente un año de operación de la refinería serán suministrados junto con el envío de las unidades a la zona del proyecto

Exclusiones

Los siguientes ítems no hacen parte del acuerdo de compra y no son incluidos en los estudios que se entregarán por parte de la empresa:

- Permisos para la compra del lote
- Descargar los equipos en la locación del vendedor para ser enviados a la zona del proyecto
- Costos de envío, transporte y seguros luego de despachados los equipos
- Utilidades y costos en la locación de la refinería
- Equipos para laboratorio
- Personal para operar y realizar mantenimiento a la refinería
- Costos de impuestos, licencias autorizaciones del gobierno, entre otros
- Adecuación del terreno, obras civiles, tanques de almacenamiento, pavimentación, reja de seguridad, luz de la zona, agua potable, agua para condensar, vapor, protección a incendios, suministro de gas natural, electricidad, teléfonos, alcantarillado, edificios, facilidades para cargar o descargar por camión, conexiones a tuberías, tratamiento de aguas residuales, entre otros.
- Mano de obra
- Seguridad en la zona del proyecto
- Alguna otras condiciones imprevistas o ítems no especificados en el acuerdo de compra

Diagrama de flujo del proceso (Empresa A)



ANEXO D. PROPUESTA DE LA EMPRESA B

Empresa B – Refinería modular de 10.000BPD

**La cotización original fue traducida y transcrita al español, en la cual se abstiene de colocar información que pueda referenciar a la empresa. El objetivo de esta cotización es exponer la información más relevante para el proyecto de grado. En caso de necesitar la cotización completa por favor contactar a la empresa cotizante ESP Energy Group.*

Antecedentes de la empresa

La empresa B ha realizado más de 30 proyectos de refinerías modulares, entre los cuales se encuentra la instalación de nuevas refinerías, ampliaciones, relocalizaciones y mejoras. Su experiencia es muy amplia y ha trabajado en 5 países diferentes.

Descripción del proceso

La empresa B propone una refinería modular con capacidad de refinación real de 9000BPD con una capacidad adicional de 1000BPD para el diseño. Esta consta principalmente de un desalinizador, una torre de destilación atmosférica, unidades de fraccionamiento para diferentes destilados, rehervidores para los fraccionadores y acumuladores. Esta refinería tiene como enfoque principal producir diesel y gasolina.

Los rangos de API bajo los cuales suele operar una refinería con estas especificaciones va de 22 a 40° API, con un contenido de metales de 0.04 a 500ppm, un contenido de azufre de hasta el 1%, un contenido de nitrógeno menor al 0.25%, un contenido de agua menor al 1% y un contenido de sal menor o igual a 10lb/1000bbl. Estas especificaciones se deben a que el desalinizador es de solo una etapa y de que el proceso no tiene procesos de tratamiento para poder trabajar con altos contenidos de contaminantes.

Las condiciones en sitio a las cuales puede operar la refinería son las del estado de Texas, esto se debe a que las facilidades de la empresa se encuentran en este lugar, por lo tanto, la fabricación y pruebas de funcionamiento se realizan bajo las condiciones climáticas del estado de Texas.

La instalación de las unidades modulares de refinación se realizan sobre unos soportes de acero montados en patín cada una con su sistema de tubería e instrumentación, esto facilita su transporte y movimiento dentro de la refinería si se desea sacar de operación una unidad sin tener que suspender toda la refinería. Cada módulo se conecta de forma sencilla con los demás, de forma que la instalación no toma demasiado tiempo como una convencional, además, todo el proceso se puede controlar por computadora y permite la automatización de los procesos con monitoreo en tiempo real de las variables del proceso, esto permite un mejor control de la refinería, mayor eficiencia, y menor cantidad de operarios. El tiempo de inactividad usual para este tipo de refinería con esta capacidad suele ser del 4% anual.

** La información dada por la empresa B son estimados que fueron dados para las necesidades del proyecto. La información detallada y más específica se obtendrá al realizar el acuerdo de pago con la empresa B.*

Fracciones y productos de la refinería

Producto refinado	Bpd	Fracción
Gas	82.8	0.92%
Gasolina	1629	18.10%
Diésel	2812.5	31.25%
Fuelóleo pesado	2229.3	24.77%
Fondos atmosféricos	2246.4	24.96%
TOTAL	9000	100%

* Estos derivados se calculan a partir de la capacidad real de la refinería y pueden variar con los que se obtengan de la simulación.

Descripción de las unidades

Unidad	Capacidad (BPD)
Desalinizador	10000
Unidad de destilación	10000
Fraccionador de queroseno	2000
Fraccionador de diésel	1500
Acumulador de tope (ADU)	1000
Acumulador de tope (Depentanizador)	600
Estabilizador de nafta	500

Utilidades de la refinería

No suministradas por la cotización.

Propuesta económica

El precio fijo de la refinería será de \$48'275.000 USD y el método de pago será:

- El 50% al ejecutar un acuerdo de compra de los equipos
- El 10% al segundo mes
- El 10% al tercer mes
- El 10% al cuarto mes
- El 10% al quinto mes
- El 10% al sexto mes

Programa

La refinería será entregada en el puerto de Houston, Texas, doce meses después de haber cancelado el total de la refinería, y la puesta en marcha tomará aproximadamente 8 meses si no hay problemas durante su envío y transporte a la zona del proyecto.

Servicios prestados por la empresa

- Presentará un estudio detallado de ingeniería sobre el diseño del proceso en donde se explicará el diagrama de flujo, su instrumentación, los diagramas eléctricos junto con su

lista de equipos, la información detallada de los intercambiadores de calor, condensadores y bombas, el control automatizado, los equipos para remover el azufre, entre otros.

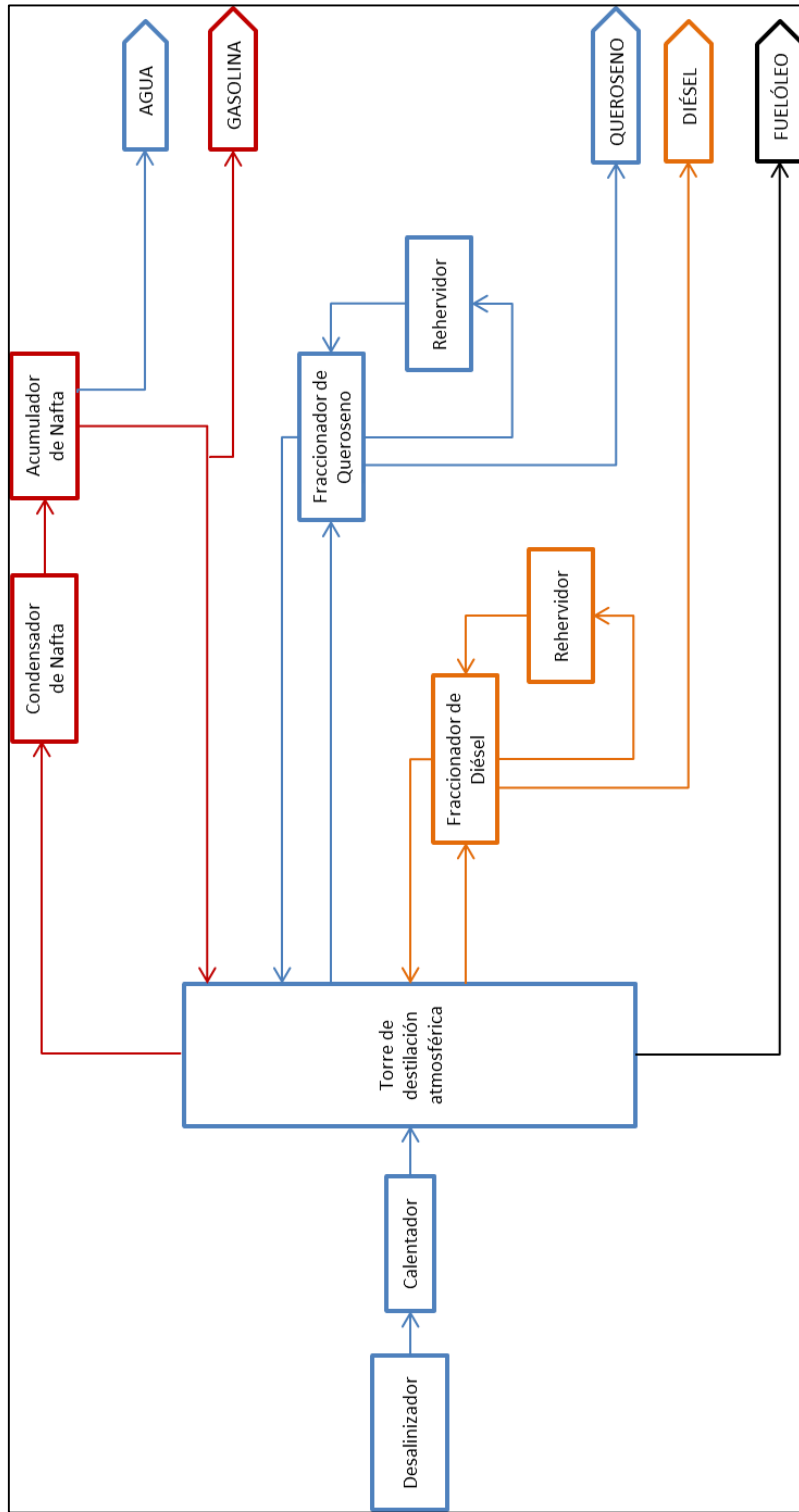
- Presentará un estudio detallado de ingeniería sobre la construcción de la refinería, en donde se explicará la forma en la que se instalará, el layout de la planta, el diseño de tubería, diseño eléctrico, locación de instrumentación, cableado, entre otros.
- Se hará uso de los estándares de ingeniería para todo en lo que concierne a los equipos fabricados e instrucciones suministradas al cliente para operar la refinería de una forma segura y eficiente.
- Suministrará servicios de consultoría en la locación de la refinería para apoyar la instalación, la puesta en marcha y la prueba de funcionamiento.
- Suministrará repuestos durante todo un año según sean necesarios.

Exclusiones

Los siguientes ítems no hacen parte del acuerdo de compra y no son incluidos en los estudios que se entregarán por parte de la empresa:

- Costos de envío a partir del puerto de Houston, Texas, USA
- Aceites para el calentamiento y transferencia de calor, catalizadores, y consumibles de procesos
- Suministrar algún otro equipo que no haya sido mencionado en la propuesta
- Todos los permisos y costos asociados
- Impuestos, regalías, impuestos de importación, tanques de almacenamiento, y demás costos asociados con la importación y exportación de los equipos
- Adquisición del terreno, obras civiles, paisajismo, carreteras de acceso, rejas de seguridad, cimientos de concreto, entre otros
- Utilidades, suministro de gas natural, alcantarillado, software especial
- Para la instalación, puesta en marcha y prueba de funcionamiento de los equipos solo se prestarán servicios de consultoría
- Algunas otras condiciones no previstas o ítems no especificados en el acuerdo de compra

Diagrama de flujo del proceso (Empresa B)



ANEXO E.
MARCO LEGAL AMBIENTAL DEL PROYECTO

POLÍTICA AMBIENTAL	DESCRIPCIÓN
LEYES	
Ley 1252 de 2008	Se dictan normas prohibitivas en materia ambiental, referentes a los desechos peligrosos.
Ley 1205 De 2008	Se reglamentan los niveles de azufre en el diésel, siendo estos de máximo 50ppm
Ley 373 de 1997	Mediante el cual se establece un ahorro y uso eficiente del agua
Ley 99 de 1993	Se crea el Ministerio Del Medio Ambiente y se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA)
Ley 46 de 1988	Se crea y organiza el Sistema Nacional para prevención y Atención a Desastres
Ley 9 de 1979	Por la cual se dictan Medidas Sanitarias
DECRETOS	
Decreto 1073 de 2015	Se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, en donde se reglamentan la autorización para ser refinador y sus obligaciones.
Decreto 3573 de 2011	Se crea la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)
Decreto 3930 de 2010	Se reglamentan los usos del agua y residuos líquidos
Decreto 4741 de 2005	Se reglamenta la prevención y el manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral.
Decreto 321 de 1999	Se crea el Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos y Derivados.
Decreto 1521 de 1998	Se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, para estaciones de servicio.
Decreto 948 de 1995	Se reglamentan varias leyes y decretos en relación con la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire.
Decreto 283 de 1990	Se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de Combustibles líquidos derivados del petróleo y el transporte por carrotanques de petróleo crudo.
Decreto 919 de 1989	Se reglamenta el sistema nacional de prevención de desastres
Decreto 1056 de 1953	Se crea el Código de Petróleos

RESOLUCIONES	
Resolución 2254 de 2017	Se adopta la norma de calidad del aire ambiente
Resolución 1207 de 2014	se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas
Resolución 909 de 2008	Se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.
Resolución 627 de 2006	Se establece la norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental.
Resolución 601 de 2006	Se establece la Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia.
Resolución 1446 de 2005	Establece los casos en los cuales se permite la combustión de aceites de desecho o usados y las condiciones técnicas para realizar la misma.
Resolución 1433 de 2004	Se reglamenta el plan de saneamiento y manejo de Vertimientos.
Resolución 619 de 1997	Se establecen parcialmente los factores a partir de los cuales se requiere permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas.
Resolución 898 de 1995	Se regulan los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y caldera de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores