



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

DESARROLLO DE UNA PLATAFORMA DE MODELOS DE PRODUCCIÓN DE  
PETROLÍFEROS PARA EL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN EN MÉXICO

T E S I S  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
JONATHAN GRIMALDO GALLARDO

TUTORA  
DRA. CECILIA MARTIN DEL CAMPO MÁRQUEZ

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Septiembre 2018

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Francois Lacouture Juan Luis

Secretario: Dr. Rodríguez Padilla Víctor

Vocal: Dra. Martín del Campo Márquez Cecilia

1er. Suplente: M.G.T Núñez Alba José Jorge

2do. Suplente: M. en I. Hernández Tablas Ricardo

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, UNAM

**TUTORA DE TESIS:**

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

-----  
**FIRMA**

## Agradecimientos

*Agradezco principalmente a Dios por  
toda su ayuda y la sabiduría para  
culminar otro proyecto más*

*A la UNAM mi alma mater que me  
ha otorgado una excelente  
educación profesional*

*A CONACYT por el apoyo económico  
durante el posgrado*

*A mi familia por todo su apoyo  
incondicional*

*A la Dra. Cecilia por todos sus  
consejos, conocimientos y  
experiencias brindadas*

*A mi equipo de trabajo Giovanni,  
Rafael y Ricardo por las valiosas  
enseñanzas y consejos para  
desarrollar este proyecto*

*A Randi Bozarth por su apoyo en el  
uso de H/COMET*

*A Miguel por su colaboración en el  
manejo de datos*

# ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS .....	1
LISTA DE TABLAS .....	4
LISTA DE ABREVIATURAS .....	6
RESUMEN .....	7
ABSTRACT .....	8
INTRODUCCIÓN .....	9
OBJETIVO.....	10
<b>CAPÍTULO 1. ENERGÍA Y PETRÓLEO.....</b>	<b>11</b>
1.1 PETRÓLEO.....	15
1.1.1 <i>Clasificación del petróleo crudo</i> .....	15
1.1.1.1 Gravedad API (densidad) .....	15
1.1.1.2 Contenido de azufre .....	17
1.2 PETRÓLEO EN MÉXICO .....	18
<b>CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE REFINACIÓN.....</b>	<b>21</b>
2.1 REFINACIÓN .....	22
2.1.1 <i>Clasificación de refinerías</i> .....	23
2.1.1.1 Refinería simple .....	24
2.1.1.2 Refinería semicompleja .....	24
2.1.1.3 Refinería compleja .....	25
2.2 PROCESOS Y OPERACIONES EN REFINACIÓN.....	26
2.3 PRODUCTOS PRINCIPALES DE LA REFINACIÓN.....	30
<b>CAPÍTULO 3. INFRAESTRUCTURA NACIONAL DE REFINACIÓN Y SUMINISTRO DE PETROLÍFEROS.....</b>	<b>33</b>
3.1 TERMINALES DE ALMACENAMIENTO, DUCTOS Y MEDIOS DE SUMINISTRO .....	34
3.2 REFINERÍAS DE MÉXICO.....	43
3.2.1 <i>Refinería Héctor R. Lara Sosa, Cadereyta, Nuevo León</i> .....	43
3.2.2 <i>Refinería Francisco I Madero, Cd. Madero, Tamaulipas</i> .....	44
3.2.3 <i>Refinería General Lázaro Cárdenas, Minatitlán, Veracruz</i> .....	45
3.2.4 <i>Refinería Ing. Antonio M. Amor, Salamanca, Guanajuato</i> .....	46
3.2.5 <i>Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime, Salina Cruz, Oaxaca</i> .....	47
3.2.6 <i>Refinería Miguel Hidalgo, Tula, Hidalgo</i> .....	48
3.3 OFERTA Y DEMANDA DE PETROLÍFEROS EN MÉXICO .....	50
<b>CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA .....</b>	<b>58</b>
4.1 HIPÓTESIS.....	61
4.2 METODOLOGÍA: VECTOR DE RENDIMIENTOS EN MEZCLAS DE CRUDOS .....	62
4.2.1 <i>Parte 1- Selección de escenarios</i> .....	62
4.2.2 <i>Parte 2 – Uso de H/COMET</i> .....	67
4.3 METODOLOGÍA: SUSTITUCIÓN MARGINAL DE CRUDOS .....	72
<b>CAPÍTULO 5. RESULTADOS.....</b>	<b>75</b>
5.1 REFINERÍA DE CADEREYTA.....	75
5.1.1 <i>Resultado de Rendimientos</i> .....	75
5.1.2 <i>Resultado de la utilización de procesos de refinación</i> .....	79
5.2 REFINERÍA DE MADERO.....	84
5.2.1 <i>Resultado de Rendimientos</i> .....	85

5.2.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	85
5.3 REFINERÍA DE MINATITLÁN .....	87
5.3.1 Resultado de Rendimientos .....	87
5.3.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	87
5.4 REFINERÍA DE SALAMANCA .....	89
5.4.1 Resultado de Rendimientos .....	89
5.4.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	89
5.5 REFINERÍA DE SALINA CRUZ .....	90
5.5.1 Resultado de Rendimientos .....	90
5.5.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	91
5.6 REFINERÍA DE TULA .....	92
5.6.1 Resultado de Rendimientos .....	92
5.6.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	93
5.7 REFINERÍA DE SALAMANCA RECONFIGURADA .....	94
5.7.1 Resultado de Rendimientos .....	94
5.7.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	95
5.8 REFINERÍA DE SALINA CRUZ RECONFIGURADA .....	96
5.8.1 Resultado de Rendimientos .....	96
5.8.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	97
5.9 REFINERÍA DE TULA RECONFIGURADA .....	98
5.9.1 Resultado de Rendimientos .....	98
5.9.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	99
5.10 NUEVA REFINERÍA .....	100
5.10.1 Resultado de Rendimientos .....	100
5.10.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación .....	101
5.11 SUSTITUCIÓN MARGINAL .....	103
5.11.1 Sustitutos de Istmo .....	103
5.11.1.1 West Texas intermediate (WTI) - Estados Unidos.....	103
5.11.1.2 Brent – Reino Unido.....	108
5.11.1.3 Árabe ligero (ARL) – Arabia Saudita .....	110
5.11.1.4 West Texas Sour (WTS) – Estados Unidos.....	112
5.11.2 Sustitutos de Maya .....	115
5.11.2.1 Tubarao - Brasil.....	115
5.11.2.2 Suncor - Canadá.....	117
5.11.2.3 Árabe pesado (ARH) - Arabia Saudita .....	119
5.11.2.4 Southern Green Canyon (SGC) – Estados Unidos.....	121
5.11.2.5 Bachaquero 17 - Venezuela .....	123
<b>CAPÍTULO 6. PLATAFORMA DE MODELOS DE PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS .....</b>	<b>126</b>
6.1 SELECCIÓN DE ESCENARIO.....	127
6.2 CRUDO ALIMENTADO Y COMPOSICIÓN DE MEZCLA .....	128
6.3 VECTORES DE PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS.....	129
6.4 PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE REFINACIÓN.....	133
6.5 CASO DE APLICACIÓN .....	135
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>146</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>149</b>

## Lista de Figuras

FIGURA 1. SUMINISTRO DE ENERGÍA PRIMARIA POR COMBUSTIBLE EN EL MUNDO 2015 .....	11
FIGURA 2. COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA POR COMBUSTIBLE EN OCDE 2016 .....	11
FIGURA 3. PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN MÉXICO 2015.....	12
FIGURA 4. PORCENTAJE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN MÉXICO 2016.....	12
FIGURA 5. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE EN EL MUNDO 2015 .....	13
FIGURA 6. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE EN OCDE 2015 .....	13
FIGURA 7. ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL POR TIPO ENERGÉTICO EN MÉXICO EN 2015 .....	14
FIGURA 8. DISPOSICIÓN FINAL DE ENERGÍA POR TIPO ENERGÉTICO EN MÉXICO EN 2016 .....	14
FIGURA 9. DEMANDA PROMEDIO MUNDIAL DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS REFINADOS (BARRA DERECHA) Y TÍPICA PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS A PARTIR DE CRUDOS LIVIANOS Y PESADOS.....	16
FIGURA 10. SERIE DE TIEMPO DE 2005 A 2015 DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO POR TIPO (MBD) .....	19
FIGURA 11. ESQUEMA DEL PRETRATAMIENTO DEL CRUDO.....	22
FIGURA 12. REPRESENTACIÓN DEL PROCESO DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA .....	23
FIGURA 13. BOSQUEJO DEL PROCESO DE DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA.....	23
FIGURA 14. DIAGRAMA DE UNA REFINERÍA SIMPLE .....	24
FIGURA 15. DIAGRAMA DE UNA REFINERÍA SEMICOMPLEJA .....	25
FIGURA 16. DIAGRAMA DE UNA REFINERÍA COMPLEJA.....	26
FIGURA 17. PRINCIPALES PRODUCTOS PETROLÍFEROS FRACCIONADOS SEGÚN SUS RANGOS DE TEMPERATURA DE DESTILACIÓN Y LOS ÁTOMOS DE CARBONO RELACIONADOS.....	28
FIGURA 18. ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA DE REFINACIÓN.....	28
FIGURA 19. CADENA DE SUMINISTRO DE LOS PETROLÍFEROS .....	33
FIGURA 20. MAPA DE LA INFRAESTRUCTURA NACIONAL RELACIONADA CON REFINACIÓN POR REGIÓN EN MÉXICO 2017 .....	34
FIGURA 21. IMAGEN SATELITAL DE LA REFINERÍA HÉCTOR R. LARA SOSA.....	44
FIGURA 22. IMAGEN SATELITAL DE LA REFINERÍA FRANCISCO I MADERO .....	45
FIGURA 23. IMAGEN SATELITAL DE LA REFINERÍA GENERAL LÁZARO CÁRDENAS .....	46
FIGURA 24. IMAGEN SATELITAL DE LA REFINERÍA ING. ANTONIO M. AMOR .....	47
FIGURA 25. IMAGEN SATELITAL DE LA REFINERÍA ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME .....	48
FIGURA 26. IMAGEN SATELITAL DE LA REFINERÍA MIGUEL HIDALGO .....	49
FIGURA 27. CAPACIDADES NOMINALES DE PROCESOS SELECCIONADOS EN LAS REFINERÍAS DEL SNR 2017.....	50
FIGURA 28. DEMANDA DE GASOLINAS POR REGIÓN 2011-2016 (MBD).....	51
FIGURA 29. DEMANDA DE DIÉSEL POR REGIÓN 2011-2016 (MBD) .....	52
FIGURA 30. DEMANDA DE TURBOSINA POR REGIÓN 2011-2016 (MBD) .....	52
FIGURA 31. DEMANDA DE COMBUSTÓLEO POR REGIÓN 2011-2016 (MBD) .....	52
FIGURA 32. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN EL SNR 2006-2016 (MBDPCE).....	53
FIGURA 33. OFERTA NACIONAL TOTAL DE GASOLINAS 2010-2016 (MBD) .....	56
FIGURA 34. OFERTA NACIONAL TOTAL DE TURBOSINA 2010-2016 (MBD).....	56
FIGURA 35. OFERTA NACIONAL TOTAL DE COMBUSTÓLEO 2010-2016 (MBD).....	57
FIGURA 36. PLAN DE CONSUMO DE ENERGÍA FÓSIL PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD .....	57
FIGURA 37. RENDIMIENTOS DEL CRUDO EN LA PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS 2015 (DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL).....	58
FIGURA 38. PETRÓLEO PROCESADO POR LAS REFINERÍAS DEL SNR POR TIPO 2015-2016 .....	60
FIGURA 39. EJES DEL VECTOR DE PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS .....	61
FIGURA 40. EVOLUCIÓN DE $\Delta$ PRODUCTOS Y $\Delta$ CRUDO PARA EL PERÍODO 1995-2015 .....	66
FIGURA 41. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADAS EN H/COMET PARA CADEREYTA .....	67
FIGURA 42. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADAS EN H/COMET PARA MADERO .....	67
FIGURA 43. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADAS EN H/COMET PARA MINATITLÁN.....	68
FIGURA 44. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADAS EN H/COMET PARA SALAMANCA.....	68
FIGURA 45. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADAS EN H/COMET DE SALINA CRUZ.....	68
FIGURA 46. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADAS EN H/COMET PARA TULA.....	68
FIGURA 47. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADOS EN H/COMET PARA SALAMANCA RECONFIGURADA .....	69
FIGURA 48. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADOS EN H/COMET PARA SALINA CRUZ RECONFIGURADA .....	69
FIGURA 49. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADAS EN H/COMET PARA TULA RECONFIGURADA .....	69
FIGURA 50. CAPACIDADES DE PROCESOS DESCARGADOS EN H/COMET PARA LA NUEVA REFINERÍA .....	70

FIGURA 51. SELECCIÓN DE COMPOSICIÓN DE MEZCLA Y PRECIOS EN H/COMET .....	70
FIGURA 52. REAGRUPACIÓN DE PETROLÍFEROS DE H/COMET AL CASO DE ESTUDIO .....	71
FIGURA 53. REPRESENTACIÓN DEL CUBO DE RENDIMIENTOS .....	74
FIGURA 54. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS EN CADEREYTA PARA EL ESCENARIO 1 .....	75
FIGURA 55. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS EN CADEREYTA PARA EL ESCENARIO 2 .....	76
FIGURA 56. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS EN CADEREYTA PARA EL ESCENARIO 3 .....	76
FIGURA 57. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS EN CADEREYTA PARA EL ESCENARIO 4 .....	77
FIGURA 58. RENDIMIENTOS DE GLP EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	77
FIGURA 59. RENDIMIENTOS DE GASOLINAS EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	78
FIGURA 60. RENDIMIENTOS DE DESTILADOS INTERMEDIOS EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	78
FIGURA 61. RENDIMIENTOS DE DESTILADOS PESADOS EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	79
FIGURA 62. RENDIMIENTOS DE COQUE EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	79
FIGURA 63. UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN CADEREYTA PARA EL ESCENARIO 1 .....	80
FIGURA 64. UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN CADEREYTA PARA EL ESCENARIO 2 .....	80
FIGURA 65. UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN CADEREYTA PARA EL ESCENARIO 3 .....	81
FIGURA 66. UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN CADEREYTA PARA EL ESCENARIO 4 .....	81
FIGURA 67. UTILIZACIÓN DE ISOMERIZACIÓN EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	82
FIGURA 68. UTILIZACIÓN DE ALQUILACIÓN EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	82
FIGURA 69. UTILIZACIÓN DE REFORMACIÓN EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	83
FIGURA 70. UTILIZACIÓN DE DESTILACIÓN AL VACÍO EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	83
FIGURA 71. UTILIZACIÓN DE CRAQUEO CATALÍTICO EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	84
FIGURA 72. UTILIZACIÓN DE COQUIZACIÓN EN CADEREYTA POR ESCENARIO .....	84
FIGURA 73 - FIGURA 91. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN MADERO .....	86
FIGURA 92 - FIGURA 110. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN MINATITLÁN .....	88
FIGURA 111 - FIGURA 127. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN SALAMANCA .....	89
FIGURA 128 - FIGURA 145. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN SALINA CRUZ .....	91
FIGURA 146 - FIGURA 163. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN TULA .....	93
FIGURA 164 - FIGURA 182. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN SALAMANCA RECONFIGURADA .....	95
FIGURA 183 - FIGURA 202. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN SALINA CRUZ RECONFIGURADA .....	97
FIGURA 203 - FIGURA 222. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN TULA RECONFIGURADA .....	99
FIGURA 223 - FIGURA 241. RENDIMIENTOS DE PETROLÍFEROS Y UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN NUEVA REFINERÍA .....	102
FIGURA 242. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN CADEREYTA .....	103
FIGURA 243. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN MADERO .....	104
FIGURA 244. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN MINATITLÁN .....	104
FIGURA 245. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN SALAMANCA .....	105
FIGURA 246. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN SALINA CRUZ .....	105
FIGURA 247. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN TULA .....	106
FIGURA 248. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN SALAMANCA RECONFIGURADA .....	106
FIGURA 249. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN SALINA CRUZ RECONFIGURADA .....	107
FIGURA 250. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN TULA RECONFIGURADA .....	107
FIGURA 251. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTI EN NUEVA REFINERÍA .....	108
FIGURA 252 - FIGURA 261. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR BRENT EN LAS REFINERÍAS .....	109
FIGURA 262 - FIGURA 271. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR ÁRABE LIGERO EN LAS REFINERÍAS .....	111
FIGURA 272 - FIGURA 281. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO ISTMO POR WTS EN LAS REFINERÍAS .....	113
FIGURA 282 - FIGURA 291. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO MAYA POR TUBARAO EN LAS REFINERÍAS .....	116
FIGURA 292 - FIGURA 301. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO MAYA POR SUNCOR EN LAS REFINERÍAS .....	118
FIGURA 302 - FIGURA 311. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO MAYA POR ÁRABE PESADO EN LAS REFINERÍAS .....	120
FIGURA 312 - FIGURA 321. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO MAYA POR SGC EN LAS REFINERÍAS .....	122
FIGURA 322 - FIGURA 331. DIFERENCIAL DE RENDIMIENTOS AL SUSTITUIR CRUDO MAYA POR BACHAQUERO EN LAS REFINERÍAS .....	124
FIGURA 332. COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN 2016 ENTRE LA INFORMACIÓN DE SENER Y LA PLATAFORMA DE MODELOS .....	126
FIGURA 333. CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE PRECIOS PARA LOS AÑOS 1995-2015 .....	127
FIGURA 334. CÁLCULO DE ESCENARIO EN LA PLATAFORMA DE MODELOS .....	128
FIGURA 335. ESQUEMA PARA LA DESCARGA DE DATOS EN LAS REFINERÍAS DE LA PLATAFORMA .....	128
FIGURA 336. COMPARACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN CADEREYTA POR ESCENARIO CALCULADA POR LA PLATAFORMA .....	129

FIGURA 337. COMPARACIÓN DEL PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS EN CADEREYTA POR ESCENARIO CALCULADO POR LA PLATAFORMA .....	130
FIGURA 338. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS PARA UNA MEZCLA DE CRUDOS NACIONALES E INTERNACIONALES EN CADEREYTA CALCULADA POR LA PLATAFORMA .....	130
FIGURA 339. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN EL SNR POR ESCENARIO .....	131
FIGURA 340. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS POR ESCENARIO EN UNA MEZCLA DE CRUDOS NACIONALES E INTERNACIONALES EN SALINA CRUZ RECONFIGURADA CALCULADA POR LA PLATAFORMA.....	131
FIGURA 341. COMPARACIÓN DEL PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS PRODUCIDOS PARA UNA MEZCLA DE CRUDOS NACIONALES E INTERNACIONALES EN SALINA CRUZ RECONFIGURADA CALCULADO POR LA PLATAFORMA .....	132
FIGURA 342. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS POR ESCENARIO EN UNA MEZCLA DE CRUDOS NACIONALES E INTERNACIONALES EN LA NUEVA REFINERÍA CALCULADA POR LA PLATAFORMA .....	132
FIGURA 343. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN SALAMANCA RECONFIGURADA Y NUEVA REFINERÍA PARA UNA MEZCLA DE CRUDOS NACIONALES E INTERNACIONALES.....	133
FIGURA 344. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN EL SNR ACTUAL MÁS RECONFIGURACIONES Y NUEVA REFINERÍA POR ESCENARIO .	133
FIGURA 345. COMPARACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PROCESOS DE REFINACIÓN EN CADEREYTA POR ESCENARIO CALCULADO POR LA PLATAFORMA.....	134
FIGURA 346. COMPARACIÓN DEL PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN EN CADEREYTA POR ESCENARIO CALCULADO POR LA PLATAFORMA .	135
FIGURA 347. UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN CADEREYTA MEDIANTE LA PLATAFORMA.....	136
FIGURA 348. UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN MADERO MEDIANTE LA PLATAFORMA.....	137
FIGURA 349. UTILIZACIÓN OPTIMIZADA DE PROCESOS EN MINATITLÁN MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	138
FIGURA 350. UTILIZACIÓN OPTIMIZADA DE PROCESOS EN SALAMANCA MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	139
FIGURA 351. UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN SALINA CRUZ MEDIANTE LA PLATAFORMA.....	140
FIGURA 352. UTILIZACIÓN OPTIMIZADA DE PROCESOS EN TULA MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	141
FIGURA 353. PRODUCCIÓN NACIONAL DE GLP 2015-2030 .....	142
FIGURA 354. PRODUCCIÓN NACIONAL DE GASOLINAS 2015-2030 .....	142
FIGURA 355. PRODUCCIÓN NACIONAL DE DESTILADOS INTERMEDIOS 2015-2030 .....	143
FIGURA 356. PRODUCCIÓN NACIONAL DE DESTILADOS PESADOS 2015-2030 .....	143
FIGURA 357. PRODUCCIÓN NACIONAL DE COQUE 2015-2030.....	144
FIGURA 358. GRÁFICA DE LA DEMANDA, PRODUCCIÓN E IMPORTACIONES DE GASOLINAS 2018-2025.....	145



## Lista de Tablas

TABLA 1. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO SEGÚN SU GRADO API .....	16
TABLA 2. VALORES API DE CRUDOS SELECCIONADOS EN EL MUNDO .....	17
TABLA 3. CLASES DE CRUDOS DE ACUERDO CON SU GRAVEDAD API Y CONTENIDO DE AZUFRE .....	18
TABLA 4. GRAVEDAD API Y NIVELES DE AZUFRE PRESENTES EN ALGUNOS CRUDOS DE REFERENCIA .....	18
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CRUDO MAYA.....	18
TABLA 6. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CRUDO ISTMO.....	19
TABLA 7. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CRUDO OLMECA.....	19
TABLA 8. DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO POR DESTINO 2006-2016 (MBD).....	20
TABLA 9. PROCESAMIENTO DE CRUDO POR REFINERÍA DEL SNR EN 2010-2016 (MBD).....	21
TABLA 10. PROCESO DE CRUDO POR REFINERÍA DEL SNR 2015-2016 (MBD) .....	21
TABLA 11. CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LAS SEIS REFINERÍAS DEL SNR .....	26
TABLA 12. INFORMACIÓN RELEVANTE DE LAS REFINERÍAS INSTALADAS EN MÉXICO 2017 .....	34
TABLA 13. CAPACIDADES DE LAS TERMINALES DE ALMACENAMIENTO EN LA REGIÓN NOROESTE .....	35
TABLA 14. CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DE LA REGIÓN NOROESTE .....	35
TABLA 15. CAPACIDADES DE LAS TERMINALES DE ALMACENAMIENTO EN LA REGIÓN NORTE .....	36
TABLA 16. CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DE LA REGIÓN NORTE.....	36
TABLA 17. CAPACIDADES DE LAS TERMINALES DE ALMACENAMIENTO EN LA REGIÓN NORESTE .....	37
TABLA 18. CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DE LA REGIÓN NORESTE.....	37
TABLA 19. CAPACIDADES DE LAS TERMINALES DE ALMACENAMIENTO EN LA REGIÓN OCCIDENTE .....	38
TABLA 20. CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DE LA REGIÓN OCCIDENTE.....	38
TABLA 21. CAPACIDADES DE LAS TERMINALES DE ALMACENAMIENTO EN LA REGIÓN CENTRO.....	39
TABLA 22. CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DE LA REGIÓN CENTRO .....	40
TABLA 23. CAPACIDADES DE LAS TERMINALES DE ALMACENAMIENTO EN LA REGIÓN GOLFO .....	40
TABLA 24. CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DE LA REGIÓN GOLFO.....	41
TABLA 25. CAPACIDADES DE LAS TERMINALES DE ALMACENAMIENTO EN LA REGIÓN SUR .....	41
TABLA 26. CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DE LA REGIÓN SUR .....	42
TABLA 27. CAPACIDADES DE LAS TERMINALES DE ALMACENAMIENTO EN LA REGIÓN SURESTE .....	42
TABLA 28. CARACTERÍSTICAS DE LOS DUCTOS DE LA REGIÓN SURESTE .....	43
TABLA 29. DEMANDA DE PETROLÍFEROS POR SECTOR Y COMBUSTIBLE 2006-2016 (MILES DE BARRILES DIARIOS DE PETRÓLEO EQUIVALENTE) .....	51
TABLA 30. PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES PETROLÍFEROS POR REFINERÍA RECONFIGURADA 2010-2017 (MBD).....	54
TABLA 31. PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES PETROLÍFEROS POR REFINERÍA NO RECONFIGURADA 2010-2017 (MBD) .....	55
TABLA 32. VOLUMEN Y PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL E IMPORTACIONES DE PETROLÍFEROS 2010-2016.....	55
TABLA 33. CAPACIDADES DE PROCESO DE LA REFINACIÓN EN MÉXICO EN 2015 Y 2030 (MBD).....	59
TABLA 34. PRECIO PROMEDIO ANUAL DEL CRUDO MAYA E ISTMO EN EL PERÍODO 1995-2015 .....	63
TABLA 35. DIFERENCIAL DE PRECIOS DE CRUDO ISTMO Y MAYA 1995-2015 .....	64
TABLA 36. PRECIOS PROMEDIO ANUAL DE GASOLINA MAGNA, GASOLINA PREMIUM, DIÉSEL Y COMBUSTÓLEO 1995-2015 .....	64
TABLA 37. DIFERENCIAL DE PRECIOS DE PRODUCTOS REFINADOS 1995-2015 .....	65
TABLA 38. CONJUNTO DE PRECIOS CORRESPONDIENTES A LOS 4 ESCENARIOS.....	66
TABLA 39. CONJUNTO DE VALORES DE $\Delta$ PRODUCTOS Y $\Delta$ CRUDO PARA LOS CUATRO ESCENARIOS.....	66
TABLA 40. CRUDOS LIGEROS COMO SUSTITUTOS DE PETRÓLEO ISTMO .....	72
TABLA 41. CRUDOS PESADOS COMO SUSTITUTOS DE PETRÓLEO MAYA .....	72
TABLA 42. PARÁMETROS EMPÍRICOS PARA DETERMINAR EL TIPO DE ESCENARIO.....	127
TABLA 43. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN CADEREYTA POR ESCENARIO CALCULADA POR LA PLATAFORMA.....	129
TABLA 44. PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS EN CADEREYTA POR ESCENARIO CALCULADO POR LA PLATAFORMA .....	130
TABLA 45. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS PARA UNA MEZCLA DE CRUDOS NACIONALES E INTERNACIONALES EN CADEREYTA CALCULADOS POR LA PLATAFORMA .....	130
TABLA 46. PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS POR ESCENARIO EN UNA MEZCLA DE CRUDOS NACIONALES E INTERNACIONALES EN SALINA CRUZ RECONFIGURADA CALCULADA POR LA PLATAFORMA .....	131
TABLA 47. PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS PRODUCIDOS PARA UNA MEZCLA DE CRUDOS NACIONALES E INTERNACIONALES EN SALINA CRUZ RECONFIGURADA CALCULADA POR LA PLATAFORMA .....	132
TABLA 48. CAPACIDAD UTILIZADA DE LOS PROCESOS DE REFINACIÓN EN CADEREYTA POR ESCENARIO CALCULADA POR LA PLATAFORMA .....	134

TABLA 49. PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE PROCESOS EN CADEREYTA POR ESCENARIO CALCULADO POR LA PLATAFORMA .....	134
TABLA 50. PRODUCCIÓN Y PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS OPTIMIZADOS EN CADEREYTA MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	136
TABLA 51. PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN CADEREYTA MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	136
TABLA 52. PRODUCCIÓN Y PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS OPTIMIZADOS EN MADERO MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	137
TABLA 53. PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN MADERO MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	137
TABLA 54. PRODUCCIÓN Y PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS OPTIMIZADOS EN MINATITLÁN MEDIANTE LA PLATAFORMA.....	138
TABLA 55. PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN MINATITLÁN MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	138
TABLA 56. PRODUCCIÓN Y PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS OPTIMIZADOS EN SALAMANCA MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	138
TABLA 57. PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN SALAMANCA MEDIANTE LA PLATAFORMA.....	139
TABLA 58. PRODUCCIÓN Y PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS OPTIMIZADOS EN SALINA CRUZ MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	139
TABLA 59. PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN SALINA CRUZ MEDIANTE LA PLATAFORMA.....	140
TABLA 60. PRODUCCIÓN Y PORCENTAJE DE PETROLÍFEROS OPTIMIZADOS EN TULA MEDIANTE LA PLATAFORMA.....	140
TABLA 61. PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE PROCESOS OPTIMIZADOS EN TULA MEDIANTE LA PLATAFORMA .....	140
TABLA 62. DEMANDA, PRODUCCIÓN E IMPORTACIONES DE GASOLINAS 2018-2025.....	144

## Lista de abreviaturas

ASA	Aeropuerto y Servicios Auxiliares
b	Barriles
CRE	Comisión Reguladora de Energía
\$US	Dólares
DGAC	Dirección General de Aeronáutica Civil
$\Delta b$	Diferencial de barriles
$\Delta$ Crudos	Diferencial de precio de crudo Maya menos Istmo
$\Delta$ Productos	Diferencial de precio de gasolinas y diesel menos combustóleo
$\Delta \vec{R}$	Diferencial del vector de producción de petrolíferos
FCC	Desintegración catalítica, craqueo catalítico
DA	Destilación atmosférica
DV	Destilación al vacío
$\lambda$	Fracción volumen
GLP	Gas licuado de petróleo
GPM	Galones por minuto
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
l/s	Litros por segundo
MW	Megawatts
MTBE	Metil ter-butil éter
$m^3/d$	Metros cúbicos por día
mbd	Miles de barriles diarios
mbdpce	Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente
mta	Miles de toneladas anuales
Mpcd	Millones de pies cúbicos por día
Mtoe	Millones de toneladas de petróleo equivalente
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
ppm	Partes por millón
PEMEX	Petróleos Mexicanos
% peso	Porcentaje en peso/peso
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIE	Sistema de Información Energética
SNR	Sistema Nacional de Refinación
TAME	Ter-amil metil éter
TAD	Terminal de almacenamiento y distribución
TA	Terminales de almacenamiento
t/d	Toneladas por día
TED	Trampa de envío de diablos
$\vec{R}$	Vector de producción de petrolíferos

## Resumen

El presente trabajo describe el desarrollo de una plataforma para caracterizar los rendimientos de producción de petrolíferos en México. Primero se caracterizaron los rendimientos del Sistema Nacional de Refinación actual conformado por tres refinerías de conversión profunda (Cadereyta, Madero, Minatitlán) más tres con craqueo catalítico (Salamanca, Salina Cruz y Tula), y después se caracterizó la obtención de refinados al reconfigurar estas tres últimas de menor complejidad, así como los petrolíferos de una nueva refinería. El estudio se efectuó analizando dos tipos de petróleos domésticos Maya e Istmo, cinco crudos internacionales sustitutos de Maya (Árabe pesado, Bachaquero, Southern Green Canyon, Suncor y Tubarao) y cuatro sustitutos de Istmo (Árabe ligero, Brent, WTI y WTS). Asimismo, se clasificó la producción de petrolíferos en cuatro tipos de escenarios dependiendo de los precios de crudos y productos.

El documento de tesis se organizó de la siguiente forma: La introducción enmarca la relevancia de estudiar estrategias para disminuir la actual dependencia de México para cubrir su demanda de petrolíferos y la necesidad de contar con herramientas que permitan realizar esos análisis.

En el capítulo 1 se aprecia cómo el petróleo y sus productos son de gran importancia en la dieta energética mundial y mexicana. En la sección 1.1 se abordan las características generales del petróleo, y en la sección 1.2 se habla de la producción nacional de petróleo y su distribución.

El capítulo 2 presenta los elementos y términos usados en el sector de refinación, en la sección 2.1 se tocan temas como el pretratamiento de crudo para la refinación y la clasificación de refinerías de acuerdo a su complejidad. Los diversos procesos asociados a refinación se localizan en la sección 2.2, y los productos obtenidos de refinación en la sección 2.3.

En el capítulo 3 se muestra la infraestructura nacional relacionada con la industria de refinación. En la sección 3.1 se encuentra la información acerca de las terminales de almacenamiento, ductos y trasportes encargados de la distribución de petrolíferos. La sección 3.2 detalla la conformación de las refinerías mexicanas, y en la sección 3.3 se expone la oferta y demanda nacional de refinados.

El capítulo 4 indica la metodología seguida para estudiar la influencia del tipo de crudo y los niveles de precios en los rendimientos de petrolíferos. En la sección 4.1 se establecen las dos hipótesis planteadas, la primera se enfoca en afirmar que los niveles de precios afectan la producción de refinados y por tanto el grado de uso en los procesos de refinación, mientras que, la segunda precisa en plantear el rendimiento de los productos como función de los rendimientos de crudos puros. La sección 4.2 establece la dinámica para seleccionar los escenarios de precios para proceder a examinar la producción de petrolíferos en el software H/COMET empleado para la caracterización, además en la sección 4.3 se constituye la metodología para asimilar la introducción de crudos exportados en las refinerías mexicanas mediante vectores correctivos.

El capítulo 5 contiene los resultados en forma de series de gráficas, comprobándose que las hipótesis 1 y 2 son viables. De la sección 5.1 a 5.10 se presentan los resultados de los vectores de producción y la utilización de procesos de refinación en un total de diez refinerías estudiadas (las seis refinerías actuales, tres con reconfiguración y una nueva refinería). En la sección 5.11 se observan los resultados de evaluar los crudos internacionales y se certifica que con la linealización de los vectores correctivos se puede incluir más simplemente su efecto en las refinerías mexicanas.

En el episodio 6 se consolida la plataforma de modelos de producción de petrolíferos recopilando todas las ecuaciones extraídas de los resultados y se ilustran los usos de la plataforma y casos de aplicación.

## Abstract

The present work describes the development of a platform to characterize the production yields of petroleum products in Mexico. It was developed to be able to characterize the current National Refining System, formed by the three full conversion refineries (Cadereyta, Madero, Minatitlán) and the three with catalytic cracking (Salamanca, Salina Cruz and Tula) and then by evaluating the obtained refined products by reconfiguring the last three refineries of less complexity, as well as a new refinery. The study was carried out by analyzing the domestic oils Maya and Isthmus, five substitute international crudes of Maya (Arabian Heavy, Bachaquero, Southern Green Canyon, Suncor and Tubarao) and four replacements of Isthmus oil (Arabian Light, Brent, WTI and WTS). Likewise, petroleum production was classified into four types of oil and product price scenarios.

The thesis document was organized as follows: The introduction, frames the relevance of studying strategies to reduce the current dependence of Mexico to meet demands for refined oil products, and the need to have tools to perform those analyzes.

Chapter 1 shows how oil and its products are of great importance in the global and Mexican energy diet. Section 1.1 is about oil's general properties and section 1.2 discusses the national production of petroleum and its distribution.

Chapter 2 presents the elements and terms used in the refining sector. Section 2.1 deals with topics such as the pretreatment of crude oil for refining and the classification of refineries according to their complexity. The various processes associated with refining are described in section 2.2 and the products obtained from refining in section 2.3.

Chapter 3 exhibits the national infrastructure related to the refining industry. In section 3.1 the information dealing with the storage terminals, pipelines and transportation methods for the distribution of petroleum products is found. Section 3.2 details the configuration of Mexican refineries, and section 3.3 displays the national supply and demand for refined products.

Chapter 4 describes the methodology followed to study the influence of crude oil type and price levels on the yields of petroleum products. In section 4.1 the two hypotheses are established, the first is to state that the price levels affect the output of refined products (and therefore the degree of use in the refining processes) while the second poses the product's performance as a function of yields of pure crudes. Section 4.2 establishes the dynamics used to select the price scenarios to examine refined products production in H/COMET software, used for the characterization of the refineries. Section 4.3 describes the methodology for the assimilation of the introduction of crude oil exported in the Mexican refineries through corrective vectors.

Chapter 5 contains the results in the form of a series of graphics that verify that hypothesis 1 and 2 are viable. Section 5.1 to 5.10 show production vectors results and the use of refining processes are presented for the ten refineries studied (the six current refineries, three reconfigurations and one new refinery). The results of evaluating imported crude oil options are given in section 5.11, and it was confirmed that with the method of linearization of the corrective vectors, it was possible to more clearly see its effect on Mexican refineries.

In chapter 6, the platform of oil products production models is consolidated, by collecting all the equations extracted from the results and illustrating the uses of the platform and application cases.

## Introducción

Hace 15 años México importaba 2.5 litros de cada 10 de gasolina para consumo interno. En contraste, en 2018 aproximadamente 6.5 litros de cada 10 provienen del exterior. Esta situación pone a México en riesgo de convertirse en un importador neto de ese energético, a pesar de contar con importantes recursos en hidrocarburos.

Si bien México es un país petrolero, depende en buena medida de la importación de gasolinas y otros combustibles para cubrir la demanda doméstica. Las restricciones que enfrenta Petróleos Mexicanos actualmente hacen que la refinación en el país sea un negocio ineficiente, incierto y con rentabilidad reducida.

El marco jurídico anterior a la Reforma Energética no permitía a la ex paraestatal asociarse con otras empresas en el país, pero sí podía hacerlo fuera de México. Éste es el caso de la refinería Deer Park, en Houston, Texas, en la que PEMEX está asociado con una empresa privada para producir gasolinas y traerlas al país. Esta refinería, operada por Shell con criterios estrictamente empresariales y en un ambiente de mercado, es más eficiente y tiene mayor rentabilidad que las seis refinerías en territorio nacional.

Actualmente el Sistema Nacional de Refinación atraviesa una crisis añejada por la falta de recursos necesarios para su mantenimiento, obligando a importar combustibles que cuestan más que las exportaciones de petróleo crudo, lo que ha generado un déficit en la balanza petrolera. De acuerdo con los indicadores petroleros de PEMEX, se ha tenido que recurrir al mercado internacional para importar gasolina y diesel, fundamentalmente de Estados Unidos.

Diversos factores como el incremento en el precio promedio anual del dólar estadounidense, así como al bajo costo promedio del barril de crudo, hicieron más barato producir la gasolina que importarla. A pesar de ello, PEMEX no ha logrado consolidar la oportunidad que ofrece el contexto internacional, ya que ha tenido que importar una cantidad considerable de la demanda total de gasolinas y diesel, siendo una causa relevante a la baja eficiencia operativa del Sistema Nacional de Refinación, lo cual impide cumplir las metas de producción nacional e influye en que la empresa registre pérdidas económicas.

Ante el inminente cambio en política de refinación, sostenida por el presidente electo Andrés Manuel López Obrador, la importancia de favorecer la reconfiguración de tres de las seis refinerías nacionales, así como la construcción de nuevas refinerías se ha acentuado a fin de incentivar la producción nacional de petrolíferos para disminuir la dependencia energética extranjera.

Estando consciente de lo anterior, el presente trabajo se empeña por crear una referencia sólida para analizar y determinar la producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación como respuesta a la necesidad de promover la industria nacional y, bajo esta vertiente, el estudio de las refinerías mexicanas resulta especialmente útil para contribuir a una eficiente planeación energética en beneficio del país.

Partiendo de esta idea aún existen brechas que se deben afianzar para llevar al país a un desarrollo sostenible, no obstante, han emergido importantes esfuerzos que buscan un asequible futuro energético, como prueba de ello se encuentra la reciente integración de México en la Agencia Internacional de Energía que promueve el intercambio de prácticas energéticas. Considerando estos

elementos en la industria de refinación, la pregunta sigue siendo la misma: ¿Podrá México enfrentar los retos energéticos volviendo a refinar suficiente gasolina y otros derivados para redimirse de la importación?

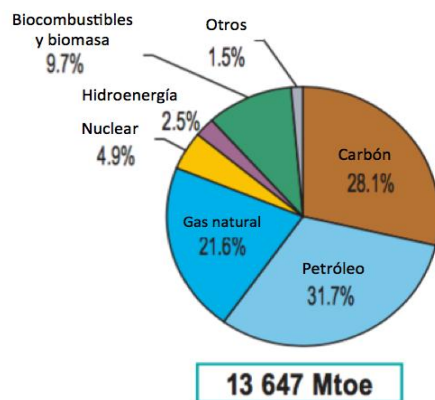
La respuesta requiere de analizar una diversidad de escenarios, tomando en cuenta una amplia variedad de supuestos futuros (configuraciones de refinerías, oferta, precios y calidades de crudos, demandas y precios de los petrolíferos, etc.). Esto implica la necesidad de desarrollar metodologías y herramientas de simulación que permitan ampliar el conocimiento sobre las condiciones operativas óptimas de las refinerías tomando en cuenta las principales variables involucradas.

## **Objetivo**

Construir una plataforma de modelos de producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación para el diseño de escenarios de planeación de mediano y largo plazos.

## Capítulo 1. Energía y Petróleo

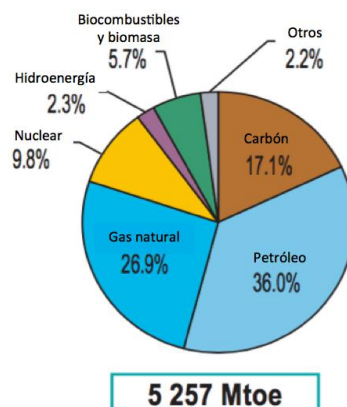
La energía es un detonador del desarrollo económico-social, ninguna sociedad existente podría concebirse sin este gran motor que mueve a toda actividad del ser humano. Actualmente, la dependencia de los energéticos de origen fósil en máquinas y equipos sigue latente, lo que ha conducido a que las industrias continúen con el uso de procesos que utilizan esas fuentes de energía. Como consecuencia de lo anterior, la economía de diversos países se encuentra ligada a la actividad petrolera y México no es la excepción. Mundialmente la producción de energía primaria<sup>1</sup> sigue dependiendo principalmente de fuentes fósiles siendo el petróleo el energético principal con 31.7%, 28.1% carbón y sus derivados y 21.6% el Gas natural (IEA, 2017, p. 6) generando en total 13,647 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtoe) en 2015 como se observa en la Figura 1.



Fuente: Agencia Internacional de Energía  
Otros: energía geotérmica, solar, eólica, oceánica, térmica (renovable) y otros

Figura 1. Suministro de energía primaria por combustible en el Mundo 2015

En la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)<sup>2</sup>, en 2016 las fuentes fósiles dominan el portafolio energético produciendo 36% de la energía total con petróleo, 26.9% con gas natural y 17.1% con carbón, dejando a las fuentes renovables<sup>3</sup> con una participación apenas del 10.2%, a la energía nuclear con un 9.8% y a los biocombustibles junto con biomasa con un 5.7% (IEA, 2017, p. 7) como señala la Figura 2.



Fuente: Agencia Internacional de Energía  
Otros: energía geotérmica, solar, eólica, oceánica, térmica (renovable) y otros

Figura 2. Composición de la energía primaria por combustible en OCDE 2016

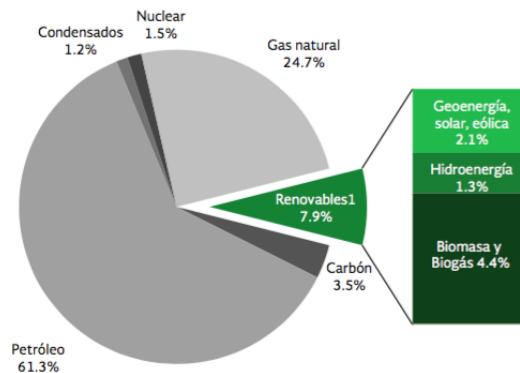
<sup>1</sup> Se denomina energía primaria a la que se extrae directamente de la naturaleza sin ser sometida a ningún tipo de transformación.

<sup>2</sup> México es miembro de la OCDE desde el año 1994.

<sup>3</sup> Las fuentes renovables incluyen energía geotérmica, solar, eólica, oceánica, térmica (renovable), hidroeléctrica, biocombustibles y residuos.



Para el caso de México de acuerdo con la SENER (2016c, p.15) de la energía primaria producida en 2015, 61.3% corresponde al petróleo, 24.7% gas natural, 7.9% fuentes renovables, 3.5% carbón, 1.5% nuclear y 1.2% condensados (Figura 3), dejando en evidencia que las fuentes fósiles son de importancia para el país, participando con cerca del 90% del total de la energía primaria.



Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.

<sup>1</sup>Incluye grandes hidroeléctricas

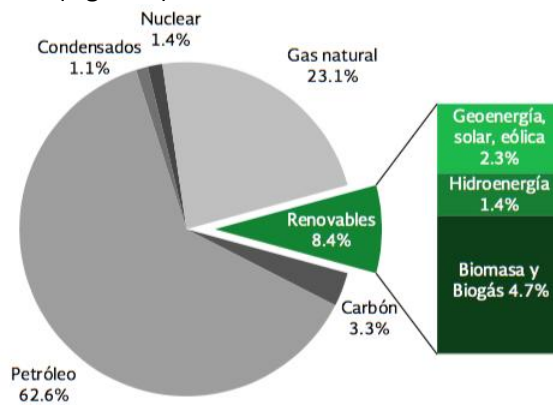
Nota: Todos los porcentajes son respecto al total de la producción de energía primaria.

El biogás representó 0.02%.

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de cifras.

**Figura 3. Porcentaje de producción de energía primaria en México 2015**

En el año 2016 la generación de energía primaria del país continuó siendo primordialmente de origen fósil sumando 89%, del cual el petróleo representa el 62.6%, gas natural el 23.1%, carbón el 3.3%, mientras que las energías renovables abarcan el 8.4%, nuclear 1.4% y condensados el 1.2% del abanico energético nacional (Figura 4).



Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

<sup>1</sup>Incluye grandes hidroeléctricas

Nota: Todos los porcentajes son respecto al total de la producción de energía primaria.

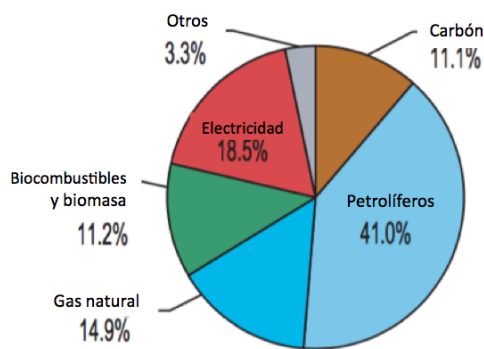
El biogás representó 0.02%.

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de cifras.

**Figura 4. Porcentaje de generación de energía primaria en México 2016**

El consumo final de energía mundial en 2015 fue 9,384 Mtoe compuesto de 41% de petrolíferos<sup>4</sup>, 14.9% gas natural, 18.5% electricidad, 11.1% carbón, 11.2% biocombustibles y biomasa (IEA, 2017, p. 34) como se indica en la Figura 5. Lo anterior evidencia que los petrolíferos son casi la mitad de la dieta energética mundial.

<sup>4</sup> Productos que se obtienen mediante la refinación del petróleo. Pueden ser productos terminados (gasolina, diesel, turbosina, etc.), semiterminados o subproductos (naftas).

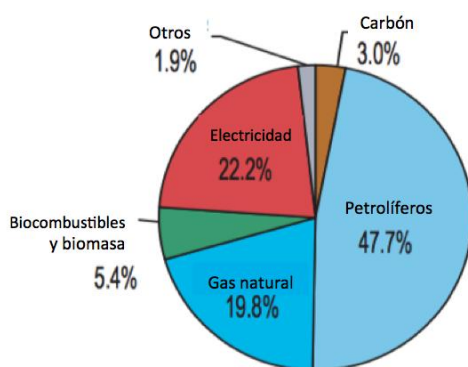


**9 384 Mtoe**

Fuente: Agencia Internacional de Energía  
Otros: energía geotérmica, solar, eólica, oceánica, térmica (renovable) y otros

**Figura 5. Consumo final de energía por combustible en el Mundo 2015**

Naturalmente, para el mismo año 2015 en la OCDE el consumo final de energía también despuntó con una colaboración del 47.7% en petrolíferos, 22.2% electricidad, 19.8% gas natural, 5.4% biocombustibles y carbón con apenas un 3% del total (IEA, 2017, p. 35) tal como se ilustra en la Figura 6. En este caso los petrolíferos siguen representando buena parte del abastecimiento energético requerido para la comunidad OCDE.



**3 635 Mtoe**

Fuente: Agencia Internacional de Energía  
Otros: energía geotérmica, solar, eólica, oceánica, térmica (renovable) y otros

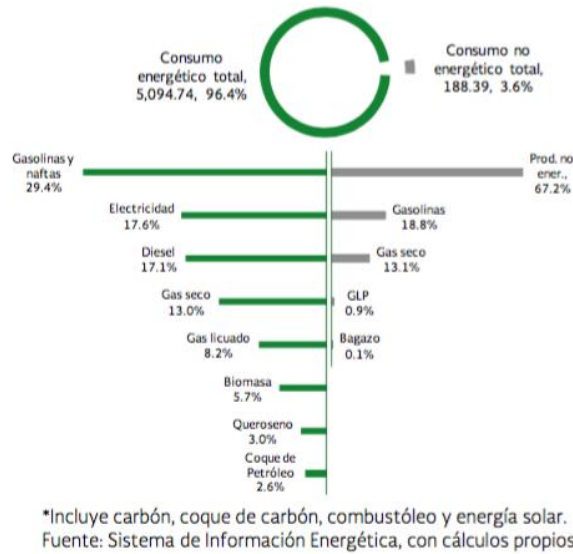
**Figura 6. Consumo final de energía por combustible en OCDE 2015**

En 2015 en México el consumo final total de energía<sup>5</sup> está regido sustancialmente por los petrolíferos dado que, del consumo energético total<sup>6</sup> las gasolinas fueron el tipo de energía de mayor consumo con el 29.4%, la electricidad fue el segundo energético de mayor consumo con el 17.6%, por su parte, el diesel cubrió el 17.1%, seguido del gas seco con 13.0%. Mientras que para el consumo no energético<sup>7</sup> total, la gasolina representó el 18.8% (SENER, 2016c, p. 33) como se aprecia en la Figura 7.

<sup>5</sup> Definido como la suma del consumo no energético total y el consumo energético total.

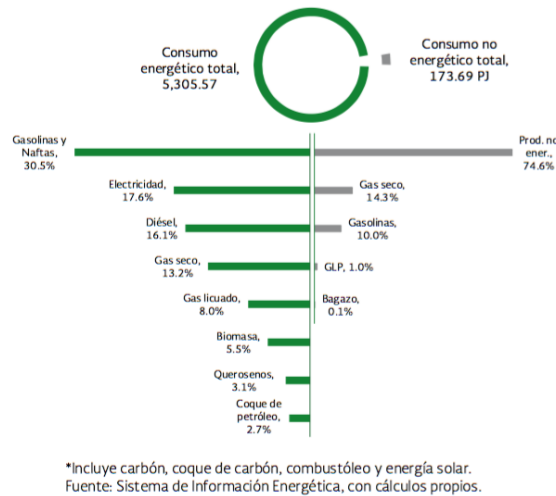
<sup>6</sup> Energía destinada a la combustión en los procesos y actividades económicas, así como la satisfacción de necesidades energéticas en la sociedad.

<sup>7</sup> Aquellos productos energéticos y no energéticos derivados del petróleo que se utilizan como insumos para la producción de diferentes bienes.



**Figura 7. Estructura del consumo final por tipo energético en México en 2015**

Durante 2016, el consumo nacional de energía aumentó 7.2% respecto al año anterior. Las gasolinhas y naftas fueron los combustibles de mayor consumo energético con el 30.5% (Figura 8). Éstas mostraron un incremento de 7.9% debido al aumento del consumo en el sector transporte. La electricidad fue el segundo energético de mayor consumo con el 17.6%, el diesel cubrió el 16.1% de los requerimientos energéticos finales, después el gas seco con 13.2% (SENER, 2017d, p. 14).



**Figura 8. Disposición final de energía por tipo energético en México en 2016**

Con lo anterior, es remarcable que el petróleo y mayormente los petrolíferos son una parte importante de la dieta del país, con lo cual resulta de suma importancia la adecuada planeación en este sector. La refinación es parte fundamental de la estrategia económica del Gobierno Mexicano en el cumplimiento de generar las mejores condiciones para el crecimiento y el mejoramiento de calidad de vida de todos los mexicanos. En los próximos años es muy probable que México entre en una etapa de desarrollo económico sostenido, como parte de esa transición no se pueden dejar olvidadas a las fuentes fósiles, principalmente el petróleo junto con sus derivados porque movilizan y preservan a la nación, mientras la diversificación energética no fósil sea más consistente.

## 1.1 Petróleo

El petróleo es una mezcla que se presenta en la naturaleza compuesta predominantemente de hidrocarburos en fase sólida, líquida o gaseosa; denominando al estado sólido betún natural, al líquido petróleo crudo y al gaseoso gas natural, esto a condiciones atmosféricas. Existen dos teorías sobre el origen del petróleo: la inorgánica, que explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímicas entre el agua y el dióxido de carbono y varias sustancias inorgánicas, tales como carburos y carbonatos de los metales, y la orgánica que asume que el petróleo es producto de una descomposición de los organismos vegetales y animales que existieron dentro de ciertos periodos de tiempo geológico (PEMEX, 2010, p. 16).

### 1.1.1 Clasificación del petróleo crudo

La valoración de los costos de refinación del petróleo crudo requiere una descripción completa del crudo y sus componentes, incluida la calificación de sus propiedades. De esta manera, existen dos propiedades que son especialmente útiles para clasificar y comparar rápidamente los petróleos crudos: la gravedad API (medida de densidad) y el contenido de azufre.

#### 1.1.1.1 Gravedad API (densidad)

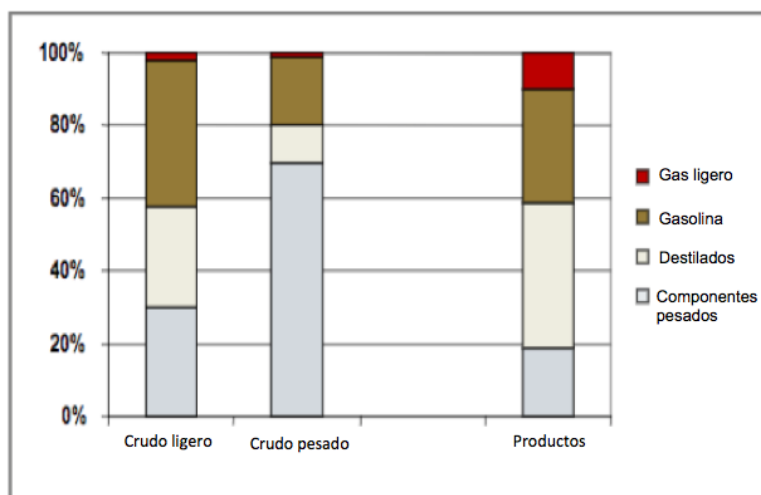
Los crudos tienen características físicas y químicas muy variables de un campo de producción a otro, e incluso dentro de un mismo yacimiento. La clasificación más sencilla, en cuanto a los beneficios económicos, considera a los crudos como pesados o ligeros. Al estar formado principalmente por moléculas hidrocarbonadas, la densidad de un crudo será tanto menor cuanto mayor sea la relación atómica Hidrógeno/Carbono. La densidad de los crudos puede oscilar entre 0.7 y 1 g/cm<sup>3</sup>, expresándose con mucha frecuencia en grados API (*American Petroleum Institute*) cuyo valor varía entre 70 y 5. Esta variabilidad en la densidad es consecuencia de composiciones en familias químicas muy diferentes (Wauquier, 2004, p. 84).

$$API = \frac{141.5}{Gravedad\ específica\ a\ 60\ ^\circ F / 60\ ^\circ F} - 131.5 \quad \text{Ec. 1}$$

La gravedad API mide la densidad que describe qué tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua a 60°F. Matemáticamente no tiene unidades, sin embargo, siempre al número se le coloca la denominación grado API. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta, por ejemplo, un típico crudo liviano tiene 35° API mientras un típico crudo pesado posee 25° API. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor (ICCT, 2011, p. 6).

Los crudos más livianos tienen una mayor proporción de moléculas pequeñas, que las refinerías pueden convertir en gasolina, diesel y otros destilados ligeros principalmente. Los crudos más pesados tienen proporciones más altas de moléculas grandes, por lo que al refinarlos el contenido de gasolina y componentes ligeros será menor comparada con el crudo ligero.

En la Figura 9 se observa el contenido representativo de productos de refinación de acuerdo con el tipo de crudo, también muestra el perfil promedio de demanda de estas categorías de productos en los países desarrollados.



Fuente: Consultoría de Hart Energy (2010)

**Figura 9. Demanda promedio mundial de los principales productos refinados (barra derecha) y típica producción de petrolíferos a partir de crudos livianos y pesados**

En 2015, la SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) emitió la clasificación del petróleo crudo tomando en cuenta los grados API y contenido de azufre del petróleo crudo, de acuerdo con esto en la Tabla 1 se clasifica la calidad del crudo en cinco categorías según el valor de grados API y en la Tabla 2 se presentan los valores API característicos de algunos crudos considerados como referencia a nivel mundial (SENER, 2016b, p. 35).

Calidad del crudo	Valor API
Superligero	39.0 < API
Ligero	31.1 < API < 39.0
Mediano	22.3 < API < 31.1
Pesado	10.0 < API < 22.3
Extrapesado	API 10.0

Fuente: SHCP

**Tabla 1. Clasificación del petróleo según su grado API**

Petróleo crudo	Grados API
Alaska North Slope	26.2
Arabian Light	33.8
Arabian Medium	30.4
Arabian Heavy	28
Athabasca (Canadá)	8
Beta (California)	16.2
Brent (Mar del Norte)	38.3
Bonny Light (Nigeria)	35.4
Boscan (Venezuela)	10.2
Ekofisk (Noruega)	37.7
Henan (China)	16.4
Hondo Blend (Estados Unidos)	20.8
<b>Istmo (México)</b>	<b>33.6</b>

Kern (California)	13.6
Kuwait Export	31.4
Liaohi (China)	17.9
<b>Maya (México)</b>	22.2
Olmeca (México)	39.2
Shengli (China)	13.8
Tapis Blend (Malasia)	45.9
West Texas Intermediate (E.U.)	39.6
Xinjiang (China)	20.5

Fuente: SENER

Tabla 2. Valores API de crudos seleccionados en el mundo

### 1.1.1.2 Contenido de azufre

Entre los elementos presentes en el petróleo crudo, el azufre es el que más afecta la calidad de los productos. Cuando hay presencia de metales pesados como Níquel y Vanadio así como altos niveles de azufre en el flujo de refinación pueden contaminar los catalizadores<sup>8</sup> en ciertos procesos de refinación, también pueden provocar la corrosión en el equipo de la refinería y generar la emisión a la atmósfera de compuestos de azufre, que no son agradables y pueden estar sujetos a estrictos controles ambientales reglamentarios (ICCT, 2011, p. 7).

Consecuentemente, las refinerías deben tener la capacidad de extraer el azufre de las fracciones del crudo y cuánto más alto sea su contenido, el grado de control debe ser mayor provocando que el costo que asume este procedimiento se incremente. El contenido de azufre del crudo y los flujos de refinación se mide generalmente en porcentaje peso/peso (% peso) o en partes por millón por peso (ppm). El petróleo con bajo contenido de azufre (o dulce) no contiene más de 0.5% de azufre. El Petróleo con un valor de azufre entre 0.51-2.0% se considera como un crudo sulfurado (o amargo) pero en algunos casos se registran niveles de azufre mayores de 4% (PEMEX, 2010, p. 16).

En un determinado tipo de crudo, la concentración de azufre tiende a incrementar en forma progresiva, con un aumento en la cantidad de carbono. Por lo tanto, las fracciones de crudo en el aceite combustible y el punto de ebullición del asfalto tienen mayor contenido de azufre en comparación con el que se registra en el punto de ebullición del combustible pesado y el diesel, que, a su vez, tienen más contenido de azufre que el que se registra en el punto de ebullición de la gasolina. La Tabla 3 muestra un esquema para clasificar los tipos de petróleo crudo con base en su gravedad API y contenido de azufre. Cada clase de crudo se define por rango de gravedad API y rango de contenido de azufre. Los nombres de las categorías indican tales rangos en términos cualitativos.

Clase de crudo	Rango de propiedad	
	Gravedad (°API)	Azufre (%peso)
Ligero dulce	35-60	0 - 0.5
Ligero amargo	35-60	> 0.5
Mediano medio amargo	26-35	0 -1.1
Medio amargo	26-35	>1.1

<sup>8</sup> Sustancia que acelera o retarda una reacción química sin sufrir alteración o cambio químico.

Pesado dulce	10-26	0 - 1.1
Pesado amargo	10-26	> 1.1

Fuente: Análisis de Consultoría de *Hart Energy* (2010)

**Tabla 3. Clases de crudos de acuerdo con su gravedad API y contenido de Azufre**

En la Tabla 4 se enumeran algunos tipos importantes de crudo que se comercializan en el mundo, así como su clasificación según la gravedad API y el contenido de azufre en porcentaje peso.

Crudo	País de origen	Clase de crudo	Propiedades	
			Gravedad API	Azufre (%peso)
Brent	Reino Unido	Ligero dulce	40	0.5
West Texas Intermediate	Estados Unidos		39.6	0.3
Árabe extra ligero	Arabia Saudita	Ligero amargo	38.1	1.1
Daqing	China	Mediano medio amargo	33	0.1
Forcados	Nigeria		29.5	0.2
Árabe ligero	Arabia Saudita	Medio amargo	34	1.9
Kuwait Blend	Kuwait		30.9	2.5
Marllm	Brasil	Pesado dulce	20.1	0.7
Cano Limón	Colombia		25.2	0.9
Oriente	Ecuador	Pesado amargo	21.3	1.4
Maya	México		25	3.4

Fuente: Análisis de Consultoría de *Hart Energy* (2010)

**Tabla 4. Gravedad API y niveles de azufre presentes en algunos crudos de referencia**

## 1.2 Petróleo en México

En México se preparan tres variedades de petróleo crudo para consumo doméstico y para el mercado de exportación, con las siguientes calidades típicas: (SENER, 2017c, p. 163-164):

1. **Maya:** Petróleo crudo pesado con densidad de 21.4 a 22.3°API y un máximo de 3.3% de azufre en peso. Se produce principalmente en el mar. Sus principales características se presentan en la Tabla 5.

Peso específico (20/4 °C)	0.92
Viscosidad SSU <sup>9</sup> a 15.6 °C:	1,288
Contenido de azufre (% peso)	3.3
Metales, vanadio (ppm)	343
% Vol Gasolina	17
% Vol Destilados intermedios	28
% Vol Gasóleos	16
% Vol Residuo	38

Fuente: SENER

**Tabla 5. Características generales del crudo Maya**

2. **Istmo:** Petróleo crudo ligero con gravedad API de 33 a 34°API y un máximo de 1.3% de azufre en peso. Algunas de sus principales propiedades se aprecian en la Tabla 6.

<sup>9</sup> Representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio. 1,000 SSU = 2 Poise = (10<sup>-1</sup> N s/m<sup>2</sup>).

Peso específico (20/4 °C)	0.85
Viscosidad SSU a 15.6 °C:	60
Contenido de azufre (% peso)	1.3
Metales, vanadio (ppm)	39.5
% Vol Gasolina	26
% Vol Destilados intermedios	32
% Vol Gasóleos	18
% Vol Residuo	23

Fuente: SENER

**Tabla 6. Características generales del crudo Istmo**

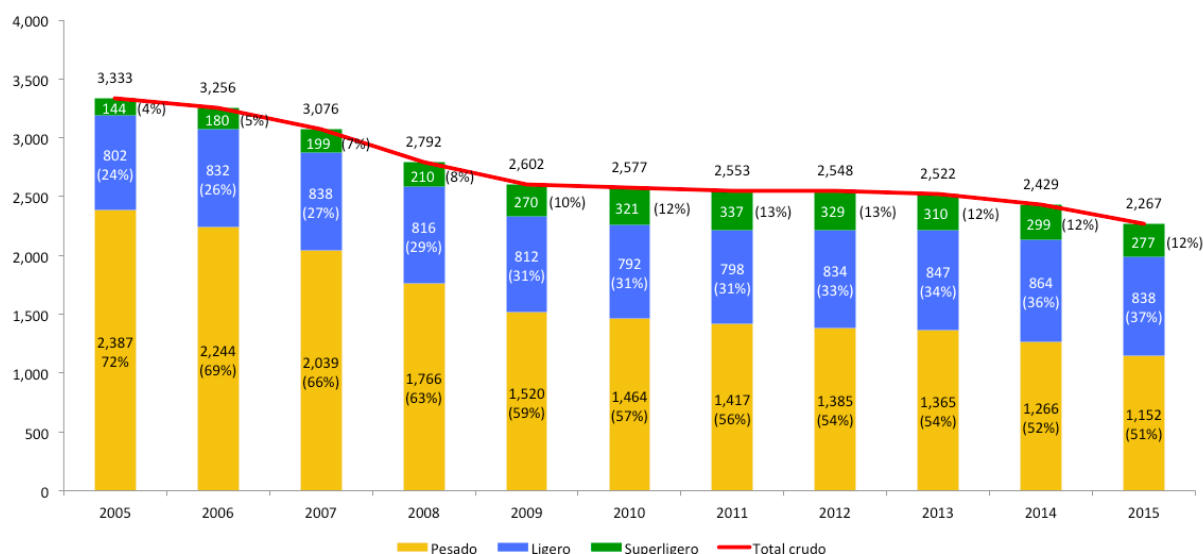
3. **Olmecca:** Petróleo crudo superligero con densidad de 39.3°API o mayores y un máximo de 0.8% de azufre en peso. Esta mezcla de crudos superligeros se produce en la Región mesozoica de Chiapas y Tabasco. Destacados atributos se muestran en la Tabla 7.

Peso específico (20/4 °C)	0.82
Viscosidad SSU a 15.6 °C:	43.6
Contenido de azufre (% peso)	0.77
Metales, vanadio (ppm)	2.5
% Vol Gasolina	38
% Vol Destilados intermedios	33.7
% Vol Gasóleos	20.5
% Vol Residuo	5.4

Fuente: SENER

**Tabla 7. Características generales del crudo Olmecca**

En 2015, la producción nacional de petróleo crudo promedió 2,267 miles de barriles diarios (mbd), 6.7% menor al año anterior. Cabe resaltar que durante los últimos diez años se ha presentado una tendencia descendente en la producción de petróleo crudo que equivale a una tasa media de crecimiento anual de -3.8% de 2005 a 2015 tal como se aprecia en la Figura 10. La producción de petróleo crudo pesado en 2015 fue de 1,152 mbd, 8.9% ó 113 mbd menor respecto a la producción promedio de 2014. La obtención de crudo ligero en 2015 se ubicó en 838 mbd, 3.0% menor a la obtenida en 2014 mientras la producción de crudo superligero de 2015 fue 277 mbd, 7.5% inferior a la registrada en 2014 (SENER, 2016b, p. 39).



Fuente: Elaboración propia con Información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

**Figura 10. Serie de tiempo de 2005 a 2015 de la Producción nacional de crudo por tipo (mbd)**



Con base en información de SENER (2016b, p. 40) en 2015 el 50.8% de la producción total de PEMEX Exploración y Producción fue crudo pesado y el 49.2% de crudos ligeros y súper ligeros. Por otra parte, las regiones Marinas producen principalmente crudo pesado (1,054.9 mbd), e importantes volúmenes de crudos ligeros (705.4 mbd); la región Sur produce principalmente crudos ligeros y superligeros (362.1 mbd) y en menor volumen crudos pesados (31.7 mbd), en tanto que la región Norte produce crudo pesado (65.7 mbd) así como crudos ligeros y superligeros (47 mbd).

En 2016, el 43.8% de la producción de petróleo crudo se destinó al consumo interno, es decir, se distribuyó en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) y el 56.2 % de la producción restante, se envió a terminales de exportación (SENER, 2017c, p. 35). La Tabla 8 ilustra cómo fue la distribución de petróleo en el período 2006-2016 de acuerdo con el destino final.

Distribución	Datos anuales										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Total</b>	<b>3,333.3</b>	<b>3,255.6</b>	<b>3,075.7</b>	<b>2,791.6</b>	<b>2,601.5</b>	<b>2,577.0</b>	<b>2,552.6</b>	<b>2,547.9</b>	<b>2,522.1</b>	<b>2,428.8</b>	<b>2,266.8</b>
Terminales de Exportación	1,798.1	1,701.3	1,406.9	1,231.7	1,358.0	1,342.9	1,268.3	1,190.4	1,148.6	1,177.7	1,198.7
Refinerías	1,242.1	1,230.9	1,216.2	1,264.4	1,190.7	1,172.3	1,211.0	1,229.1	1,161.1	1,064.0	935.0
La Cangrejera	122.3	125.5	131.1	97.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Maquila	80.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente. SENER con información del SIE

**Tabla 8. Distribución de petróleo por destino 2006-2016 (mbd)**

## Capítulo 2. Fundamentos de refinación

De acuerdo con SENER (2017b, p. 24) durante el período 2010-2016 el volumen de crudo procesado en el SNR ha disminuido 21% (251 mbd) y el procesamiento total de petróleo crudo en 2016 fue 933,4 mbd, cifra 12% inferior a los 1,064.5 mbd procesados en 2015 (véase Tabla 9). La reducción del procesamiento del crudo se debe en parte a que el SNR fue diseñado para la refinación de crudos ligeros, sin embargo, actualmente se producen crudos pesados e intermedios con un mayor contenido de azufre y otros parámetros que difieren de la calidad de referencia para el diseño original. Además, ha aumentado la incidencia de salidas parciales y totales de trenes de refinación.

Desde un punto de vista operativo, el diseño original de las refinerías limita el procesamiento de los crudos pesados producidos en México. Las reconfiguraciones basadas en craqueo catalítico e *hydroskimming* obligan a reducir el nivel de utilización para moderar la producción de combustóleo.

Refinería	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cadereyta	176.9	170.6	187.7	188.8	180.7	158.5	122.2
Madero	126.4	117.4	127.8	129.8	111.5	129.4	87.4
Minatitlán	158.7	151.9	170.6	182.8	167.6	151.7	112.5
Salamanca	185.9	170.7	179.2	194.5	171.0	149.0	170.9
Salina Cruz	270.0	279.4	256.7	282.4	269.6	239.7	238.7
Tula	266.2	276.6	277.3	245.8	254.7	236.2	201.6
<b>Total</b>	<b>1,184.1</b>	<b>1,166.6</b>	<b>1,199.3</b>	<b>1,224.1</b>	<b>1,155.1</b>	<b>1,064.5</b>	<b>933.4</b>

Fuente. SENER con información del SIE

**Tabla 9. Procesamiento de crudo por refinería del SNR en 2010-2016 (mbd)**

El SNR en 2016 procesó un total de 933.4 mbd de petróleo crudo, volumen menor en un 12.3% con relación al 2015 (Tabla 10), derivado de mantenimientos programados de plantas, ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos relacionados a la calidad del crudo (por alto contenido de sal) recibido de las áreas productivas, así como menor proceso de petróleo en el SNR. En ese mismo año el SNR procesó 57.1 % de petróleo crudo ligero y 42.8 % de pesado. El 63.3% del proceso de crudo pesado se centró en las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán, debido a que son las instalaciones que cuentan con procesos de conversión de residuales; en tanto que en Salamanca, Tula y Salina Cruz se realizó el mayor volumen de proceso de crudo ligero (SENER, 2017c, p. 51).

Refinería	Pesado		Ligero		Reconstituido*	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
<b>Total</b>	<b>482.3</b>	<b>399.4</b>	<b>581.2</b>	<b>532.8</b>	<b>1.0</b>	<b>0.9</b>
Cadereyta	87.4	69.3	71.2	52.8	0.0	0.0
Madero	122.0	85.2	7.4	2.1	0.0	0.0
Minatitlán	115.3	98.4	36.4	14.1	0.0	0.0
Salamanca	24.9	31.5	123.1	138.5	0.9	0.9
Salina Cruz	80.3	70.4	159.4	168.3	0.0	0.0
Tula	52.4	44.5	183.7	157.1	0.0	0.0

\*Incluye crudo despuntado, pentanos, nafta ligera de Cangrejera, nafta ligera de Cactus, gasolina de Poza Rica y Madero

Fuente: PEMEX, Base de Datos Institucional

**Tabla 10. Proceso de crudo por refinería del SNR 2015-2016 (mbd)**

## 2.1 Refinación

Una vez extraído el crudo, se trata con productos químicos y calor para eliminar agua, sales inorgánicas, sólidos en suspensión y trazas metálicas solubles en agua. El primer paso del proceso de refinación consiste en eliminar estos contaminantes mediante desalinización (deshidratación), a fin de reducir la corrosión, el taponamiento y la formación de incrustaciones en el equipo, y evitar el envenenamiento de los catalizadores en las unidades de proceso. Posteriormente se almacena el crudo en tanques desde donde se transporta al Sistema Nacional de Refinación a través de oleoductos o en barco (PEMEX, 2010, p. 22). En la Figura 11 se bosqueja el proceso que sufre el petróleo crudo previo a la refinación.



Fuente: Adaptado de OSHA 1996

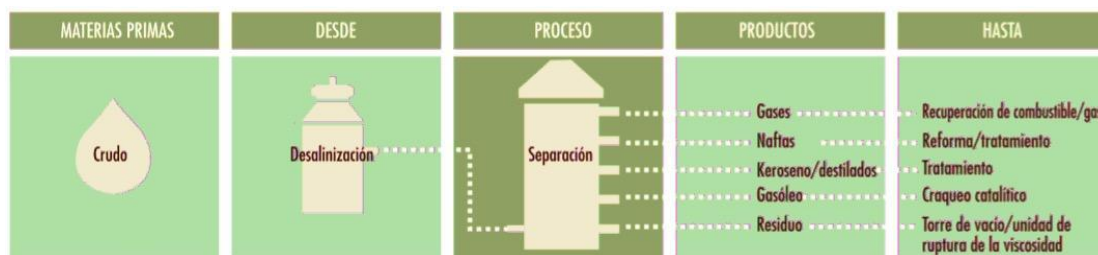
Figura 11. Esquema del pretratamiento del crudo

Una refinería es la instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos. Ahora bien, la refinación constituye el conjunto de procesos físicos y químicos a los cuales se someten los crudos obtenidos en las labores de perforación, a fin de convertirlos en productos de características comerciales deseables. Para ello se emplean distintos métodos entre los cuales se cuentan la destilación (en sus variantes atmosférica y al vacío), hidrotratamiento, reformación catalítica, isomerización, alquilación, producción de éteres (MTBE y TAME)<sup>10</sup> y desintegración catalítica, entre muchos otros que permiten el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos que conforman al petróleo (SENER, 2016b, p. 227).

La refinación agrega valor mediante la conversión del petróleo crudo (que, en sí mismo, tiene escaso valor como producto de consumo final) en una variedad de productos refinados como los combustibles para transporte, por lo que su principal objetivo económico consiste en maximizar el valor agregado en la conversión del crudo en productos terminados (ICCT, 2011, p. 2). Entre los productos mencionados, los combustibles para transporte son los de mayor valor, mientras que los aceites combustibles y el asfalto son los de menor valor.

El proceso de refinación se inicia en la torre de destilación atmosférica, en la cual, el crudo se somete a temperatura obteniéndose gasolina primaria, keroseno (o kerosina), turbosina, gasóleo ligero primario, gasóleo pesado primario y residuos (Figura 12). Estos residuos son procesados en la sección de alto vacío donde se obtiene gasóleo ligero de vacío, gasóleo pesado de vacío y residuo de vacío (PEMEX, 2010, p. 22).

<sup>10</sup> Abreviación de metil tert-butil éter (MTBE) y Teramil-metil-éter (TAME).



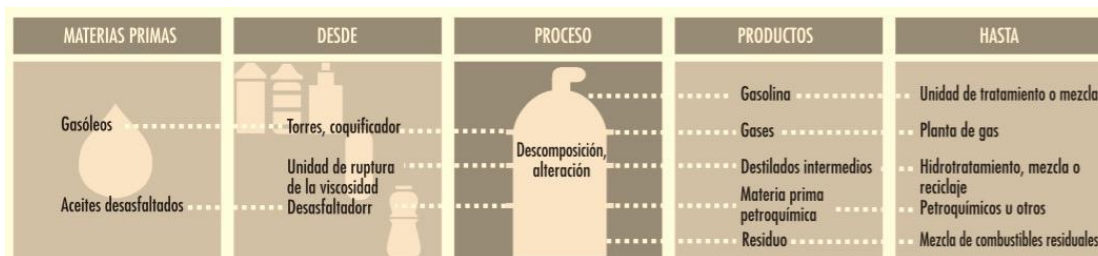
Fuente: Adaptado de OSHA 1996

Figura 12. Representación del proceso de destilación atmosférica

La gasolina primaria obtenida se alimenta a la unidad hidrosulfuradora de naftas en la que se le elimina el azufre. Esta planta además elimina compuestos nitrogenados y contaminantes metálicos produciendo una mezcla de isopentanos y pentanos que constituyen la carga de la planta de isómeros de la que se obtiene isopentano, pentanos, butanos, propano, los cuales son enviados a tanques. La fracción de nafta pesada libre de contaminantes entra a la planta reformadora de naftas para obtener gasolina reformada (PEMEX, 2010, p. 23).

Las corrientes intermedias (gasóleo ligero primario, turbosina y keroseno) de la torre atmosférica se envían a la hidrosulfuradora donde se le eliminan los compuestos de azufre. Al salir, son cargados a la fraccionadora donde mediante destilación se les separa en turbosina, keroseno y diesel, que son enviados a tanques (PEMEX, 2010, p. 23).

Los gasóleos obtenidos se envían a la planta de desintegración catalítica (FCC por sus siglas en inglés) donde se produce el rompimiento de sus estructuras moleculares produciendo gasolina de alto octano, aceite ligero, propano-propileno y butano-butileno, productos básicos para la producción de gas licuado de baja presión y propileno para uso en la petroquímica (Figura 13). El residuo de la torre de vacío se divide en dos corrientes. Una de ellas se envía a la planta reductora de viscosidad, la coquizadora o a la hidrosulfuradora de residuales (H-Oil) para la producción de combustóleo y otra parte a la planta preparadora de asfalto (PEMEX, 2010, p. 23).



Fuente: Adaptado de OSHA 1996

Figura 13. Bosquejo del proceso de desintegración catalítica

### 2.1.1 Clasificación de refinerías

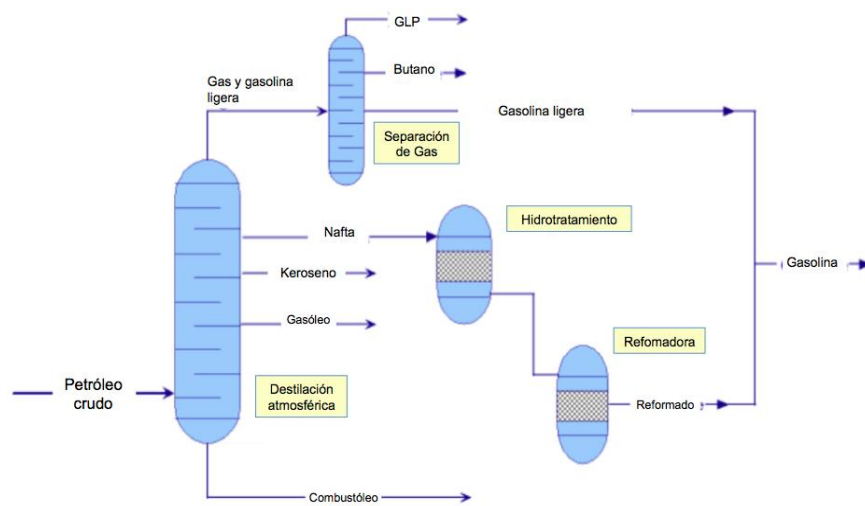
Las características de configuración y operación de cada refinería son únicas. Se determinan principalmente por la ubicación de la refinería, su diseño, el tipo de crudo preferido para refinación, los requisitos del mercado para los productos refinados y las especificaciones de calidad (por ejemplo, contenido de azufre) para los productos refinados. En este contexto, el término configuración denota el conjunto específico de unidades de procesos en una refinería determinada, el tamaño (capacidad de procesamiento) de las distintas unidades, sus características técnicas destacadas y los patrones de flujo que conectan estas unidades.

Las refinerías se pueden clasificar en grupos con características similares, definidas según su complejidad. La Agencia Ambiental (*Environment Agency* (EA) por sus siglas en inglés) clasifica en

forma general a las refinerías en (EA, 1999, p. 31): *Hydroskimming* (refinería simple), *Catalytic Cracking* (refinería semicompleja) y *Full Conversión* (refinería compleja). Más adelante se puntualizan cada una de estas tecnologías con los procesos característicos de cada una de ellas.

### 2.1.1.1 Refinería simple

También es llamada *Hydroskimming*, este tipo de refinería simple sólo tiene una unidad de Destilación Atmosférica (DA) y procesos para la producción de gasolinas, keroseno y gasóleo (EA, 1999, p. 31), así como el reformador catalítico e hidrotratamiento de destilados. En la Figura 14 se representa mediante un diagrama de bloques este tipo de refinería.



Fuente: Haverly

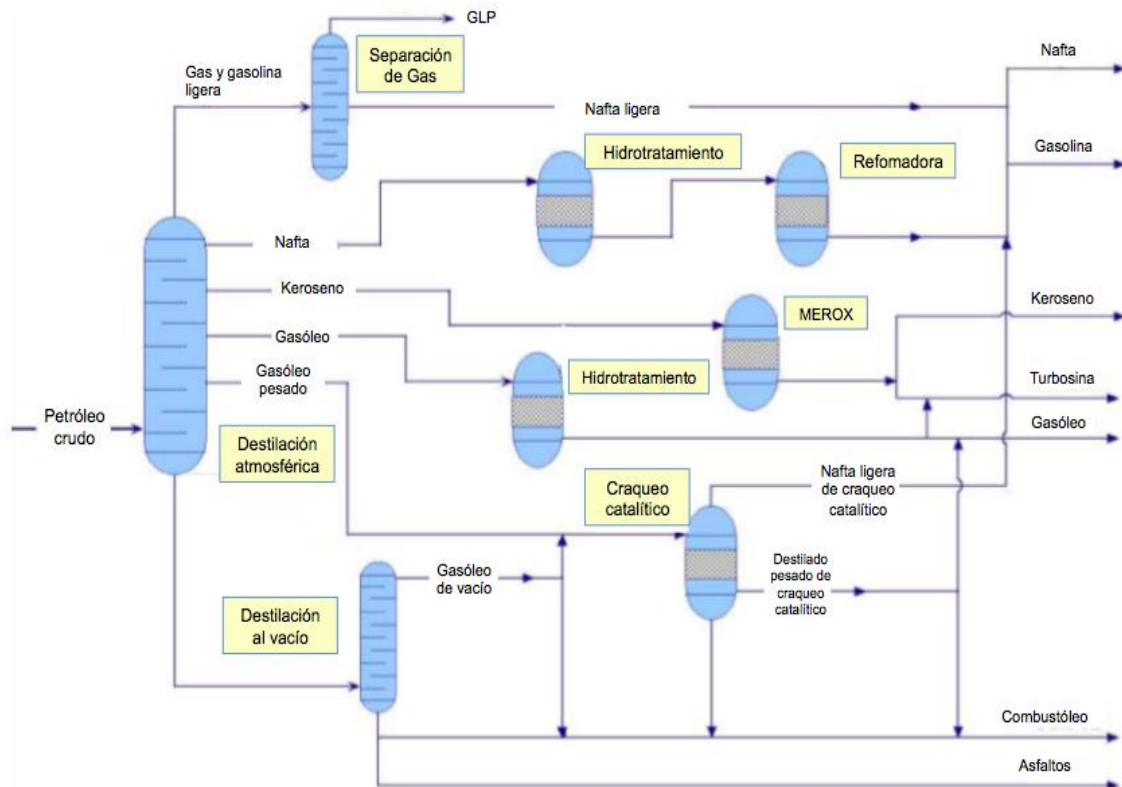
Figura 14. Diagrama de una refinería simple

El proceso de DA, uno de los más antiguos, sigue siendo el más importante dentro de una refinería de petróleo y consiste en calentar el crudo y aprovechar las diferentes temperaturas de ebullición de sus componentes para separarlos. En este proceso, el crudo es calentado a una temperatura de 400°C y por gravedad los líquidos se irán al fondo de la torre y los gases ascenderán por ésta. La parte más pesada del crudo (fondo del barril) es el residuo atmosférico y es sacado por el fondo de este proceso. Los gases que ascienden se encuentran con platos y los hidrocarburos se van quedando en éstos en orden inverso a su punto de ebullición. Por otro lado, el proceso de reformación catalítica transforma naftas de bajo octano a naftas de alto octano. La hidrodesulfuración es un término general aplicado al proceso que se encarga de reducir los compuestos de azufre a partir de la reacción con hidrógeno y formar ácido sulfhídrico por medio de catálisis (Maples, 2000, p. 124).

### 2.1.1.2 Refinería semicompleja

Conocida como de desintegración catalítica, craqueo catalítico o FCC (*Fluid Catalytic Cracking*). Además de los procesos incluidos en la refinería anterior, este tipo de tecnología incluye un proceso de destilación al vacío (DV) produciendo gasóleo y residuo de vacío. Además de incluir el proceso de craqueo catalítico, una planta de alquilación y de proceso de gases. En la Figura 15 se observa un diagrama de flujo característico de este tipo de refinería. De acuerdo con Robles (2002, p. 52) el crudo reducido es alimentado al proceso de DV de la torre de DA y su función es separar más esta fracción realizando una destilación al vacío. Los productos obtenidos son los gasóleos ligero y pesado, aceites lubricantes, asfalto o combustóleo pesado y la alimentación del proceso de coquización.

Por otro parte, el gasóleo ligero producido en la destilación al vacío sirve esencialmente para la carga del proceso de FCC, el cual cumple la función de romper los hidrocarburos del gasóleo con ayuda de un catalizador. Durante el proceso se forma coque, que se deposita en el catalizador reduciendo con esto su actividad catalítica. Los productos de este proceso son gasolina catalítica, destilados ligeros que se emplean como combustibles destilados y olefinas, como materia prima para la producción de éteres y alquilado. A la síntesis química por medio de la cual se unen olefinas ligeras con isobutano se le llama alquilación. Los productos del proceso son: alquilado ligero de alto octano y gas licuado de petróleo (GLP).

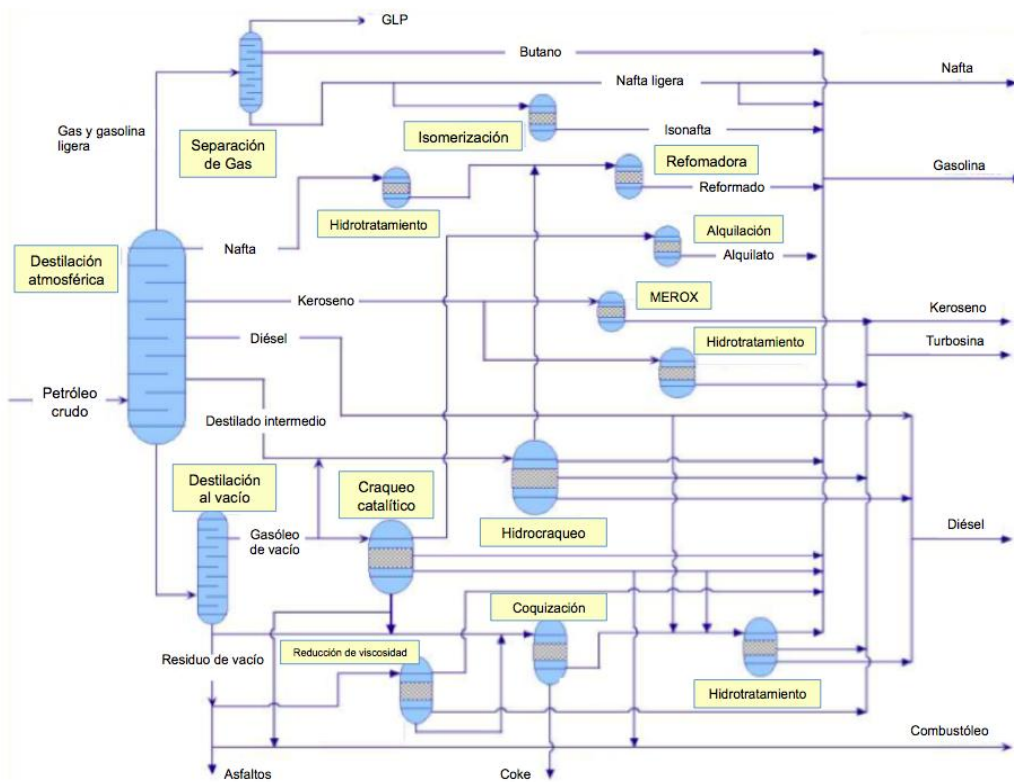


Fuente: Haverly

Figura 15. Diagrama de una refinación semicompleja

### 2.1.1.3 Refinería compleja

Referida como de conversión profunda (coquización) o *Full Conversion*. Este tipo de refinerías contiene todos los procesos de las refinerías anteriormente mencionadas y se le añade el proceso de coquización; representando este la última conversión del petróleo crudo en productos de más alto valor (Meyers, 2004, p. 76). En este proceso los residuos de la destilación al vacío son desintegrados térmicamente para convertirlos en combustibles ligeros y en coque. Los productos en este proceso son: gas combustible, nafta, gasóleos ligeros, gasóleos pesados y coque. La Figura 16 muestra el diagrama característico de este tipo de refinerías.



Fuente: *Haverly*

**Figura 16. Diagrama de una refinera compleja**

En la Tabla 11 (SENER, 2017b, p.22) se aprecia la capacidad instalada en miles de barriles diarios referida a la capacidad de la destilación atmosférica principal, así como la configuración actual de las refineras nacionales destacando tres de conversión profunda (Cadereyta, Madero y Minatitlán) y tres de craqueo catalítico (Salamanca, Salina Cruz y Tula).

Refinería	Capacidad instalada (mbd)	Configuración	Año de reconfiguración
Cadereyta	275	Conversión profunda (Coquización)	2003
Madero	190	Conversión profunda (Coquización)	2003
Minatitlán	285	Conversión profunda (Coquización)	2011
Salamanca	220	Conversión (Desintegración catalítica y alquilación) Adicional: Lubricantes	En ejecución
Salina Cruz	330	Conversión (Desintegración catalítica y alquilación)	En fase de planeación
Tula	315	Conversión (Desintegración catalítica y alquilación)	En ejecución
<b>Total</b>	<b>1615</b>		

Fuente. SENER con información del PEMEX

**Tabla 11. Configuración actual de las seis refineras del SNR**

## 2.2 Procesos y operaciones en refinación

Los procesos y operaciones de refinación de petróleo se clasifican básicamente en: separación, conversión, tratamiento, mezcla, operaciones auxiliares y operaciones fuera de proceso. Todos los procesos se encuentran fuertemente relacionados a condiciones particulares de temperatura y presión para que puedan obtenerse los derivados directos e indirectos de la refinación del petróleo crudo (ICCT, 2011, p. 62). Los procesos de conversión son los más utilizados para modificar el tamaño y/o la estructura de las moléculas de hidrocarburos, y son los siguientes:

- Descomposición (división) mediante hidrocraqueo, craqueo térmico y catalítico, coquización y ruptura de la viscosidad
- Unificación (combinación) mediante alquilación y polimerización
- Alteración (rectificación) con isomerización y reforma catalítica
- Tratamiento

Desde los comienzos de la refinación se han utilizado diversos métodos de tratamiento para la eliminación de componentes que no son hidrocarburos, impurezas y otros constituyentes que afectan negativamente a las propiedades de rendimiento de los productos acabados o reducen la eficacia de los procesos de conversión. El tratamiento implica reacciones químicas y separación física, como disolución, absorción o precipitación, mediante combinación de varios procesos. Entre los métodos de tratamiento se cuentan la eliminación o separación de componentes aromáticos y naftenos, la eliminación de impurezas, así como de contaminantes indeseables. Se utilizan compuestos desmercaptanizantes y ácidos para desulfurar el petróleo crudo antes de procesarlo asimismo para tratar otros productos. Otros métodos de tratamiento son la desalinización del crudo, la extracción química de mercaptanos, el tratamiento con ácidos, el contacto con arcilla, la hidrodesulfuración, la refinación de disolventes, el lavado cáustico, el hidrotreatmento, el secado, la extracción y el desparafinado de disolventes (ICCT, 2011, p. 63-64)

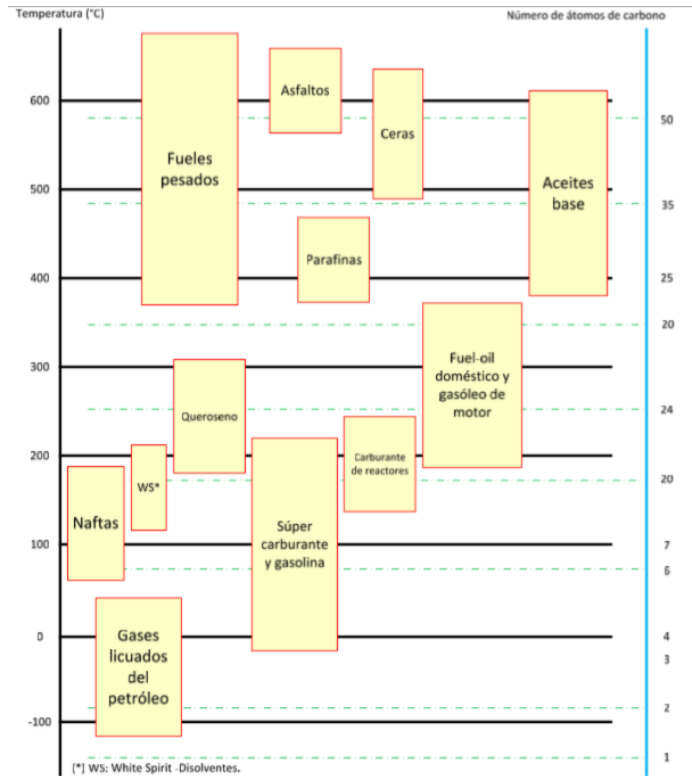
La mezcla es el proceso consistente en mezclar y combinar fracciones de hidrocarburos, aditivos u otros componentes para obtener productos acabados con propiedades específicas de rendimiento idóneo. Las operaciones auxiliares de refinación son las operaciones necesarias para dar soporte al proceso de los hidrocarburos como la recuperación de residuos ligeros; la eliminación del agua amarga; el tratamiento y refrigeración de residuos sólidos, aguas residuales y agua de proceso; la producción de hidrógeno; la recuperación de azufre, el tratamiento de gases ácidos, así como de gas residual. Otras funciones son la provisión de catalizadores, reactivos, vapor, aire, nitrógeno, oxígeno, hidrógeno gases combustibles.

Además, hay Instalaciones de las refinerías que no forman parte del proceso, todas las refinerías tienen multitud de subestructuras, funciones, equipos y sistemas que dan soporte a las operaciones de procesado de los hidrocarburos. Las operaciones de soporte habituales son la generación de energía en forma de calor, la disposición de productos, el almacenamiento, los sistemas de descarga de presión, los hornos, calentadores, sensores, la verificación e inspección de productos. Entre las instalaciones y sistemas que no forman parte del proceso están los sistemas de lucha contra incendios, de abastecimiento de agua, controles de contaminación, laboratorios, salas de control, almacenes, instalaciones de mantenimiento y administrativas.

En la Figura 17 se representa de forma visual a las diferentes fracciones de petróleo que se obtienen en su refinación de acuerdo con sus rangos de temperatura bajo los cuales son obtenidos y el número de átomos de carbono que los caracterizan (Wauquier, 2004, p. 122).

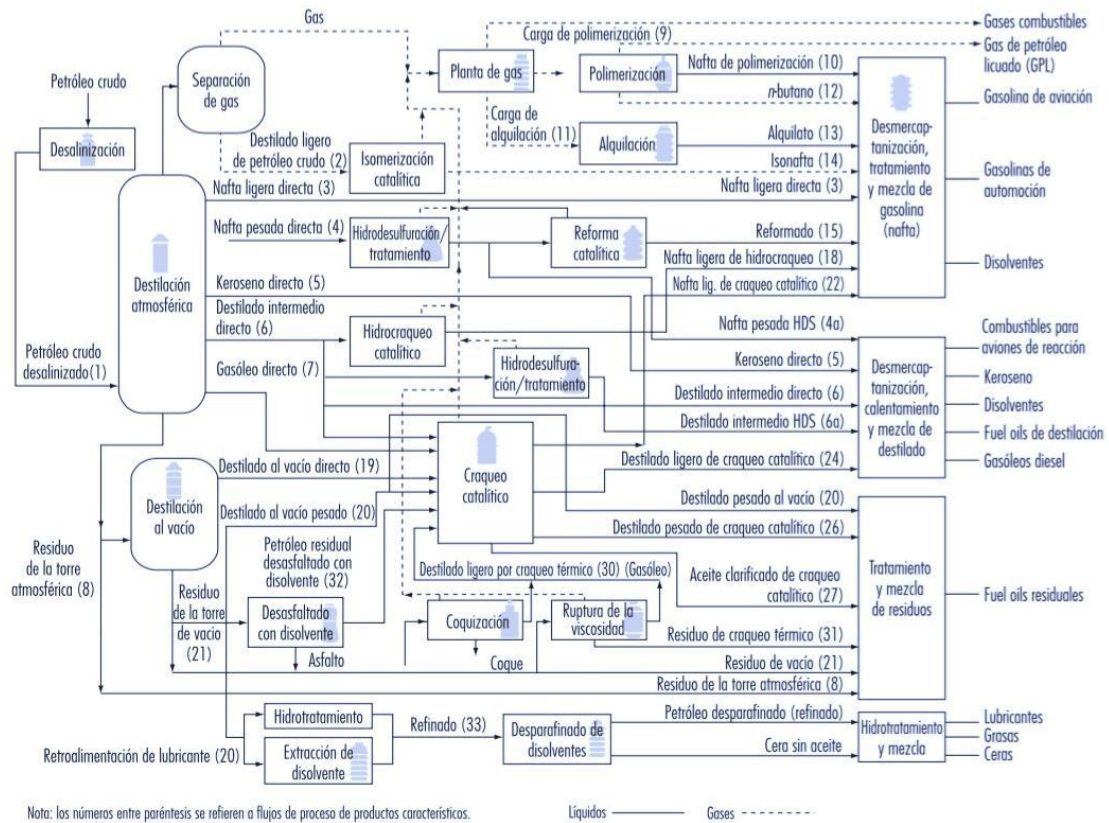
Por otro lado, en la Figura 18 se muestra un esquema general de refinación (Kraus, 2011, p. 3), ilustrando gráficamente la dinámica de los procesos y corrientes desde que el crudo entra a la refinería (tipo compleja) hasta los productos finales.





Fuente: Adaptado de OSHA 1996

Figura 17. Principales productos petrolíferos fraccionados según sus rangos de temperatura de destilación y los átomos de carbono relacionados



Fuente: Adaptado de OSHA 1996

Figura 18. Esquema general del sistema de refinación

Aquí se resumen las principales operaciones referentes a la refinación de acuerdo con la SENER (2007, p. 3):

- I. *Destilación atmosférica*: consiste en la separación de la mezcla de hidrocarburos líquidos en componentes más específicos, mediante la aplicación de calor hasta lograr vaporizar cada componente, aprovechando que cada uno de ellos posee diferente punto de ebullición.
- II. *Destilación al vacío*: proceso intermedio para extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica, así como las fracciones para elaboración de aceites lubricantes.
- III. *Desintegración catalítica*: llamado también craqueo catalítico o FCC, es un proceso que consiste en descomponer las moléculas de hidrocarburos más grandes, pesadas o complejas, en moléculas más ligeras y simples. Se lleva a cabo mediante la aplicación de calor y presión, así como mediante el uso de catalizadores. La utilización de este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina y de otros productos importantes que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo.
- IV. *Hidrotratamiento*: referido a veces como hidrosulfuración es un proceso cuyo objetivo es estabilizar catalíticamente los petrolíferos, además de eliminar los componentes contaminantes que contienen, haciéndolos reaccionar con hidrógeno a temperaturas comprendidas entre 315 y 430 °C a presiones que varían de 7 a 210 kg/cm<sup>2</sup>, en presencia de diversos catalizadores.
- V. *Reducción de viscosidad*: proceso empleado para obtener hidrocarburos de bajo peso molecular tales como gases, gasolina, gasóleos y residuo de baja viscosidad, a partir de residuos de vacío de alta viscosidad.
- VI. *Coquización*: proceso en el cual fluidos sólidos se desintegran térmicamente para obtener productos líquidos y gaseosos además del coque. El proceso utiliza calor producido por el quemado de 25% del coque generado para proveer de calor al proceso (496-538°C).
- VII. *Alquilación*: comprende la combinación de una olefina con un hidrocarburo parafínico o aromático, en presencia de un catalizador. El proceso involucra la unión de propileno o butilenos con isobutano, en presencia de ácido fluorhídrico o sulfúrico como catalizador, para formar una isoparafina denominada alquilado ligero.
- VIII. *Reformación*: proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de la gasolina modificando la estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor, se le conoce como reformación térmica y como reformación catalítica, cuando se le asiste mediante un catalizador.
- IX. *Isomerización*: proceso mediante el cual se altera el arreglo fundamental de los átomos de una molécula sin adherir o sustraer nada de la molécula original.
- X. *TAME y MTBE*: oxigenantes que se utilizan para que al quemarse con gasolina se libere oxígeno atómico a fin de favorecer la combustión completa además contribuye a incrementar el octanaje en la gasolina, y su utilización depende de la legislación (ambiental) con relación a la composición y calidad de las gasolinas.
- XI. *MEROX (Desmercaptanización)*: proceso en el que los componentes amargos líquidos son tratados con sosa cáustica que contiene catalizador organometálico para convertir los mercaptanos en disulfuros cáusticos insolubles. La solución Merox es regenerada mezclándola con aire y agentes oxidantes. Mediante el uso de la solución Merox se obtiene un alto grado de remoción de mercaptanos en una corriente de líquidos. Si se desea una remoción completa, Merox también provee una conversión catalítica de cama fija para transformar mercaptanos a disulfuros. Estos disulfuros no serán removidos de la corriente líquida, sin embargo, éstos no generan olor tal y como los mercaptanos lo hacen.

## 2.3 Productos principales de la refinación

La refinación de petróleo ha evolucionado continuamente en respuesta a la demanda de productos mejores y diferentes por parte de los consumidores. Las refinerías actuales producen varios productos, muchos de los cuales se utilizan como materia prima para procesos de craqueo y fabricación de lubricantes o para la industria petroquímica. En el procesamiento de hidrocarburos se forman varios productos químicos. Los productos producidos mediante refinación se describen a la brevedad (Kraus, 2011, p. 4-7):

- a) Combustibles. Los principales productos obtenidos de refinación empleados como combustibles son:
- El gas licuado de petróleo (GLP). Constituido por mezclas de hidrocarburos parafínicos y olefínicos (principalmente propano y butano), se produce para utilizarlo como combustible, se almacena en fase líquida a presión. El GLP tiene puntos de ebullición que van desde aproximadamente 74°C hasta 38°C, es incoloro y sus vapores son más pesados que el aire, además son extremadamente inflamables.
  - Gasolina. El producto más importante de las refinerías es la gasolina para motores, una mezcla de fracciones de hidrocarburos con puntos de ebullición relativamente bajos, incluida la gasolina reformada, alquilado, nafta alifática (nafta ligera de destilación directa), nafta aromática (nafta de craqueo térmico y catalítico) y aditivos. Las mezclas de gasolina tienen puntos de ebullición que van desde temperaturas ambiente hasta 204°C, y un punto de inflamación inferior a -40°C. Las cualidades críticas de la gasolina son el índice de octano (cualidad antidetonante), la volatilidad (arranque y tapón de vapor) y la presión de vapor (control ambiental).
  - Keroseno (kerosina o queroseno). Segundo corte o fracción de la destilación del petróleo crudo (el primero es la nafta o gasolina); su color, contenido de azufre y características de ignición varían según las propiedades del crudo que provienen. Su peso específico está dentro de un rango de 0.80 a 0.83 y su punto de ignición de 66°C a 80°C. El keroseno es una mezcla de parafinas y naftenos, generalmente con menos de un 20% de componentes aromáticos. Tiene un punto de inflamación superior a 38°C y un intervalo de temperaturas de ebullición de 160°C a 288°C. Se utiliza para alumbrado, calefacción, disolventes y para mezclarlo con gasóleo diesel.
  - Diesel. Se obtiene de una mezcla compleja de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, mediante el procesamiento del petróleo. Es un líquido insoluble en agua. Tienen puntos de inflamación superiores a 60°C y rangos de ebullición de 163°C a 371°C aproximadamente.
  - Turbosina. Combustible para avión. Destilado del petróleo similar al keroseno. Líquido claro, olor a aceite combustible, insoluble en agua. Conocido también con los nombres de *jet fuel* y combustible de reactor.
  - Combustóleo (*Fuel oil*). Líquido oscuro, viscoso, con olor característico a chapopote, de composición compleja de hidrocarburos pesados, obtenido de la mezcla de las corrientes de residuo de vacío, aceite pesado y aceite ligero de la desintegración catalítica. Como todo este tipo de compuestos, es insoluble en agua. Muchos barcos, instalaciones comerciales e industriales utilizan combustibles residuales o combinaciones de ellos, para generación de energía y calor.
  - Coque. Masa sólida porosa de color gris hasta negro, consta de hidrocarburos macromoleculares con alto grado de aromaticidad. Se obtiene por coquización de alquitranes, residuos de desintegración y de pirólisis. Se usa como combustible sólido para calderas y se maneja a granel en góndolas y camión de redilas.
- b) Bióxido de azufre. El gas procedente de la combustión de combustibles de alto contenido en azufre.

- c) Cáusticos. Se añaden cáusticos al agua de desalinización para neutralizar ácidos y reducir la corrosión. Se añaden también al crudo desalinizado con el fin de reducir la cantidad de cloruros corrosivos de los productos de las zonas superiores de la torre. Se utilizan en procesos de tratamiento de las refinerías para eliminar contaminantes de las corrientes de hidrocarburos.
- d) Óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono. El gas de combustión contiene hasta 200 ppm de óxido nítrico, que reacciona lentamente con el oxígeno y forma dióxido de nitrógeno. El óxido nítrico no se elimina mediante el lavado con agua, por lo que el bióxido de nitrógeno puede disolverse en el agua para formar ácido nitroso y nítrico. Por lo común, el gas de combustión sólo contiene una pequeña cantidad de monóxido de carbono, a menos que la combustión sea anómala.
- e) Ácido sulfhídrico. Se encuentra de modo natural en la mayoría de los crudos de petróleo y se forma también durante su procesamiento debido a la descomposición de compuestos de azufre inestables. El ácido sulfhídrico es un gas extremadamente tóxico, incoloro e inflamable, más pesado que el aire y soluble en agua, tiene un olor parecido a huevo podrido que se percibe a concentraciones muy por debajo de su límite de exposición, que es muy bajo.
- f) Agua amarga. Es agua de proceso que contiene ácido sulfhídrico, amoníaco, fenoles, hidrocarburos y compuestos de azufre de bajo peso molecular. Se produce al absorber el vapor fracciones de hidrocarburos durante la destilación, en la regeneración de catalizador o al absorber el vapor ácido sulfhídrico durante el hidrotratamiento. También se genera por la adición de agua a procesos para absorber ácido sulfhídrico y amoníaco.
- g) Ácido sulfúrico y ácido fluorhídrico. Ambos se utilizan como catalizadores en los procesos de alquilación. El ácido sulfúrico se emplea también en algunos de los procesos de tratamiento.
- h) Catalizadores sólidos. En los procesos de refinación se utilizan varios catalizadores sólidos diferentes, de numerosas formas distintas, desde pastillas hasta cuentas granulares o polvos, constituidos por diversos materiales y composición. En unidades de lecho móvil y fijo se emplean catalizadores de pastillas extruidas, mientras que en procesos de lecho fluido se usan catalizadores de partículas esféricas finas. Los catalizadores utilizados en procesos que eliminan el azufre están impregnados de cobalto, níquel o molibdeno. En las unidades de craqueo se emplean catalizadores de función ácida: arcilla natural, alúmina-sílice y zeolitas. En la isomerización y la reforma se emplean catalizadores de función ácida impregnados de platino u otros metales nobles.
- i) Gasolvente. Solvente alifático incoloro de olor a petróleo crudo, que se obtiene de la destilación del petróleo crudo, de los cortes ligeros de la nafta; de acuerdo con sus especificaciones el 50 por ciento de su volumen debe destilar a 100°C como máximo, el 90 por ciento a 120°C y la temperatura final de destilación no debe ser mayor a 140°C. Insoluble en agua.
- j) Gas nafta. Solvente alifático con punto de ebullición relativamente elevado. En la prueba de destilación el destilado a 176°C debe ser como mínimo el 50 por ciento del volumen, a 190°C el 90 por ciento mínimo y la temperatura final de ebullición 210°C como máximo; debe tener un punto de inflamación relativamente alto (38°C como mínimo), libre de color y olor.
- k) Emulsiones. Mezcla amorfa de hidrocarburos, de color negro brillante, muy impermeable que, generalmente con cal o arena.
- l) Vaselinas. Se obtienen mediante tratamiento adecuado de determinadas fracciones del petróleo. Por dicha razón, para poder utilizarse en humanos deben tener un grado de purificación llamado grado farmacéutico o grado farmacopea. Este excipiente se ha utilizado durante mucho tiempo en formulaciones cosméticas.
- m) Aceites lubricantes. Se utilizan como base para la elaboración de lubricantes terminados. Por su composición química pueden ser nafténicos (caracterizados por un menor índice de viscosidad) o parafínicos (alto índice de viscosidad). Algunas de las especificaciones más

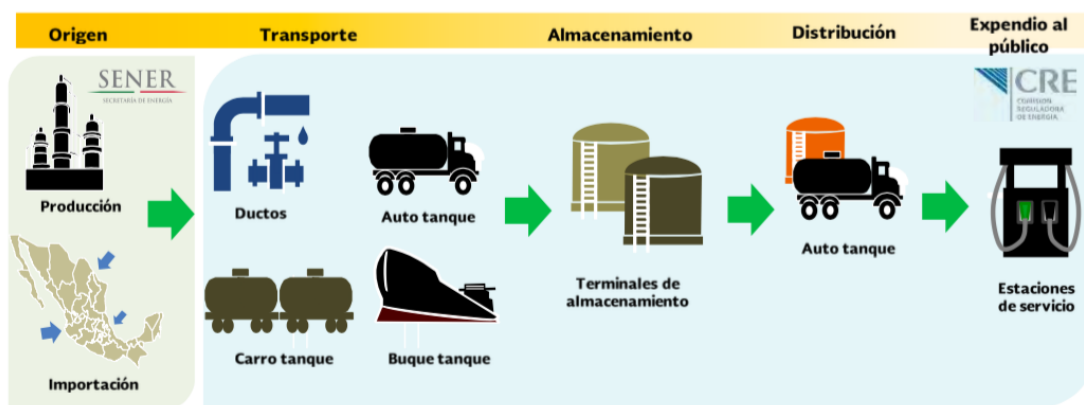
importantes de los lubricantes básicos son su viscosidad, punto de inflamación, temperatura de escurrimiento y color.

- n) Grasas. Lubricantes sólidos o semisólidos que se fabrican con un aceite lubricante y un agente que les da mejor consistencia. El aceite utilizado es refinado, generalmente de alto índice de viscosidad, los agentes espesantes son jabones de aluminio, bario, litio, sodio, estroncio, arcilla, sílice y glicerol. Se añaden además aditivos antioxidantes, inhibidores de corrosión y pigmentos orgánicos.
- o) Parafinas. Son sólidos untuosos que se funden rápidamente, poseen cierto brillo y plasticidad. Las parafinas derivadas del petróleo se obtienen como un subproducto en la fabricación de aceites lubricantes. Se separan del aceite para mejorar la fluidez de los lubricantes, se pueden someter a diversos procedimientos para reducir el aceite que contiene compuestos indeseables como el azufre para darles mayor consistencia, color y eliminarles cualquier olor.
- p) Asfaltos. Es un material de cementación sólido o semisólido de color oscuro, formado principalmente por bitúmenes. Se encuentra a veces en grandes depósitos naturales como betunes y presente en la mayoría de los petróleos crudos de donde se separa por varios procedimientos y se puede tratar para dar lugar a numerosos tipos y grados de asfalto.

### Capítulo 3. Infraestructura nacional de refinación y suministro de petrolíferos

Actualmente, México cuenta con seis refinерías ubicadas estratégicamente dentro del territorio nacional para dar cobertura y atender la demanda energética interna. Antes de la Reforma, los organismos subsidiarios PEMEX-Refinación, PEMEX-Gas y Petroquímica Básica y PEMEX-Petroquímica eran las encargadas de realizar las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos y petrolíferos. Es a partir de la declaratoria de entrada en vigor del acuerdo de creación de la empresa productiva del estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Transformación Industrial (PEMEX TRI), quien se encargaría de realizar estas actividades. De acuerdo con lo anterior, PEMEX TRI puede realizar las operaciones relacionadas directa o indirectamente con su objeto, pudiendo celebrar con personas físicas o morales, nacionales o extranjeras, toda clase de actos, convenios, contratos, de acuerdo con la reglamentación vigente aplicable a cada actividad (SENER, 2017c, p. 50).

A partir de la Reforma Energética, las actividades de suministro de petrolíferos quedaron sujetas a regulación a cargo de diferentes entidades gubernamentales; la SENER regula la refinación, tratamiento de petróleo, importación y exportación de petrolíferos, mientras las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de petrolíferos son reguladas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como se ilustra en la Figura 19 (SENER, 2017b, p. 29).



Fuente: SENER

Figura 19. Cadena de suministro de los petrolíferos

En la Tabla 12 se ilustra la ubicación geográfica de las seis refinерías en el territorio nacional además de información relevante respecto a su apertura y el estado de reconfiguración. De manera conjunta en 2016, PEMEX TRI, tuvo una capacidad de refinación de 1,615 mbd de destilación atmosférica de crudo; 1,230 mbd de hidrodesulfuración; 768 mbd de destilación al vacío; 423 mbd desintegración catalítica; 279 mbd de reformación de naftas; 156 mbd de coquización; 91 mbd de reducción de viscosidad; 154 mbd de alquilación e isomerización (SENER, 2017c, p. 50).

Refinería	Ubicación	Zona geográfica	Capacidad de proceso (mbd)	Estado que guarda la reconfiguración	Inicio de operaciones
Ing. Antonio Dovalí Jaime (Salina Cruz)	Salina Cruz, Oaxaca	Sur-Sureste	330	Planeación	1979
Miguel Hidalgo (Tula)	Tula, Hidalgo	Centro	315	Ejecución	1977

Ing. Antonio M. Amor (Salamanca)	Salamanca, Guanajuato	Centro-Occidente	220	Ejecución	1950
General Lázaro Cárdenas del Río (Minatitlán)	Minatitlán, Veracruz	Sur-Sureste	285	Completada - 2011	1956
Ing. Héctor Lara Sosa (Cadereyta)	Cadereyta, Nuevo León	Noreste	275	Completada - 2003	1979
Francisco I. Madero (Madero)	Madero, Tamaulipas	Noreste	190	Completada - 2003	1914
<b>Total</b>			1615		

Fuente: SENER con información de PEMEX

Tabla 12. Información relevante de las refinerías instaladas en México 2017

### 3.1 Terminales de almacenamiento, ductos y medios de suministro

La Figura 20 detalla la información más relevante de la infraestructura nacional relacionada con la infraestructura de refinación con que México dispone en la actualidad. De acuerdo con SENER (2017b, p. 44) el país se regionaliza en 8 zonas: Noroeste (azul claro), Norte (morado), Noreste (azul), Centro (anaranjado), occidente (verde), sur (café), golfo (gris) y sureste (rojo).



Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

Figura 20. Mapa de la infraestructura nacional relacionada con refinación por región en México 2017

La región noroeste está conformada por los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa y Nayarit. Esta región es suministrada principalmente por buque tanque a través de los puertos de Rosarito en Baja California. La Paz en Baja California Sur, Guaymas en Sonora, Topolobambo y Mazatlán en Sinaloa, en donde reciben combustibles de importación y producto nacional desde la refinería de Salina Cruz en Oaxaca. La distribución a lo largo y ancho de la región se

realiza mediante ductos (Tabla 14) y auto tanques. La región no cuenta con centro de refinación ni ductos transfronterizos. Esta zona tiene 15 terminales de almacenamiento (TA) con capacidad operativa total de 3,451 mbd (véase tabla 13) representando el 27.5% de la capacidad total del país (SENER, 2017b, p. 65).

Terminales de Almacenamiento (TA)	Capacidades		Medio de suministro
	Nominal (barriles)	Operativa (barriles)	
Ciudad de Obregón	170,000	112,462	Ducto
Culiacán	115,000	85,203	Ducto
Ensenada	135,000	100,086	Ducto
Guamúchil	105,000	74,128	Ducto
Guaymas	750,000	534,163	Buque tanque
Hermosillo	125,000	86,048	Ducto
La Paz	230,000	161,793	Buque tanque
Magdalena	40,000	26,754	Auto tanque
Mazatlán	620,000	467,568	Buque tanque
Mexicali	155,000	118,085	Ducto
Navojoa	35,000	25,040	Auto tanque
Nogales	45,000	34,666	Auto tanque
Rosarito	1,393,000	1,020,286	Buque tanque
Tepic	130,000	66,232	Auto tanque
Topolobampo	750,000	538,740	Buque tanque
<b>Total</b>	<b>4,798,000</b>	<b>3,451,254</b>	

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 13. Capacidades de las terminales de almacenamiento en la región noroeste**

Ductos Noroeste	Diámetro	Longitud (Km)	Capacidad Nominal (barriles/día)	Capacidad Operativa (barriles/día)
1. Poliducto Rosarito-Mexicali	10"-8"	148.4	31,000	30,000
2. Poliducto Rosarito-Ensenada	10"	74.8	20,000	20,000
3. Poliducto Guaymas-Hermosillo	8"	129.0	31,000	30,000
4. Poliducto Guaymas-Cd. Obregón Poliducto Topolobampo-Guamúchil	12"	120.3	24,000	23,000
5. Culiacán	10"	222.3	34,000	34,000
5.1 Ramal-Guamúchil	10"	0.4		
<b>Total</b>		<b>695.2</b>	<b>140,000</b>	<b>137,000</b>

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 14. Características de los ductos de la región noroeste**

En la región norte se encuentran los estados de Chihuahua y Durango, es suministrada mediante ductos precedentes del estado de Texas en Estados Unidos y desde Santa Catarina, Nuevo León, en la región noreste. Desde esta región se abastece por carro tanque a la TA en Durango, así como vía auto tanque desde la región noroeste. La región norte no cuenta con centros de refinación ni puertos. El norte cuenta con cinco TA con capacidad total de 952 mil barriles que representa el 7.6% de la capacidad operativa nacional, como se aprecia en la Tabla 15, además cuenta con cinco ductos cuya longitud asciende a 1,277 km (Tabla 16) y en total representan 136 mbd de capacidad operativa equivalente a 3.4% del total en el país (SENER, 2017b, p. 69-70).



Terminales de Almacenamiento (TA)	Capacidades		Medio de suministro
	Nominal (barriles)	Operativa (barriles)	
Chihuahua	420,000	336,157	Ducto
Ciudad Juárez	245,000	184,554	Ducto/Auto tanque
Durango	75,000	51,728	Carro tanque
Gómez Palacio	475,000	339,661	Ducto
Parral	55,000	40,330	Auto tanque
<b>Total</b>	<b>1,270,000</b>	<b>952,430</b>	

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 15. Capacidades de las terminales de almacenamiento en la región norte**

Ductos Norte	Diámetro	Longitud (Km)	Capacidad Nominal (barriles/día)	Capacidad Operativa (barriles/día)
6. Bidireccional Cd. Juárez-Chihuahua	12"	349.1	25,000	25,000
10. Poliducto El Paso-Cd. Juárez	8"	28.7	31,000	31,000
11. Poliducto Frontera-Cd. Juárez	10"	31.8	41,000	41,000
12. Poliducto Gómez Palacio-Chihuahua Bidireccional Gómez-Palacio	8"	433.7	17,000	17,000
14. Chihuahua	10"	433.5	23,000	22,000
<b>Total</b>		<b>1,276.8</b>	<b>137,000</b>	<b>136,000</b>

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 16. Características de los ductos de la región norte**

El noreste del país incluye los estados de Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí y Coahuila. En esta región se ubican las refinerías de Cadereyta en Nuevo León y Madero en Tamaulipas. Se cuenta con una terminal marítima en Cd. Madero, para la recepción de combustibles de importación. La demanda regional es atendida por la producción de las refinerías mencionadas y complementada con petrolíferos de importación provenientes de Estados Unidos a través de auto tanque y un ducto transfronterizo que se interconecta en el estado de Tamaulipas. En la Tabla 17 se mencionan las 12 TA del noreste con capacidad operativa total de 1,418.2 mil barriles que significan el 11.3% de la capacidad total nacional. Además, incluye una red de ductos con capacidad operativa de 502.7 mbd y longitud total de 1,910 km, equivalente al 12.6% del total del país (SENER, 2017b, p. 72-73), tal como indica la Tabla 18.

Terminales de Almacenamiento (TA)	Capacidades		Medios de suministro
	Nominal (barriles)	Operativa (barriles)	
Cadereyta	100,000	74,699	Refinería/Ducto
Ciudad Mante	42,000	14,907	Auto tanque
Ciudad Valles	75,000	55,314	Carro tanque
Ciudad Victoria	195,000	146,652	Ducto
Matehuala	33,000	24,522	Auto tanque
Monclova	235,000	181,963	Ducto
Nuevo Laredo	75,000	58,829	Auto tanque
Reynosa	23,500	14,629	Ducto/Auto tanque

Sabinas	100,000	73,446	Ducto
Saltillo	150,000	117,601	Ducto
San Luis Potosí	100,000	68,984	Ducto
Santa Catarina	850,000	586,737	Ducto
<b>Total</b>	<b>1,978,500</b>	<b>1,418,283</b>	

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 17. Capacidades de las terminales de almacenamiento en la región noreste**

Ductos Noreste	Diámetro	Longitud (Km)	Capacidad Nominal (barriles/día)	Capacidad Operativa (barriles/día)
7. Combustóleo-ducto Ref. Madero-CFE Altamira	14-16-14"	29.0	26,000	25,000
8. Bidireccional Madero-Cadereyta	12-10"	488.8	54,000	54,000
8.1 Ramal TA Victoria	8"	3.0	26,400	26,400
9. Poliducto Cadereyta-Santa Catarina	18"	83.6	148,000	148,000
13. Bidireccional Cadereyta-Reynosa-Brownsville	12-10"	277.2	55,000	48,500
13.1 Ramal La Retama-Reynosa	8"	10.6	25,000	24,000
15. Poliducto Santa Catarina-Gómez Palacio	10"	321.3	32,000	31,000
16. Poliducto Santa Catarina-Gómez Palacio	14"	319.6	58,000	57,000
16.1 Ramal Ojo Caliente-Saltillo	8"	52.8	53,000	52,800
17. Poliducto Santa Catarina-Monclova-Sabinas	10"	323.8		
17.1 Interconexión Monclova	10"		37,000	36,000
<b>Total</b>		<b>1,909.73</b>	<b>514,400</b>	<b>502,700</b>

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 18. Características de los ductos de la región noreste**

El occidente de México abarca los estados de Zacatecas, Aguascalientes, Jalisco, Colima, Michoacán y Guanajuato. La refinería de Salamanca en Guanajuato es la principal fuente de abastecimiento en esta zona. La refinería de Salamanca recibe producto desde la refinería de Tula, a través de dos ductos, de los cuales uno es bidireccional. La costa del Pacífico en la región Occidente es surtida con petrolíferos transportados por cabotaje desde Salina Cruz, Oaxaca, hacia la TA de Manzanillo en Colima y la TAR Lázaro Cárdenas en Michoacán. Existen en el área 13 terminales de almacenamiento (Tabla 19) con capacidad operativa total de 2,400.1 miles de barriles contribuyendo con el 19% de la capacidad del país. No obstante, la red de ductos en esta región tiene longitud total de 990 km y una capacidad operativa de 373 mbd (Tabla 20) que divisan el 9.4% del total nacional (SENER, 2017b, p. 75-76).

Terminales de Almacenamiento (TA)	Capacidades		Medio de suministro
	Nominal (barriles)	Operativa (barriles)	
Aguascalientes	105,000	68,241	Ducto
Celaya	180,000	130,230	Ducto
Colima	55,000	43,704	Auto tanque
El Castillo	345,000	220,583	Ducto

Irapuato	435,000	316,086	Ducto
Lázaro Cárdenas	860,000	609,032	Buque tanque
León	110,000	80,433	Ducto
Manzanilla	465,000	328,150	Buque tanque
Morelia	135,000	98,110	Ducto Auto tanque
San José Iturbide	300,000	240,000	Auto tanque Carro tanque
Uruapan	130,000	102,280	Auto tanque
Zacatecas	85,000	58,057	Ducto
Zamora	90,000	64,012	Ducto
Zapopan	390,000	281,225	Ducto
<b>Total</b>	<b>3,685,000</b>	<b>2,640,153</b>	

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 19. Capacidades de las terminales de almacenamiento en la región occidente**

Ductos Occidente	Diámetro	Longitud (Km)	Capacidad Nominal (barriles/día)	Capacidad Operativa (barriles/día)
33. Poliducto Salamanca Morelia	10"	90.7	28,000	27,000
34. Magna-ducto Salamanca-Irapuato	10"	19.0	34,000	34,000
35. Premium-ducto Salamanca-Irapuato	10"	19.0	31,000	24,000
36. Turbosino-ducto Salamanca-Irapuato	10"	18.9	29,000	28,000
37. Combustóleo-ducto Salamanca-Irapuato	14"	18.9	35,000	32,000
38. Poliducto Salamanca-León	8"	94.3	24,000	23,000
39. Diesel-ducto Salamanca-Irapuato	10"	19.0	30,000	29,000
40. Poliducto Salamanca-Aguascalientes-Zacatecas	10"-12"	319.9	28,000	27,000
40.1 Ramal León	10"	0.0	18,000	18,000
40.2 Ramal Aguascalientes	10"	0.4	28,000	27,000
41. Poliducto Salamanca-Guadalajara	16"	345.0	85,000	80,000
41.1 Ramal TA El Castillo	16"	0.1		
41.2 Ramal Degodallo-Zamora	8"	44.5	26,000	24,000
<b>Total</b>		<b>989.7</b>	<b>396,000</b>	<b>373,000</b>

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 20. Características de los ductos de la región occidente**

La región centro se compone por los estados de Hidalgo, Querétaro, Estado de México, Morelos, Puebla, Tlaxcala y Ciudad de México. La demanda de petrolíferos es atendida por la producción de las refinerías de Tula, Hidalgo y Minatitlán (Veracruz) así como por combustibles importados por las terminales marítimas de Tuxpan y Pajaritos Veracruz. La zona tiene 11 TA con capacidad operativa de 2,459 miles de barriles (Tabla 21) percibiendo el 19.6% de la capacidad total nacional. El centro dispone de una red de poliductos de 1,503 km de longitud y capacidad total de 960.6 mbd (Tabla 22)

para proporcionar combustibles al valle de México y estados contiguos. Esta región demanda la mayor cantidad de gasolinas en el país debido al consumo de la Ciudad de México y Estado de México (SENER, 2017b, p. 78-79).

Terminales de Almacenamiento (TA)	Capacidades		Medio de suministro
	Nominal (barriles)	Operativa (barriles)	
Añil	235,000	158,343	Ducto
Azcapotzalco	1,500,000	1,107,981	Ducto / Auto tanque
Barranca del Muerto	125,000	91,526	Ducto
Cuautla	60,000	44,742	Auto tanque
Cuernavaca	135,000	102,226	Ducto
Pachuca	170,000	120,032	Ducto
Puebla	425,000	361,409	Ducto
San Juan Ixhuatepec	225,000	138,729	Ducto
Tehuacán	45,000	32,250	Auto tanque
Toluca	195,000	135,282	Ducto
Querétaro	230,000	166,427	Ducto
<b>Total</b>	<b>3,345,000</b>	<b>2,458,947</b>	

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 21. Capacidades de las terminales de almacenamiento en la región centro**

Ductos Centro	Diámetro	Longitud (Km)	Capacidad Nominal (barriles/día)	Capacidad Operativa (barriles/día)
18. Poliducto Tula-Salamanca	16"	226.05	87.000	87.000
19. Turbosino-ducto Tula-Azcapotzalco	12"	75.1	51.000	50.000
20. Poliducto Tula-Azcapotzalco	16"	81.8	103.000	98.000
20.1 Ramal San Juan Ixhuatepec	12"	0.7	62.400	62.400
21. Poliducto Tula-Toluca	16"	224.7	50.000	47.000
22. Poliducto Tula-Pachuca	8"	66.6	24.000	24.000
23. Poliducto Azcapotzalco-Barranca del Muerto	8"	20.8	21.000	16.000
24. Poliducto Azcapotzalco-Barranca del Muerto	12"	20.7	62.000	53.000
25. Poliducto CPI-México	12"-20"-14"	118.7	55.000	45.000
26. Poliducto Azcapotzalco-San Juan Ixhuatepec	12"	15.1	72.000	63.000
26.1 Ramal San Juan Ixhuatepec-Añil	12"	17.0	62.400	62.400
27. Poliducto Azcapotzalco-Añil	8"	30.9	29.000	29.000
28. Poliducto Azcapotzalco-Añil	12"	30.9	65.000	63.000

29. Poliducto Añil-Cuernavaca	8"-6"	70.0	23.000	22.000
30. Turbosino-ducto Azcapotzalco ASA	8"	27.9	29.000	28.000
31. Bidireccional Salamanca-Tula	12-14-12"	240.1	38.000	38.000
31.1 Ramal Charco Blanco-TA Querétaro	10"	24.1	76.800	76.800
31.2 Ramal Palo Seco-Celaya	8-6"	7.2	72.000	72.000
32. Poliducto Querétaro-TA San Luis Potosí	10"	204.2	24.000	24.000
<b>Total</b>		<b>1,502.6</b>	<b>1006.600</b>	<b>960.600</b>

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 22. Características de los ductos de la región centro**

El Golfo está conformado por los estados de Veracruz y Tabasco y es la región con los principales puntos de importación de petrolíferos marítima. Incluye dos TA marítimas localizados en Tuxpan y Pajaritos en Veracruz, además cuenta con la refinería de Minatitlán en el mismo estado. Las 8 TA de la región se aprecian en la Tabla 23, éstas tienen una capacidad operativa total de 798.6 mil barriles abarcando el 6.4% de la capacidad nacional. En la zona hay una red de poliductos de 2,388 de longitud total y capacidad operativa de 957 mbd (Tabla 24) para aprovisionar de combustibles al valle de México y áreas conurbadas (SENER, 2017b, p. 81-82).

Terminales de Almacenamiento (TA)	Capacidades		Medio de suministro
	Nominal (barriles)	Operativa (barriles)	
Escamela	98.000	70.265	Ducto
Minatitlán	10.000	5.926	Refinería
Perote	25.000	18.529	Auto tanque
Poza Rica	55.000	38.744	Ducto
San Juan de Ulúa	430.852	415.190	Auto tanque
Tierra Blanca	81.000	49.212	Ducto
Veracruz	535.986	352.321	Ducto/ Buque tanque
Villahermosa	328.500	236.610	Ducto/Auto tanque
Xalapa	45.000	27.068	Auto tanque
<b>Total</b>	<b>1609.338</b>	<b>1213.865</b>	

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 23. Capacidades de las terminales de almacenamiento en la región golfo**

Ductos Golfo	Díámetro	Longitud (Km)	Capacidad Nominal (barriles/día)	Capacidad Operativa (barriles/día)
42. Bidireccional Minatitlán-Salina Cruz	16"	249.4	73.000	73.000
43. Combustóleo-ducto Ref. Minatitlán-TM Pajaritos	14"	33.0	72.000	72.000
46. Bidireccional Minatitlán-Pajaritos	10"	24.4	41.000	41.000
47. Bidireccional Minatitlán-México	12"-20"-14"	596.9	75.000	66.000

48.	Poliducto Minatitlán-Pajaritos	12"	27.5	73.000	73.000
49.	Poliducto Minatitlán-Puebla	12"-20"-12"	427.6	75.000	66.000
50.	Poliducto CAB Poza Rica-TA Poza Rica	8"	2.5	24.000	23.000
51.	Poliducto TAD Tierra Blanca-TAD Veracruz	8"	97.8	28.000	14.000
52.	Poliducto TED Tierra Blanca-TAD Tierra Blanca	8"	1.4	35.000	35.000
52.1	<i>Ramal Entronque a TAD Escamela</i>	6"	0.0	75.000	63.000
52.2	<i>Ramal TED Puebla - TAD Puebla</i>	8"	0.4	63.000	58.000
52.3	<i>Ramal de inyección CPI- Estación San Martín</i>	12"	0.4	55.000	45.000
53.	Poliducto Tuxpan-Poza Rica-Azcapotzalco	24"-18"-16"	317.3	173.000	173.000
54.	Poliducto Tuxpan-Poza Rica	8"	69.4	24.000	23.000
55.	Poliducto Tuxpan-Poza Rica-Tula	16"-14"	304.2	82.000	81.000
55.1	<i>Ramal Extracción Pachuca</i>	10"	1.8		
56.	Poliducto Minatitlán-Villahermosa	12"	174.2	55.000	51.000
56.1	<i>Ramal Castañito-Dos Bocas</i>	16"	59.6		
Total			2,387.8	1023.000	957.000

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 24. Características de los ductos de la región golfo**

La región sur acopla los estados de Chiapas, Guerrero y Oaxaca. En materia de producción y almacenamiento de petrolíferos, incluye la refinería de Salina Cruz y una terminal marítima ambas en Oaxaca. La distribución de combustibles en la zona se realiza principalmente mediante auto tanque, ya que únicamente cuenta con infraestructura de transporte por ducto para desplazar la producción de la refinería hacia la TA en Salina Cruz y hacia la terminal marítima. La Tabla 25 distingue las 7 terminales de almacenamiento con capacidad operativa de 566.3 mil barriles cubriendo el 4.5% de la capacidad en el país. El área sur tiene una red de poliductos de 79 km de longitud total y capacidad operativa de 863 mbd representando el 21.7% del total nacional (SENER, 2017b, p. 84-85), tal como se ilustra en la Tabla 26.

Terminales de Almacenamiento (TA)	Capacidades		Medio de Suministro
	Nominal (barriles)	Operativa (barriles)	
Acapulco	235.000	145.262	Buque tanque
Iguala	60.000	41.867	Auto tanque
Oaxaca	110.000	84.018	Auto tanque
Salina Cruz	205.000	154.025	Refinería
Tapachula	24.500	15.244	Auto tanque
Tapachula II	65.000	50.968	Auto tanque
Tuxtla Gutiérrez	105.000	74.888	Auto tanque
Total	804.500	566.272	

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 25. Capacidades de las terminales de almacenamiento en la región sur**

Ductos Sur		Diámetro	Longitud (Km)	Capacidad Nominal (barriles/día)	Capacidad Operativa (barriles/día)
44.	Combustóleo-ducto Ref. Salina Cruz-TM Salina Cruz L1	16"	12.5	96.000	87.000
45.	Combustóleo-ducto Ref. Salina Cruz-TM Salina Cruz L2	16"	12.5	84.000	83.000
57.	Premium-ducto Ref. Salina Cruz - TA Salina Cruz	10"	2.7	50.000	42.000
58.	Magna-ducto Ref. Salina Cruz - TA Salina Cruz	8"	2.7	50.000	42.000
59.	Diesel-ducto Ref. Salina Cruz - TA Salina Cruz	8"	2.3	47.000	38.000
60.	Turbosino-ducto Ref. Salina Cruz - TA Salina Cruz	8"	4.0	45.000	23.000
61.	Turbosino-ducto Ref. Salina Cruz - TM Salina Cruz	20"	10.2	91.000	91.000
62.	Premium-ducto TED Fondeport - Cabezal Playa Salina Cruz	24"	10.5	101.000	99.000
63.	Magna-ducto TED Fondeport - Cabezal Playa Salina Cruz	24"	10.6	180.000	178.000
64.	Diesel-ducto TED Fondeport - Cabezal Playa Salina Cruz	24"	10.5	182.000	180.000
Total			78.5	926.000	863.000

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 26. Características de los ductos de la región sur**

El sureste del territorio nacional comprende los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, alberga dos instalaciones portuarias para la descarga de petrolíferos, localizadas en Progreso, Yucatán y Campeche. Esta zona se abastece con producción de las refinerías de Madero y Minatitlán así como por petrolíferos importados a través de cabotaje. La Tabla 27 muestra las tres TA de la región con capacidad operativa conjunta de 521.3 mil barriles que significa el 4.15% de la capacidad total nacional. La Tabla 28 muestra los dos ductos que interconectan a las terminales de almacenamiento de Progreso y Mérida, ambas en el estado de Yucatán sumando una capacidad total de 57 mbd y 75 km de longitud (SENER, 2017b, p. 87-88).

Terminales de Almacenamiento (TA)	Capacidades		Medio de suministro
	Nominal (barriles)	Operativa (barriles)	
Campeche	265.000	208.410	Buque tanque
Mérida	145.000	114.630	Ducto
Progreso	280.500	198.336	Buque tanque
Total	690.500	521.376	

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 27. Capacidades de las terminales de almacenamiento en la región sureste**

Ductos Sureste		Diámetro	Longitud (Km)	Capacidad Nominal (barriles/día)	Capacidad Operativa (barriles/día)
65.	Poliducto Progreso-Mérida	10"	37.1	36.000	36.000

66.	Poliducto Progreso-Mérida	8"	37.2	22.000	21.000
66.1	Ramal CFE Mérida	6"	0.7		
<b>Total</b>			<b>75</b>	<b>58.000</b>	<b>57.000</b>

Fuente: SENER con información de PEMEX y CRE

**Tabla 28. Características de los ductos de la región sureste**

### 3.2 Refinerías de México

A continuación, se describen las plantas asociadas a refinación con las que cuentan actualmente las refinerías que componen el SNR.

#### 3.2.1 Refinería Héctor R. Lara Sosa, Cadereyta, Nuevo León

Conocida con el nombre de Cadereyta, se encuentra en el municipio de Cadereyta Jiménez en Nuevo León (Figura 21), ubicada a 36 km al este de la ciudad de Monterrey. Inició operaciones en 1979, entre 1998 y 2003 se reconfiguró la infraestructura de proceso. Abastece principalmente Nuevo León, Coahuila, Chihuahua (región noreste) y en forma parcial los estados de Durango, San Luis Potosí y Tamaulipas.

Actualmente, sus instalaciones cuentan con una capacidad de refinación de 275 mbd en una superficie de 767 hectáreas. La refinería tiene las siguientes plantas de procesos para la refinación de crudo (SENER, 2017b, p. 114):

- 2 plantas para destilación atmosférica con capacidades de 120 mbd y 155 mbd
- 2 plantas de destilación al vacío con capacidad total de 125.7 mbd
- 2 plantas para desintegración catalítica con capacidades de 65 mbd y 25 mbd
- 2 plantas para reformación de naftas con capacidad total de 46 mbd
- 2 plantas de proceso de hidrodesulfuración de naftas con capacidades de 36.5 mbd y 25 mbd
- 3 plantas para hidrodesulfuración de destilados intermedios una con capacidad de 35 mbd y dos de 25 mbd
- 1 planta de hidrotreatmento de gasóleos con capacidad de 40 mbd
- 1 planta de isomerización de pentanos en con capacidad de 12 mbd
- 2 plantas con capacidad total de 2.74 mbd para metil ter-butil éter (MTBE)
- 2 plantas para alquilación con capacidad total de 10.9 mbd
- 5 plantas para recuperación de azufre con capacidad total de 560 toneladas por día (t/d)
- 1 planta productora de asfaltos en con capacidad total de 20 mbd
- 5 plantas para aguas amargas de 47 mbd de capacidad total
- 1 planta coquizadora para procesar los residuales de las plantas de destilación al vacío con capacidad total de 50 mbd
- 1 planta para producción de hidrógeno con capacidad de 60 Mpcd<sup>11</sup>
- 2 plantas estabilizadoras de crudo con capacidad total de 41.1 mbd
- 3 plantas tratadoras y fraccionadoras de pesados y ligeros con capacidad total de 30 mbd
- 1 planta para proceso MEROX con capacidad de 20 mbd
- 1 planta fraccionadora de propano-propileno con capacidad de 4 mbd

El área de servicios auxiliares se compone por la siguiente infraestructura:

- 9 calderas con capacidad total de 1,210 t/d
- 2 turbogeneradores para generación de electricidad con capacidad total de 64 megawatts (MW)
- 2 unidades desmineralizadoras con capacidad de 207.5 litros por segundo (l/s) de agua desmineralizada
- 9 torres de enfriamiento de agua con capacidad de 444,000 galones por minuto (GPM)

<sup>11</sup> Millones de pies cúbicos por día.



- 2 plantas de tratamiento de aguas residuales con capacidad de 129.1 metros cúbicos por día ( $m^3/d$ )



Fuente: Google Maps

**Figura 21. Imagen satelital de la refinería Héctor R. Lara Sosa**

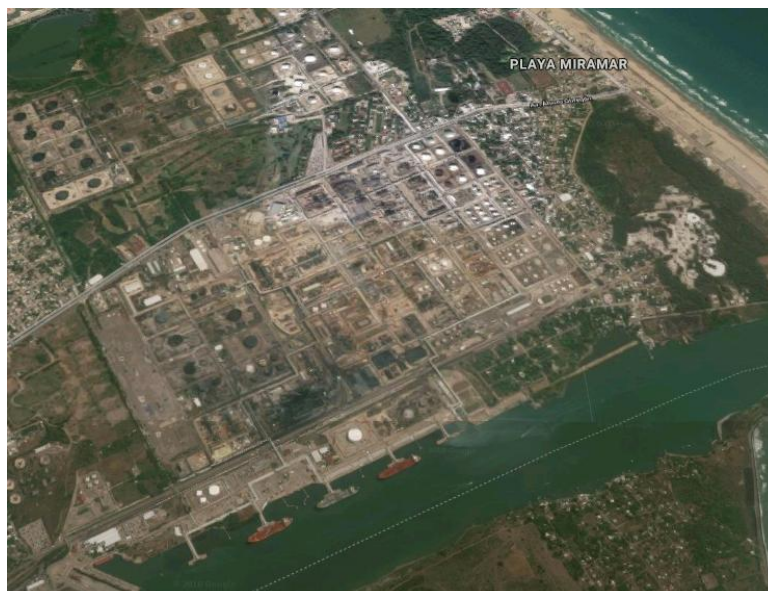
### **3.2.2 Refinería Francisco I Madero, Cd. Madero, Tamaulipas**

La refinería está colocada en el municipio de Ciudad Madero, Tamaulipas, en el margen izquierdo del río Pánuco, próxima en su desembocadura al Golfo de México (Figura 22). Suministra la parte Noreste del país, engloba una superficie de 554 hectáreas. Comenzó labores en 1914, en 1956 se modernizaron las plantas de proceso y reiniciaron operaciones en 1960, lo que permitió a Pemex incrementar la capacidad de proceso de crudo a 190 mbd. Aquí se procesan 5 tipos de crudo en la refinería: crudo del yacimiento marítimo Arenque, crudo producido en el distrito Tamaulipas del municipio de Altamira, crudo Pánuco y crudo mezcla que consiste en una mezcla de crudo de la sonda de Campeche y el Distrito Sur. La refinería cuenta con la siguiente infraestructura para llevar a cabo procesos de refinación de crudo: (SENER, 2017b, p. 115):

- 3 plantas de destilación combinada con capacidad total de 190 mbd
- 2 plantas para craqueo catalítico con capacidades de 30 mbd y 30.5 mbd
- 1 hidrosulfuración de naftas tiene una capacidad de 40 mbd
- 1 planta para hidrosulfuración de turbosina de 15 mbd
- 1 planta para hidrosulfuración de destilados intermedios de 25 mbd
- 1 planta para hidrosulfuración de gasóleos con capacidad de 49.7 mbd
- 2 plantas isomerizadoras con capacidad total de 13 mbd
- 1 planta de proceso de alquilación con capacidad de 9.3 mbd
- 1 planta para producción de MTBE y otra para ter-amil metil éter (TAME) con capacidades de 2.5 mbd cada una
- 4 trenes de recuperación de azufre con capacidad total de 600 t/d
- 1 planta mezcladora de asfaltos de 13 mbd
- 4 plantas de aguas amargas con capacidad total de 35 mbd
- 2 plantas reformadoras con capacidad total de 30 mbd
- 1 fraccionadora de ligeros con capacidad de 40 mbd
- 1 planta de hidrógeno con capacidad de 42 Mpcd
- 1 fraccionadora de hidrocarburos de 1,584 Mpcd
- 1 planta coquizadora con una capacidad total de 50 mbd
- 1 planta de hidrosulfuración con capacidad total de 12 mbd

El área de servicios auxiliares de la refinería se compone por la siguiente infraestructura:

- 11 calderas con capacidad total de 2,010 toneladas de vapor por hora.
- 8 turbogeneradores para generación de electricidad con capacidad total de 183 MW
- 3 unidades desmineralizadoras con capacidad total de 333 l/s
- 13 torres de enfriamiento con capacidad total de 645,000 GPM de agua
- 1 planta de tratamiento de aguas residuales con capacidad de 11,491 m<sup>3</sup>/d



Fuente: Google Maps

Figura 22. Imagen satelital de la refinería Francisco I Madero

### 3.2.3 Refinería General Lázaro Cárdenas, Minatitlán, Veracruz

Reconocida con el nombre de Minatitlán, se ubica en el sur del estado de Veracruz (Figura 23). La refinería General Lázaro Cárdenas destaca por ser la primera refinería de Latinoamérica, al ser puesta en marcha en 1906. Alimenta el sur de Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo (área Sur-Sureste) así como una parte de la demanda del centro del país. Tiene una superficie de 825 hectáreas. En 2011 concluyó su reconfiguración para introducir procesos de conversión profunda. Actualmente tiene una capacidad de refinación de 285 mbd. La refinería cuenta con la siguiente infraestructura para llevar a cabo procesos de refinación de crudo: (SENER, 2017b, p. 113):

- 2 plantas de destilación primaria con capacidades de 75 mbd y 60 mbd
- 1 planta combinada de 150 mbd
- 2 plantas de destilación al vacío con capacidad total de 52 mbd
- 2 plantas catalíticas con capacidad total de 72 mbd
- 3 plantas reformadoras de naftas con capacidad total de 49 mbd
- 2 plantas hidrodesulfuradoras de gasolina con capacidad total de 46.5 mbd
- 2 plantas de hidrodesulfuración de destilados intermedios con capacidad total de 42 mbd
- 1 planta hidrodesulfuradora de diesel UBA<sup>12</sup> con capacidad de 34 mbd
- 1 hidrodesulfuradora de gasóleos con capacidad de 50 mbd
- 1 hidrodesulfuradora de naftas de coque con capacidad de 7.4 mbd
- 1 hidrodesulfuradora de keroseno con capacidad de 11 mbd
- 3 plantas deisobutanizadoras con capacidad total de 36.9 mbd
- 1 planta isomerizadora de pentanos con capacidad de 15 mbd
- 1 planta tratadora y fraccionadora de hidrocarburos con capacidad de 22.7 mbd
- 2 plantas de alquilación con capacidad de 26.8 mbd

<sup>12</sup> Ultra bajo azufre.

- 2 plantas recuperadoras de azufre con capacidad total de 680 t/d
- 1 planta de hidrógeno con capacidad de 48 Mpcd
- 3 plantas de aguas amargas con capacidad de 60 mbd
- 1 planta purificadora de hidrógeno de 17.3 Mpcd

El área de servicios auxiliares de la refinería se compone por:

- 6 calderas con capacidad total de 1,220 toneladas de vapor por hora
- 3 turbogeneradores para generación de electricidad con capacidad total de 109 MW
- 2 unidades desmineralizadoras con capacidad de 296.6 l/s de agua desmineralizada
- 10 torres de enfriamiento con capacidad de producción de 594,500 GPM de agua de enfriamiento

Al igual que las Refinerías de Cadereyta y Ciudad Madero, la refinería General Lázaro Cárdenas cuenta con instalaciones de proceso de coquización con una capacidad total de 55.8 mbd.



Fuente: Google Maps

**Figura 23. Imagen satelital de la refinería General Lázaro Cárdenas**

### **3.2.4 Refinería Ing. Antonio M. Amor, Salamanca, Guanajuato**

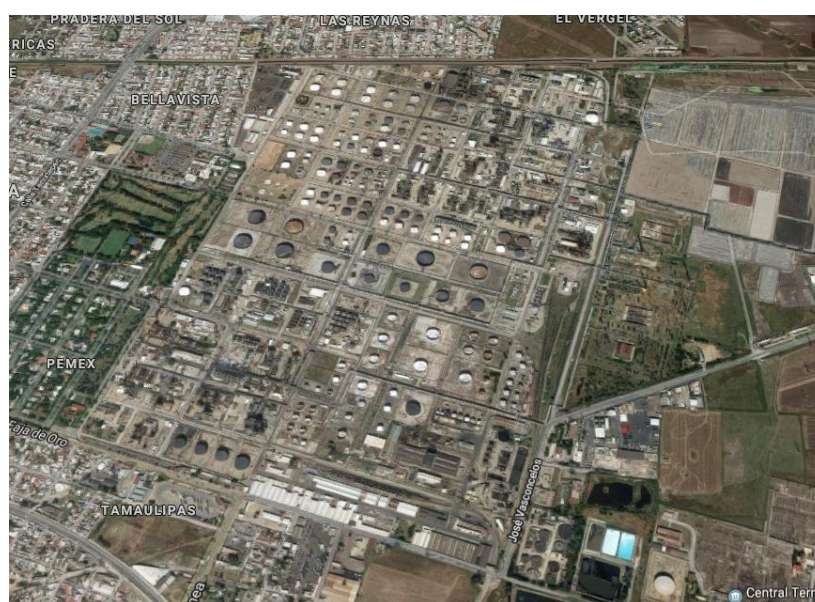
Identificada como la Refinería de Salamanca por su localización en el municipio del mismo nombre en estado de Guanajuato (Figura 24). Su zona de influencia comprende los estados de Aguascalientes, San Luis Potosí, Colima, Durango, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Michoacán, Querétaro y Zacatecas (región Centro-Occidente). Conserva una superficie de 518 hectáreas. Ha trabajado desde 1950 y actualmente tiene una capacidad total de refinación de 220 mbd. La refinería cuenta con la siguiente infraestructura: (SENER, 2017b, p. 114-115):

- 4 plantas de proceso para destilación primaria de crudo, con capacidad total de 220 mbd.
- 2 plantas de destilación al vacío con capacidad total de 30.5 mbd
- 2 plantas de craqueo catalítico con capacidad total de 40 mbd
- 2 reformadoras de gasolinas con capacidad total de 39.3 mbd
- 2 plantas preparadoras de carga con capacidad total de 90 mbd
- 2 hidrodesulfuradoras de gasolinas con capacidad total de 53.5 mbd
- 2 plantas hidrodesulfuradoras de diesel con capacidad de 28 mbd
- 1 planta hidrodesintegradora de residuos con capacidad de 18.5 mbd
- 1 planta tratadora de gases con amina con capacidad de 24 Mpcd
- 1 recuperadora de ligeros con capacidad de 6.5 mbd
- 1 planta hidrodesulfuradora de diesel con capacidad de 25 mbd

- 2 plantas purificadoras de hidrógeno con capacidad total de 31.2 mbd
- 1 planta de alquilación de 3.4 mbd
- 1 planta de isomerización con capacidad de 10.5 mbd
- 1 planta MTBE con capacidad de 1 mbd
- 1 planta para proceso MEROX con capacidad de 15 mbd
- 2 plantas desasfaltadoras con capacidad total de 15.8 mbd
- 2 plantas de tratamiento con Furfural con capacidad total de 16.6 mbd
- 2 desparafinadoras con capacidad total de 10.5 mbd
- 1 planta de hidrotreatmento de lubricantes con capacidad de 10 mbd
- 1 planta productora de hidrógeno con capacidad de 10.5 Mpcd
- 1 planta desaladora de salmuera con capacidad de 11 mbd
- 3 plantas recuperadoras de azufre con capacidad total de 320 t/d
- 1 planta de tratamiento de gases de cola de capacidad de 2.8 Mpcd
- 3 plantas de aguas amargas con capacidad total de 22.6 mbd

El área de servicios auxiliares de la refinería se compone por lo siguiente:

- 10 calderas con capacidad total de 1,728 toneladas de vapor por hora
- 9 turbogeneradores para generación de electricidad con capacidad total de 141 MW
- 5 unidades desmineralizadoras con capacidad conjunta de 671 l/s de agua desmineralizada
- 10 torres de enfriamiento con capacidad total de 456,000 GPM de agua
- 1 planta de tratamiento de aguas residuales con capacidad de 18,144 m<sup>3</sup>/d



Fuente: Google Maps

Figura 24. Imagen satelital de la refinería Ing. Antonio M. Amor

### 3.2.5 Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime, Salina Cruz, Oaxaca

Esta refinería inició operaciones en 1979, se halla en las costas del Golfo de Tehuantepec, en Salina Cruz, Oaxaca (Figura 25). Provee de combustibles principalmente la zona sur-sureste del territorio nacional, incluyendo a Oaxaca, Tuxtla Gutiérrez, Arriaga, Tapachula así como a los estados Veracruz, Tabasco, Yucatán y México. Ocupa una superficie de 771 hectáreas a cinco kilómetros al noreste de la ciudad y puerto de Salina Cruz, es la más grande del sistema petrolero de refinación en el contexto nacional, con capacidad para procesar 330 mbd. El petróleo crudo que llega a la refinería procede de Tabasco y la sonda de Campeche, cuenta con una capacidad de almacenaje de hidrocarburos y productos de 14 millones de barriles en 125 tanques. Desde esta refinería se exporta crudo y

destilados por las costas mexicanas del litoral del Pacífico. La refinería cuenta con la siguiente infraestructura para llevar a cabo procesos de refinación de crudo: (SENER, 2017b, p. 112)

- 2 plantas de destilación primaria con capacidad total de 330 mbd
- 2 plantas de destilación al vacío con capacidad total de 165 mbd
- 2 plantas catalíticas con capacidad total de 80 mbd
- 4 plantas de hidrodesulfuración de destilados intermedios con capacidad total de 100 mbd
- 4 hidrodesulfuradoras de gasolina con capacidad de 115 mbd
- 1 planta isomerizadora de pentanos con capacidad de 15 mbd
- 1 planta de alquilador con capacidad de 14.36 mbd
- 1 planta de MTBE con capacidad de 3.5 mbd
- 1 planta de TAME con capacidad de 4 mbd
- 2 plantas reformadoras de naftas con capacidad total de 50 mbd
- 2 plantas estabilizadoras de crudo con capacidad total de 68.5 mbd
- 1 planta reductora de viscosidad con capacidad de 50 mbd.
- 1 planta tratadora y una planta fraccionadora de ligeros y pesados de 9.2 Mpcd
- 1 planta tratadora de gas ácido con capacidad de 10.03 Mpcd
- 3 plantas de azufre con capacidad total de 240 t/d

El área de servicios auxiliares de la refinería se compone por:

- 7 calderas con capacidad total de 1,400 toneladas de vapor por hora
- 4 turbogeneradores para generación de electricidad con capacidad total de 114 MW
- 2 unidades desmicalizadoras de agua con capacidad total de 302.8 l/s
- 9 torres de enfriamiento con capacidad total de 590,000 GPM
- 3 plantas de tratamiento de aguas residuales con capacidad de 29,808 m<sup>3</sup>/d



Fuente: Google Maps

**Figura 25. Imagen satelital de la refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime**

### **3.2.6 Refinería Miguel Hidalgo, Tula, Hidalgo**

Se sitúa en el municipio de Tula de Allende, en el estado de Hidalgo, a 82 km al norte de la Ciudad de México (Figura 26). Atiende la demanda de la zona metropolitana del valle de México, los estados de México, Hidalgo, Morelos, además parte de los estados de Guerrero, Guanajuato, Querétaro, Michoacán y Puebla. Contiene una superficie de 749 hectáreas. Empezó labores en 1977 y actualmente tiene una capacidad de proceso de 315 mbd. Esta refinería cuenta con las siguientes plantas de procesos para refinación: (SENER, 2017b, p. 112-113):

- 1 planta de destilación combinada (atmosférica y al vacío) con capacidad de 150 mbd

- 1 planta para destilación atmosférica con capacidad de 165 mbd
- 1 planta para destilación al vacío con capacidad de 90 mbd
- 2 plantas para desintegración catalítica con capacidades de 40 mbd cada una
- 2 plantas de isomerización: una isomerizadora de butanos con capacidad de 2.5 mbd y otra isomerizadora de pentanos con capacidad de 15 mbd
- 1 planta para alquilación con capacidad de 7.7 mbd
- 2 plantas para hidrodesulfuración de gasolinas con capacidad total de 72.5 mbd
- 4 plantas para hidrodesulfuración de destilados intermedios con capacidad total de 100 mbd
- 1 hidrodesulfuradora de diesel con capacidad de 25 mbd
- 1 planta para hidrodesulfuración de gasóleos de 21.3 mbd
- 2 plantas reformadoras de gasolinas con capacidad total de 65 mbd
- 2 plantas tratadoras y fraccionadoras de ligeros y pesados con capacidad total de 8.5 mbd
- 1 planta H-Oil con capacidad de 50 mbd (convertida en hidrodesulfuradora de gasóleos)
- 1 planta para asfaltos con capacidad de 5 mbd
- 1 reductora de viscosidad de 41 mbd
- 2 plantas para recuperación de azufre con capacidad total de 680 t/d
- 7 plantas para aguas amargas con capacidad total de 71.3 mbd
- 1 planta para producción de MTBE y otra para TAME con capacidades de 2.1 mbd cada una

Dentro del área de servicios auxiliares de la refinería se cuenta con la siguiente infraestructura:

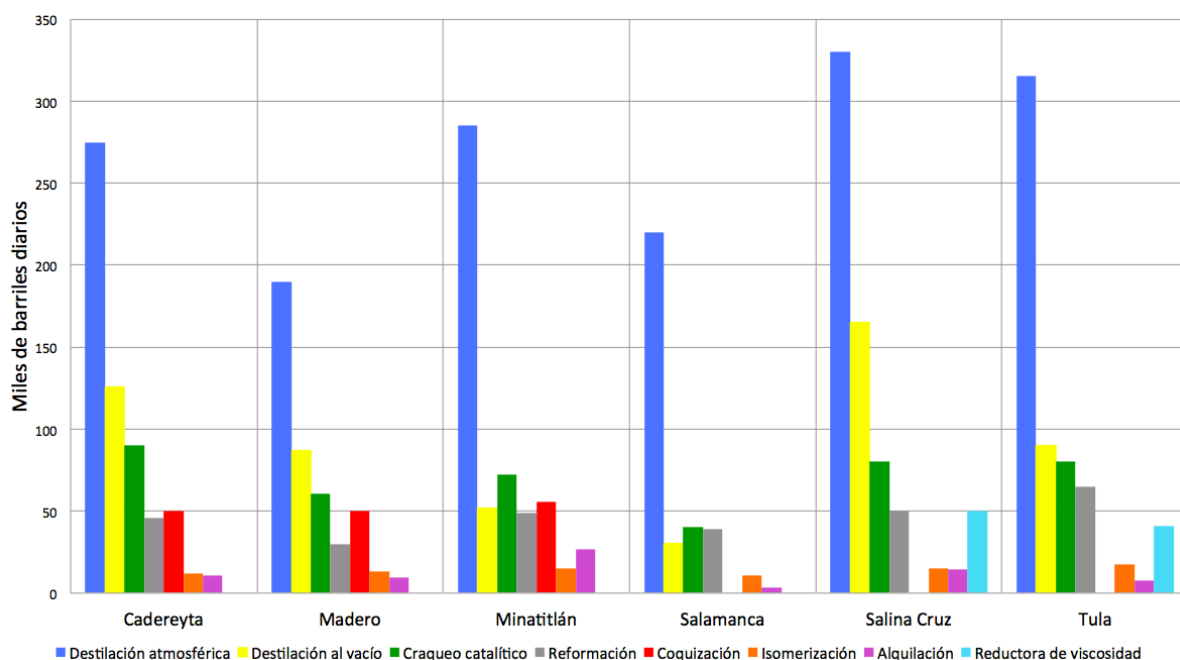
- 7 calderas con capacidad total de 1,540 toneladas de vapor por hora
- 5 turbogeneradores para generación de electricidad con capacidad total de 133.2 MW
- 2 unidades desmineralizadoras de agua con capacidad total de 75 l/s
- 9 torres de enfriamiento con capacidad total de 571,000 GPM
- 1 planta de tratamiento de aguas residuales con capacidad de 20,736 m<sup>3</sup>/d



Fuente: Google Maps

**Figura 26. Imagen satelital de la refinería Miguel Hidalgo**

En la Figura 27 se recopila la capacidad nominal actual de algunos procesos seleccionados (destilación atmosférica, destilación al vacío, reformación, craqueo catalítico y coquización) en las refinerías que componen el SNR, como se observa la de mayor capacidad (es decir, de mayor destilación atmosférica) es Salina Cruz posteriormente Tula, Minatitlán, Cadereyta, Salamanca y finalmente Madero.



Fuente: Elaboración propia con información de SENER y PEMEX

Figura 27. Capacidades nominales de procesos seleccionados en las refinerías del SNR 2017

### 3.3 Oferta y demanda de petrolíferos en México

El consumo de petrolíferos en México se realiza en cuatro principales sectores: petrolero, industrial, eléctrico y transporte. La demanda del sector transporte representa aproximadamente el 79.5% del total del consumo de petrolíferos como resultado del uso de gasolina y diesel en vehículos automotores, tanto particulares como de pasajeros y de carga. Durante los últimos diez años el parque vehicular nacional ha presentado un crecimiento promedio de 6.6% anual, además durante el período 2005-2015 entraron en circulación 15.8 millones de vehículos en todo el país (SENER, 2017b, p. 11). Mientras no se logre una penetración de autos eléctricos o transporte eléctrico masivo, esta tendencia no cambiará.

El sector eléctrico, siendo el segundo con mayor consumo de petrolíferos con 10.7% de la demanda total, ha presentado una disminución en el uso de combustóleo debido a la conversión de centrales convencionales que usaban este energético a plantas de ciclo combinado que usan gas natural. El uso de combustóleo en el sector eléctrico seguirá una tendencia a la baja, debido a razones ambientales y económicas. La única razón por la que se podría conservar su uso sería para dar diversificación a la mezcla de producción de electricidad o para darle uso a ese petrolífero.

Los sectores industrial y petrolero representan 7.4% y 2.3% de la demanda de petrolíferos, respectivamente (SENER, 2017c, p. 35). En la Tabla 29 se desglosa la demanda de petrolíferos por sector, así como por tipo de petrolífero. Para el año 2016 la demanda de refinados en el país fue de 1,388 mbd y registró un incremento de 2.0% respecto al año anterior, no obstante, el combustóleo registró un decremento en la demanda respecto a 2015 con 8.1%. En contraste el consumo de turbosina, gasolinas y diesel aumentaron en 7.0%, 3.8% y 0.5%, respectivamente (SENER, 2017c, p. 35). El incremento en la demanda de petrolíferos, diferentes del combustóleo, es un indicador del dinamismo de la economía mexicana.

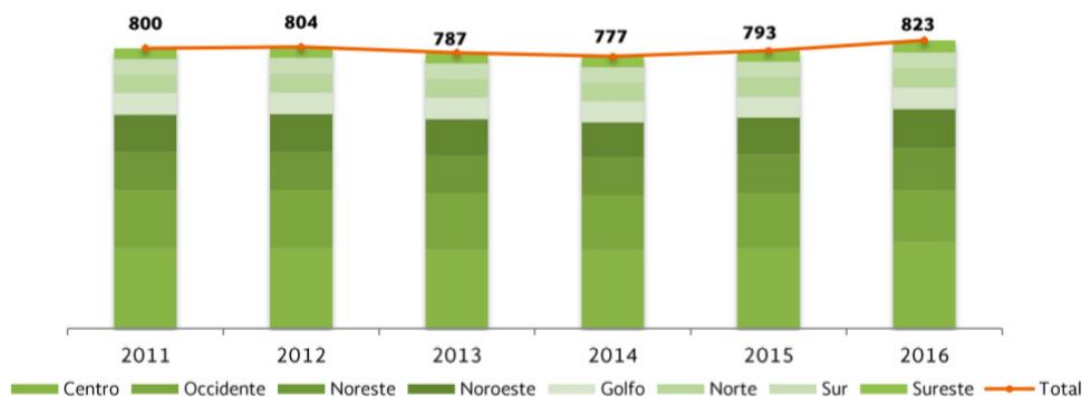
Sector	Datos anuales										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total	1,406.1	1,463.0	1,460.9	1,406.9	1,396.4	1,427.9	1,463.7	1,431.5	1,346.5	1,351.9	1,391.0

<b>Transporte</b>	<b>968.1</b>	<b>1,025.8</b>	<b>1,069.6</b>	<b>1,037.1</b>	<b>1,057.4</b>	<b>1,063.6</b>	<b>1,077.8</b>	<b>1,058.9</b>	<b>1,058.0</b>	<b>1,071.4</b>	<b>1,105.7</b>
Gasolinas	595.2	630.0	656.3	656.2	664.2	662.2	665.5	652.0	643.2	657.0	681.9
Diesel	312.5	328.8	349.4	327.0	338.3	346.5	354.7	346.6	350.1	345.5	349.6
Combustóleo	1.3	1.3	1.1	0.7	0.9	0.7	0.2	0	0.3	0.5	0.4
Turbosina	59.2	65.7	62.8	53.2	54.0	54.3	57.4	60.2	64.3	68.5	73.8
<b>Eléctrico</b>	<b>253.0</b>	<b>245.7</b>	<b>218.4</b>	<b>215.1</b>	<b>197.9</b>	<b>219.5</b>	<b>247.0</b>	<b>224.0</b>	<b>151.5</b>	<b>136.6</b>	<b>149.2</b>
Diesel	7.8	4.5	6.8	8.6	8.0	9.5	14.1	13.8	9.5	9.3	11.2
Combustóleo	230.5	226.5	197.5	192.5	172.5	193.2	215.6	192.4	124.2	110.0	122.6
Coque de petróleo	14.8	14.7	14.1	14.1	17.4	16.8	17.4	17.8	17.7	17.4	15.4
<b>Industrial</b>	<b>128.9</b>	<b>134.1</b>	<b>115.9</b>	<b>98.4</b>	<b>90.7</b>	<b>93.7</b>	<b>92.2</b>	<b>97.4</b>	<b>88.3</b>	<b>98.2</b>	<b>103.6</b>
Diesel	24.3	24.8	25.5	23.1	24.5	27.3	31.4	30.9	29.4	29.7	26.3
Combustóleo	52.7	49.2	38.3	32.2	26.0	22.5	15.4	11.8	7.0	10.0	14.6
Coque de petróleo	51.9	60.1	52.1	43.2	40.2	43.9	45.3	54.7	51.9	58.5	62.6
<b>Petrolero</b>	<b>56.0</b>	<b>57.5</b>	<b>57.1</b>	<b>56.3</b>	<b>50.4</b>	<b>51.1</b>	<b>46.7</b>	<b>51.2</b>	<b>48.7</b>	<b>45.7</b>	<b>32.5</b>
Gasolinas	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	1.0	1.1	1.7	1.5	0.8
Diesel	15.0	17.1	17.6	19.9	19.1	17.6	19.8	22.2	20.7	19.8	10.3
Combustóleo	40.5	39.8	39.0	35.8	30.7	32.8	25.9	27.9	26.2	24.4	21.4

Fuente: Elaborado por SENER, IMP con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX y empresas privadas

**Tabla 29. Demanda de petrolíferos por sector y combustible 2006-2016 (miles de barriles diarios de petróleo equivalente)**

La demanda de gasolinas en 2016 se ubicó en 823 mbd, de los cuales, 99.9% corresponden al sector transporte y sólo el 0.1% al sector petrolero. El mayor consumo de gasolinas se concentró en las regiones Centro y Occidente del país con 30% y 18% del total, respectivamente (SENER, 2017b, p. 12). La Figura 28 señala la demanda de gasolina del período 2011 a 2016 en contexto nacional.

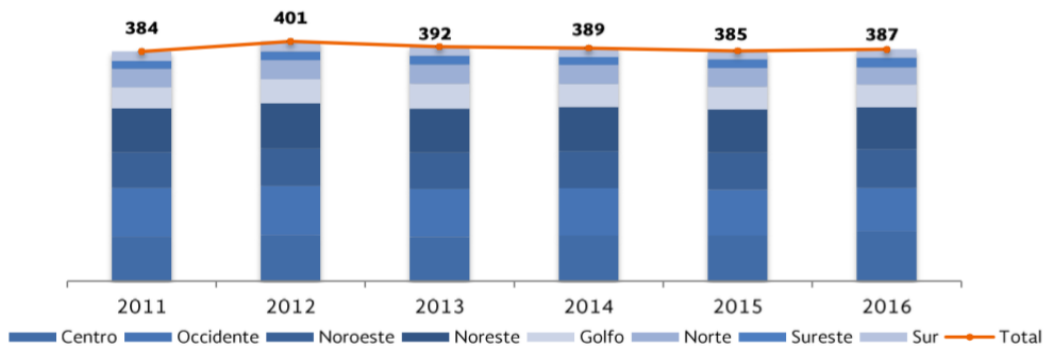


Fuente: SENER con información de SIE

**Figura 28. Demanda de gasolinas por región 2011-2016 (mbd)**

El consumo de diesel en 2016 se ubicó en 387 mbd, al registrar un aumento marginal del 0.5% respecto a 2015, derivado principalmente, del crecimiento de la demanda en el sector transporte, el cual fue atenuado por una reducción en el consumo en los sectores industrial y petrolero. En la Figura 29 se puntualiza cómo fue en México la demanda de diesel durante 2011-2016. al igual que la gasolina, la demanda de diesel se concentra en el sector transporte, el cual representó 88% de las ventas de este combustible, el resto se distribuye en los sectores industrial, eléctrico y petrolero con 6,6%, 2,8% y 2,6%, respectivamente. Las regiones con mayor consumo de diesel fueron Centro con 21% y Occidente con 18% de las ventas totales en el país (SENER, 2017b, p. 12).

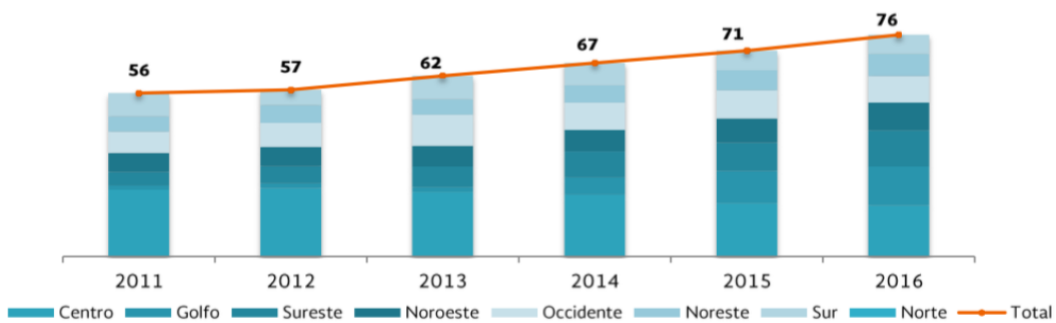




Fuente: SENER con información de SIE

**Figura 29. Demanda de diesel por región 2011-2016 (mbd)**

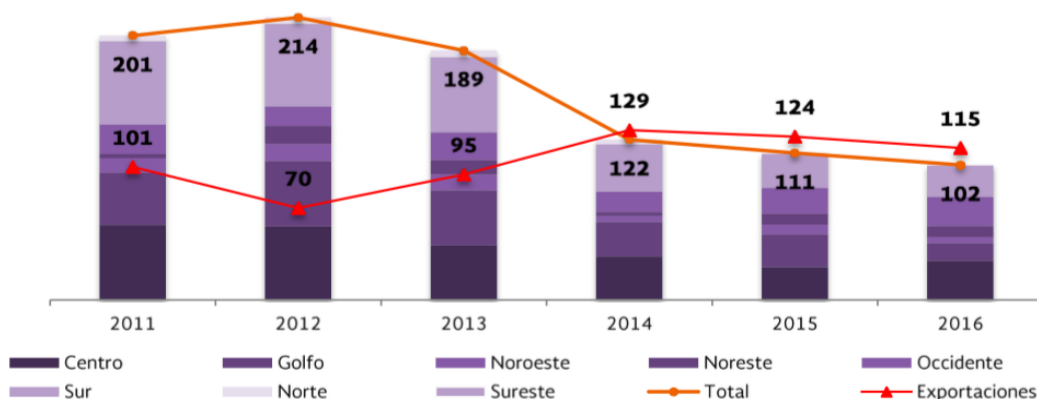
La Figura 30 muestra la demanda de turbosina de 2011 a 2016 en las regiones del territorio nacional. La turbosina se destina principalmente al transporte aéreo y en proporciones menores a las actividades motonáuticas. En 2016, la demanda de turbosina se ubicó en 76 mbd, al aumentar 7.0% respecto a 2015, lo anterior como resultado del dinamismo en el sector turístico, la apertura de nuevas rutas aéreas y la entrada de nuevas aerolíneas al país. La región Centro registró el mayor consumo con 23% del total, en contraste, la región Sur registró la menor participación en el consumo con 8.7% (SENER, 2017b, p. 13).



Fuente: SENER con información de SIE

**Figura 30. Demanda de turbosina por región 2011-2016 (mbd)**

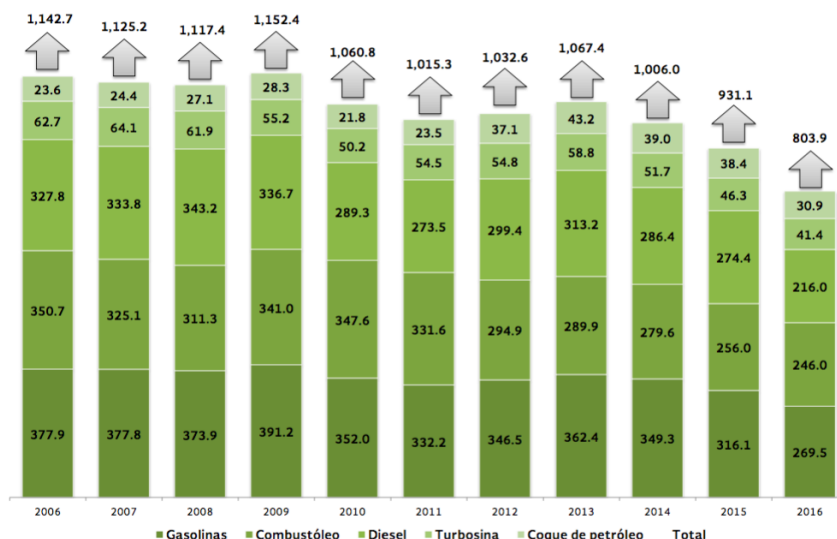
El combustóleo registró un consumo de 102 mbd durante 2016 (véase Figura 31), concentrándose principalmente en el sector eléctrico con 77% del total, seguido por los sectores petrolero e industrial con 13.5% y 9.2%, respectivamente. Las regiones de mayor consumo fueron el Centro con 29% y la región Sur con 23%. Las exportaciones de combustóleo en 2016 disminuyeron 8.6 mbd respecto al año anterior, lo que representó una caída de 6.9%, derivado de la disminución en el procesamiento de crudo en las refinerías del país (SENER, 2017b, p. 13).



Fuente: SENER con información de SIE

**Figura 31. Demanda de combustóleo por región 2011-2016 (mbd)**

En 2016 la producción de petrolíferos en el SNR fue de 803.9 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mbdpce)<sup>13</sup>, 13.7% menor en comparación con 2015. Esta disminución se debió principalmente al 12.3% menos de crudo procesado, resultado de una disminución del 4.8% en el volumen de petróleo crudo abastecido por los campos productores y a problemas operativos en plantas en el SNR por la calidad del crudo recibido de las áreas productivas. De la producción total de petrolíferos: 33.5% se centró en la obtención de gasolinas, 26.9% en diesel, 30.6% en combustóleo, 5.2% en turbosina y 3.8% en coque de petróleo (SENER, 2017c, p. 52). En la Figura 32 se observa la producción de petrolíferos en el SNR en el período de 2006-2016.



Fuente: Elaborado por IMP con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, PEMEX, SENER y empresas privadas

**Figura 32. Producción de petrolíferos en el SNR 2006-2016 (mbdpce)**

Las refinерías de Cadereyta, Minatitlán y Salina Cruz concentraron el 58.1% de la producción de diesel (Tabla 30), mientras que la mayor producción de turbosina se registró en Tula, Salina Cruz y Salamanca al producir el 94.6% de este petrolífero. En cuanto a la producción de combustibles residuales, el combustóleo decreció en 3.9% en 2016, para ubicarse en 246.0 mbdpce. Las refinерías de mayor producción fueron aquellas que no cuentan con equipos de alta conversión de residuales, como lo es Tula, Salamanca y Salina Cruz. El coque de petróleo tuvo una producción de 30.9 mbdpce, lo cual significó una reducción de 19.4% respecto al 2015 (SENER, 2017a, p. 5).

Refinería	Producto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Cadereyta	<b>Gasolina</b>	69	65	73	76	73	63	45	52
	Participación Porcentual	38%	38%	38%	40%	40%	35%	34%	47%
	<b>Diesel</b>	66	63	72	69	61	59	44	45
	Participación Porcentual	37%	37%	37%	36%	34%	33%	33%	41%
	<b>Turbosina</b>	3	4	5	4	4	3	2	0
	Participación Porcentual	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	0%
	<b>Combustóleo</b>	16	11	10	13	15	12	13	14
Participación Porcentual	9%	7%	5%	7%	8%	7%	10%	13%	
	<b>Gasolina</b>	52	44	51	51	40	50	31	14

<sup>13</sup> Debido a que la unidad de medida de algunos petrolíferos es diferente, mbd y miles de toneladas anuales (mta), se expresa en mbdpce (energía) para hacerlos comparables y evitar las unidades de volumen.

<b>Madero</b>	Participación Porcentual	39%	38%	39%	37%	34%	37%	41%	32%
	<b>Diesel</b>	35	29	31	34	31	36	23	11
	Participación Porcentual	26%	25%	24%	24%	26%	26%	30%	24%
	<b>Turbosina</b>	5	6	6	7	5	1	0.3	1
	Participación Porcentual	4%	5%	4%	5%	4%	1%	0.40%	2%
	<b>Combustóleo</b>	17	7	14	11	19	13	10	19
<b>Minatitlán</b>	Participación Porcentual	13%	6%	11%	8%	16%	9%	13%	42%
	<b>Gasolina</b>	60	50	59	69	74	64	52	37
	Participación Porcentual	35%	31%	33%	35%	39%	35%	36%	43%
	<b>Diesel</b>	38	34	52	63	57	51	36	21
	Participación Porcentual	22%	21%	29%	32%	30%	28%	25%	24%
	<b>Turbosina</b>	0.0	0	2	0.1	0	0	0	0
	Participación Porcentual	0.0	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Combustóleo</b>	65	65	33	19	15	21	7	29	
Participación Porcentual	38%	40%	19%	10%	8%	12%	5%	33%	

Fuente: Dirección General de Petrolíferos con información del SIE

**Tabla 30. Producción de los principales petrolíferos por refinería reconfigurada 2010-2017 (mbd)**

Durante 2016 se produjeron 269.5 mbdpce de gasolinas, 14.7% menos comparado con 2015. El 60.0% de este combustible se obtuvo de las refinerías de Tula, Salina Cruz y Salamanca, tal como indica la Tabla 31. Vale la pena mencionar que la refinería de Salamanca fue el único centro de trabajo en aumentar la producción de gasolinas, en un 27.7% respecto a 2015. La producción de destilados intermedios fue de 216 mbdpce para diesel y 41.4 mbdpce de turbosina, presentando una reducción con relación a 2015 de 21.3% y 10.5%, respectivamente (SENER, 2017a, p. 6).

Refinería	Producto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Salamanca</b>	<b>Gasolina</b>	61	55	61	65	56	44	56	50
	Participación Porcentual	33%	33%	35%	34%	33%	33%	38%	38%
	<b>Diesel</b>	42	38	39	44	39	34	34	30
	Participación Porcentual	23%	23%	23%	23%	23%	25%	23%	22%
	<b>Turbosina</b>	8	8	8	11	9	10	9	11
	Participación Porcentual	4%	5%	5%	6%	5%	7%	6%	8%
	<b>Combustóleo</b>	47	40	41	46	39	36	46	42
Participación Porcentual	26%	24%	24%	24%	23%	27%	31%	32%	
<b>Salina Cruz</b>	<b>Gasolina</b>	91	92	86	97	91	80	72	47
	Participación Porcentual	33%	33%	33%	33%	33%	32%	30%	35%
	<b>Diesel</b>	60	61	55	59	56	48	46	26
	Participación Porcentual	22%	22%	22%	20%	21%	20%	19%	20%
	<b>Turbosina</b>	13	16	12	17	15	15	13	8
	Participación Porcentual	5%	6%	5%	6%	6%	6%	6%	6%
	<b>Combustóleo</b>	93	94	86	101	92	83	87	52
Participación Porcentual	34%	33%	34%	35%	34%	34%	37%	39%	
<b>Tula</b>	<b>Gasolina</b>	91	94	89	80	87	85	72	71
	Participación Porcentual	35%	35%	33%	33%	35%	35%	36%	36%
	<b>Diesel</b>	50	48	50	44	43	46	33	31
	Participación Porcentual	19%	18%	19%	18%	17%	19%	17%	16%
	<b>Turbosina</b>	22	23	24	22	21	19	18	23

	Participación Porcentual	8%	8%	9%	9%	8%	8%	9%	12%
	<b>Combustóleo</b>	84	90	89	77	79	72	65	72
	Participación Porcentual	32%	33%	33%	32%	32%	30%	33%	37%

Fuente: Dirección General de Petrolíferos con información del SIE

**Tabla 31. Producción de los principales petrolíferos por refinería no reconfigurada 2010-2017 (mbd)**

La oferta nacional de petrolíferos en México está compuesta por la producción nacional e importaciones, las cuales han mostrado un crecimiento significativo durante los últimos años ante la caída en la producción en el SNR, lo cual ha permitido satisfacer la demanda de combustibles en México. En 2016 la oferta total de gasolinas, diesel, turbosina y combustóleo estuvo compuesta en 52% por producción nacional y 48% de importaciones, en contraste con el año 2015 en el cual la oferta se conformó, en mayor proporción, por la producción nacional con 61%, y sólo 39% de importaciones (véase Tabla 32). El incremento en las importaciones de petrolíferos en el último año se debe principalmente a una reducción paulatina en el factor de utilización en las refinерías generada por un incremento en los paros no programados de las refinерías (SENER, 2017b, p. 19). Esta situación, tiene varias razones, una de ellas es la falta de mantenimiento en las refinерías. La consecuencia más obvia es que el país se vuelve cada día más dependiente de la importación de petrolíferos y esto puede afectar la seguridad energética de algunas regiones del país.

Producto	Concepto	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
		Vol. (mbd)	%	Vol. (mbd)	%	Vol. (mbd)	%	Vol. (mbd)	%	Vol. (mbd)	%	Vol. (mbd)	%	Vol. (mbd)	%
Gasolina	Producción nacional	424	53	400	50	418	51	437	55	422	53	381	47	327	39
	Importaciones	379	47	405	50	395	49	358	45	370	47	427	53	505	61
	<b>Total</b>	<b>803</b>	<b>100</b>	<b>805</b>	<b>100</b>	<b>813</b>	<b>100</b>	<b>795</b>	<b>100</b>	<b>792</b>	<b>100</b>	<b>808</b>	<b>100</b>	<b>832</b>	<b>100</b>
Diesel	Producción nacional	290	73	274	67	300	69	313	75	287	68	275	65	216	54
	Importaciones	108	27	136	33	134	31	107	25	133	32	145	35	188	46
	<b>Total</b>	<b>398</b>	<b>100</b>	<b>410</b>	<b>100</b>	<b>434</b>	<b>100</b>	<b>420</b>	<b>100</b>	<b>420</b>	<b>100</b>	<b>420</b>	<b>100</b>	<b>404</b>	<b>100</b>
Turbosina	Producción nacional	52	93	56	98	57	95	61	95	53	82	48	67	43	56
	Importaciones	4	7	1	2	3	5	3	5	12	18	23	33	33	44
	<b>Total</b>	<b>56</b>	<b>100</b>	<b>57</b>	<b>100</b>	<b>60</b>	<b>100</b>	<b>64</b>	<b>100</b>	<b>65</b>	<b>100</b>	<b>71</b>	<b>100</b>	<b>76</b>	<b>100</b>
Combustóleo	Producción nacional	322	97	307	92	273	86	269	90	259	95	237	93	228	88
	Importaciones	11	3	25	8	45	14	31	10	13	5	17	7	30	12
	<b>Total</b>	<b>333</b>	<b>100</b>	<b>332</b>	<b>100</b>	<b>318</b>	<b>100</b>	<b>300</b>	<b>100</b>	<b>272</b>	<b>100</b>	<b>254</b>	<b>100</b>	<b>258</b>	<b>100</b>
<b>Total</b>	Producción nacional	1,088	68	1,038	65	1,048	64	1,080	68	1,021	66	941	61	814	52
	Importaciones	502	32	566	35	577	36	500	32	528	34	612	39	756	48
	<b>Total</b>	<b>1,590</b>	<b>100</b>	<b>1,604</b>	<b>100</b>	<b>1,625</b>	<b>100</b>	<b>1,580</b>	<b>100</b>	<b>1,549</b>	<b>100</b>	<b>1,553</b>	<b>100</b>	<b>1,570</b>	<b>100</b>

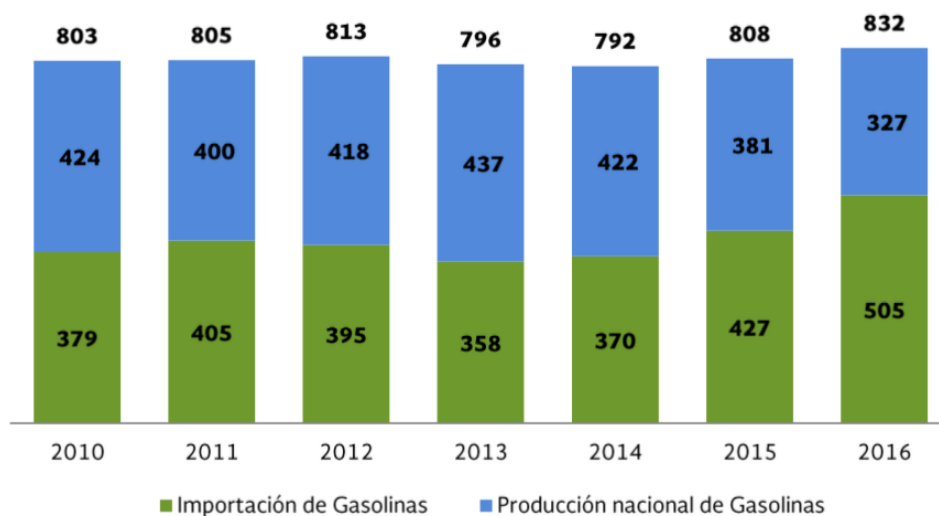
Fuente: SENER con información del SIE

**Tabla 32. Volumen y porcentaje de participación de la producción nacional e importaciones de petrolíferos 2010-2016**

La Figura 33 muestra que las importaciones de gasolina han ganado terreno en la composición de la oferta en los últimos años, debido a que en el año 2016 el volumen de importación se ubicó en 505 mbd y en 2010 fue de 379 mbd, lo que representa el 33.2%, por el contrario, la producción nacional disminuyó 29% de 424 mbd a 327 mbd en el mismo período (SENER, 2017b, p. 20).

En lo que se refiere a diesel, las importaciones aumentaron de 108 mbd en el 2010 a 188 mbd en el 2016, mientras que, la producción nacional disminuyó de 290 mbd a 216 mbd en el mismo período. A pesar de que las importaciones han crecido significativamente, en 2016 la producción nacional de

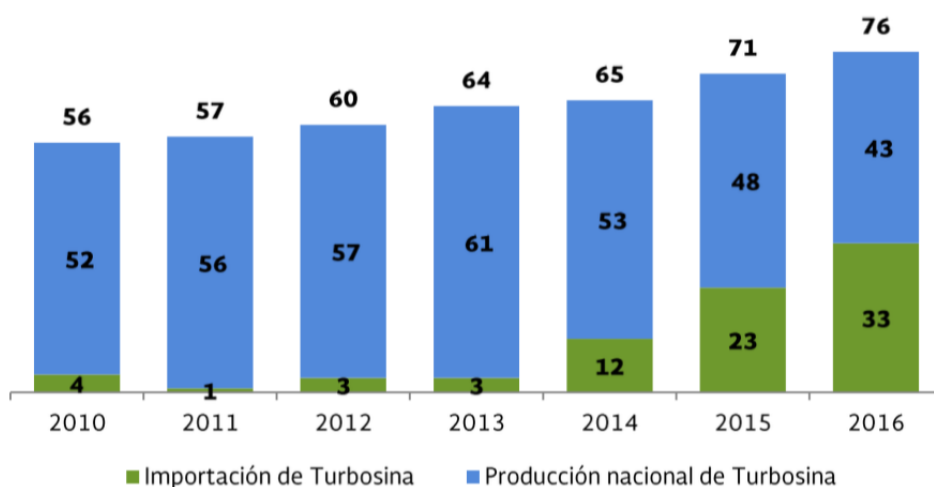
diesel mantuvo su posición mayoritaria en la oferta nacional del producto, con el 53% de la misma (SENER, 2017b, p.21).



Fuente: SENER con información del SIE

**Figura 33. Oferta nacional total de gasolinas 2010-2016 (mbd)**

Para el caso de la turbosina, las importaciones han aumentado de 4 mbd en 2010 a 33 mbd en 2016; en contraste la producción nacional disminuyó de 52 mbd a 43 mbd durante el mismo periodo (Figura 34), con esto la participación de las importaciones aumentó significativamente, al alcanzar 43% en el 2016 (SENER, 2017b, p. 21).



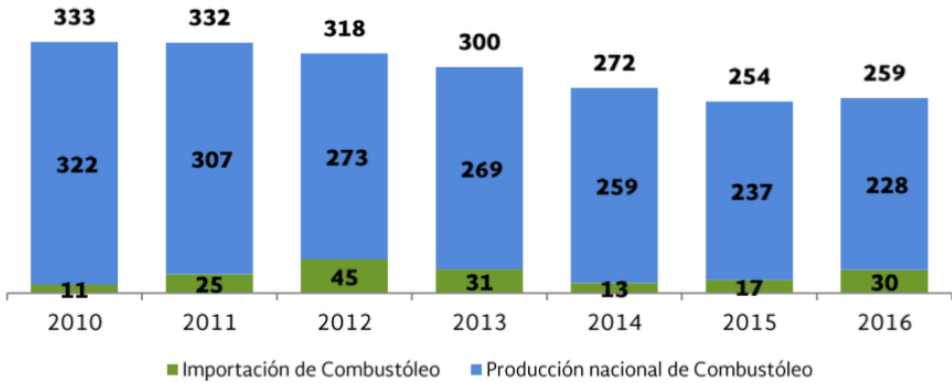
Fuente: SENER con información del SIE

**Figura 34. Oferta nacional total de turbosina 2010-2016 (mbd)**

Finalmente, en cuanto a la oferta total de combustóleo, las importaciones con bajo contenido de azufre se ubicaron en 11 mbd en 2010 y 30 mbd en 2016, mientras que la producción nacional disminuyó de 322 mbd a 228 mbd en el mismo periodo (Figura 35). Sin embargo, las importaciones sólo representaron el 11.6% de la oferta total de combustóleo en el país.

Al igual que los demás petrolíferos, existe un aumento en las importaciones del combustóleo y una caída en la producción nacional, esto último debido a un menor nivel de procesamiento de crudo desde principios de 2016. Se prevé que, en el futuro la producción de combustóleo continúe disminuyendo conforme Pemex implementa su plan de negocios en un contexto de mercado abierto, y se desarrollen los proyectos de reconfiguración en las refinerías, los cuales permiten la conversión

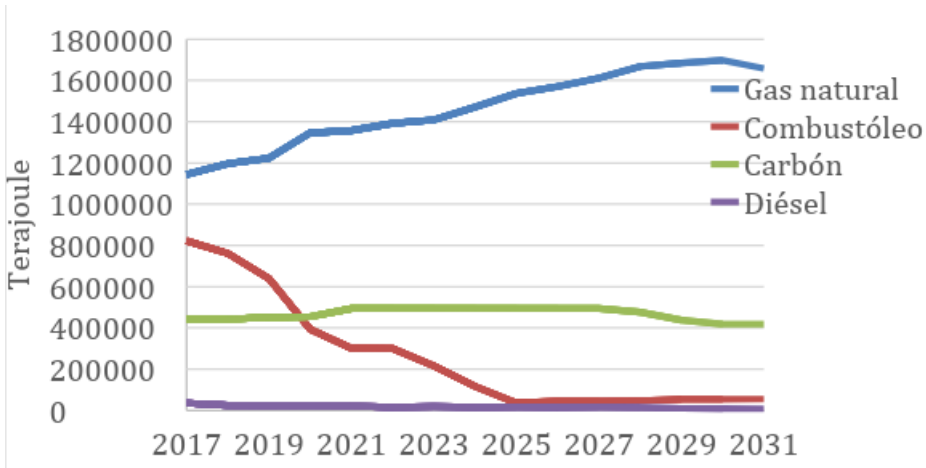
profunda de los residuales de la refinación, reduciendo así la producción de combustóleo. La importación de combustóleo de bajo azufre tiene como principal destino las plantas termoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad ubicadas en la costa del Pacífico (SENER, 2017b, p. 21).



Fuente: SENER con información del SIE

Figura 35. Oferta nacional total de combustóleo 2010-2016 (mbd)

Teniendo en cuenta las políticas ambientales de restitución de combustóleo por gas como medida de mitigación de cambio climático, el consumo de combustóleo en el sector de generación va a disminuir como se observa en la gráfica de la Figura 36 (SENER, Prodesen 2017-2031).



Fuente: Elaboración propia con datos SENER, Prodesen 2017-2031

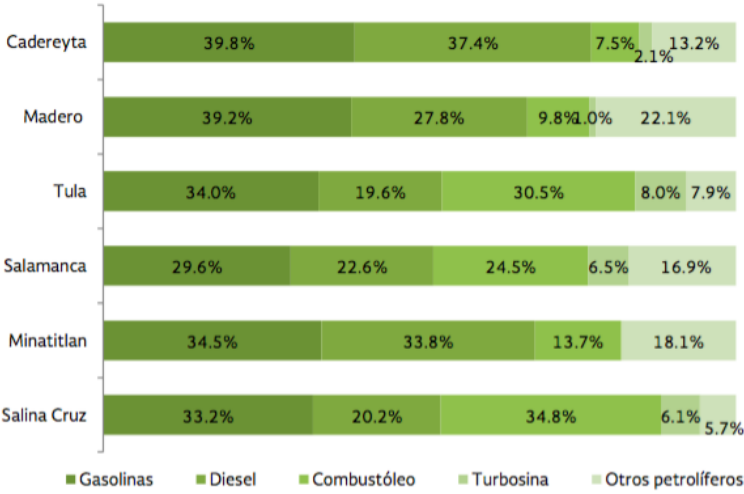
Figura 36. Plan de consumo de energía fósil para la generación de electricidad

# Capítulo 4. Metodología

La plataforma de modelos de producción es una base de datos capaz de generar información acerca de la obtención de productos derivados de la refinación en las refinerías que componen el SNR, con la finalidad de estimar e interpretar los factores que pueden crear variaciones en la producción de petrolíferos. Sirve como una herramienta muy robusta para hacer una planeación y/o mejora ya sea en infraestructura, ampliaciones, decisiones de reconfiguración u otras medidas que sean necesarias para que el país se vaya adaptando a los retos venideros en esta materia energética.

La conformación de la plataforma de modelos tiene la sensibilidad de reflejar cómo el mercado de crudos y petrolíferos tiene influencia sobre la producción de éstos, quiere decir que la plataforma tiene una mejor resolución al momento de establecer la cantidad obtenida de refinados en el SNR.

Evidentemente la configuración de las refinerías es otro aspecto importante al momento de definir la producción de petrolíferos, mientras más compleja sea una refinería tendrá mejor capacidad de transformar productos de menor valor agregado, como el combustóleo, en productos de mayor valor, como la gasolina. Como se mencionó en el capítulo 3, México cuenta con seis refinerías de las cuales tres son complejas (Cadereyta, Madero y Minatitlán) y tres semicomplejas (Salamanca, Salina Cruz y Tula), con lo que cada una cuenta con sus propias características haciendo que unas produzcan mayor o menor cantidad de ciertos petrolíferos. Por ejemplo en la Figura 37 muestra los rendimientos de las refinerías en el año 2015, donde se observa que la refinería de Cadereyta es la que tiene mayor rendimiento de Gasolina (39,8%), Minatitlán posee el mejor rendimiento de diesel (33.8%), mientras que Tula consigue el más alto rendimiento en la producción de turbosina con un 8% (SENER, 2016b, p. 76).



Fuente: Elaborado por IMP con información de PEMEX

**Figura 37. Rendimientos del crudo en la producción de petrolíferos 2015 (distribución porcentual)**

Las mejoras en infraestructura del SNR incrementan la complejidad de las refinerías existentes al agregar diversos procesos de conversión, estos cambios aportan beneficios reflejados en la intensidad energética<sup>14</sup>, mejorando la eficiencia global del proceso de refinación. La capacidad de procesar crudos más pesados obteniendo más destilados de mayor valor, es el resultado final de la reconfiguración de las refinerías. La obtención de mayores cantidades de destilados, la producción de otros combustibles industriales y la reducción de productos residuales, representan cambios en

<sup>14</sup> Cantidad de energía consumida por actividad o producción entregada por sub-sector y uso final. Generalmente es calculada como la energía consumida dividida por un indicador económico como el Producto Interno Bruto (PIB).

los rendimientos de producción, que son los indicadores de la eficiencia de conversión del petróleo crudo en el SNR. De forma estratégica, se espera que las refinerías cuenten con diferentes rendimientos para todos los petrolíferos y aunque todas buscarán maximizar la producción de gasolina y diesel, algunas refinerías destacarán por tener altos rendimientos para un petrolífero específico (SENER, 2016b, p. 80).

Aligerar la dieta de las refinerías que carecen de coquizadora mezclando crudos pesados con ligeros mejoraría los rendimientos y elevaría la producción de refinados de mayor valor como la gasolina y destilados intermedios (SENER, 2017b, p. 24). En este contexto también resulta interesante saber cómo la reconfiguración de las refinerías hace que produzcan mayor cantidad de algún petrolífero, al adicionar nuevos procesos. Como parte de la planeación de largo plazo SENER (2016b, p. 76) ha proyectado agregar el proceso de coquización a las refinerías candidatas a reconfiguraciones. Tales nuevas capacidades se ilustran en la Tabla 33.

Proceso	Cadereyta		Madero		Tula		Salamanca		Minatitlán		Nueva Capacidad	Salina Cruz	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2030	2015	2030
Destilación Atmosférica	275	275	190	190	315	315	220	245	285	285	275	330	330
Desintegración catalítica	90	90	61	61	80	120	40	65	72	72	72	80	105
Reducción de viscosidad	-	-	-	-	41	41	-	-	-	-	-	50	50
Reformación catalítica	46	46	30	30	65	115	39	50	49	49	49	50	103
Alquilación isomerización	23	23	22	22	25	45	14	15	42	42	42	29	32
Hidrosulfuración	229	307	182	272	219	329	125	247	191	243	188	215	314
Coquización	50	50	50	50	-	86	-	44	56	56	56	-	90

Fuente: Elaborado por IMP con información del IMP, PEMEX y SENER

**Tabla 33. Capacidades de proceso de la refinación en México en 2015 y 2030 (mbd)**

La reconfiguración de las refinerías también se caracteriza para establecer en la plataforma los cambios que traería consigo la implementación de los nuevos procesos, así como, cuantificar la producción nacional de petrolíferos. Otro plan en años venideros de SENER (2016b, p. 79) es la creación de una Nueva Refinería cuya nueva capacidad sería de 275 mbd y con atributos parecidos a la actual refinería de Minatitlán, de esta manera la plataforma también incluye la producción que ésta tendría además de su aportación para satisfacer la demanda creciente de petrolíferos.

El ejercicio de la producción de petrolíferos considera mejoras en operación, rendimientos y calidad de productos en 2018–2020, coquización en todas las refinerías para 2021-2030 y capacidad adicional de refinación durante el período 2023-2030. Entre 2015 y 2030, no se prevé capacidad adicional de destilación atmosférica en las refinerías existentes; en estos complejos destaca el incremento en las capacidades de la hidrosulfuración de 1,100 a 1,899 mbd y de coquización de 156 a 432 mbd. La capacidad de procesar crudos más pesados obteniendo más destilados de mayor valor es el resultado final de la reconfiguración de las refinerías; los proyectos programados incrementarán su calidad para una mayor competitividad en el mercado (SENER, 2016b, p. 15-16).

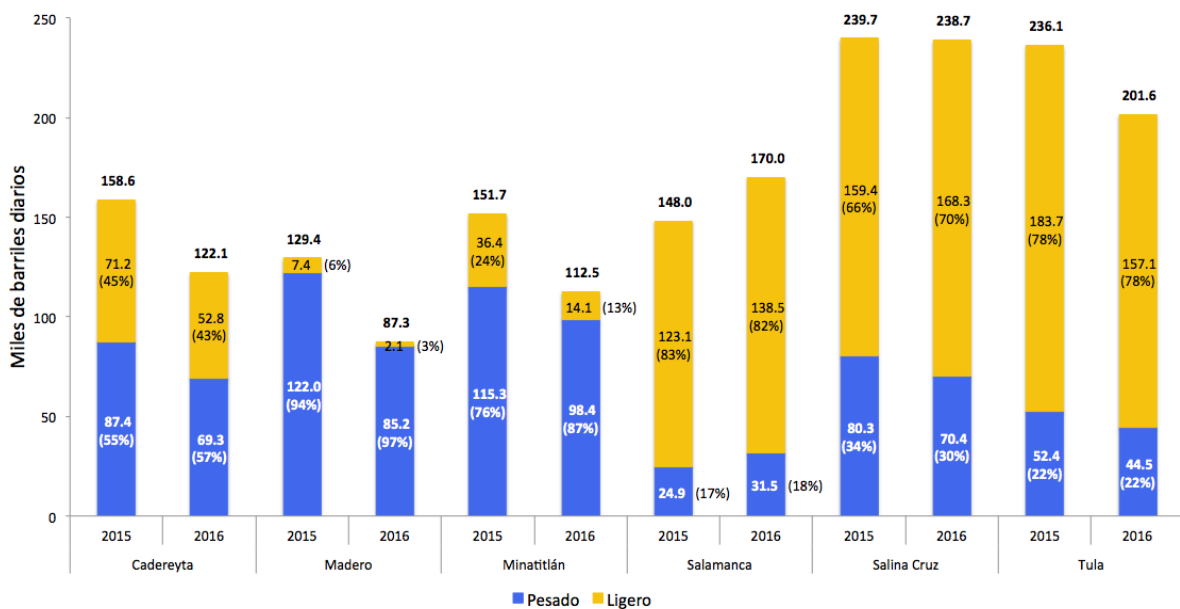
La obtención de mayores cantidades de destilados, la producción de otros combustibles industriales y la reducción de productos residuales, representan cambios en los rendimientos de producción, que son los indicadores de la eficiencia de conversión del petróleo crudo en el SNR. Al final del período de análisis, Tula presentará el más alto rendimiento de producción de gasolinas, seguido de Minatitlán y Salamanca. De igual forma, el mayor rendimiento de diesel lo tendrá Cadereyta, posteriormente con idéntico rendimiento Madero, Minatitlán, así como de la capacidad adicional que se contempla en el horizonte de planeación. El incremento esperado es de 53.4% para el periodo 2015-2030. La conclusión de los trenes de conversión profunda para el aprovechamiento de residuales y la



integración de 275 mbd de capacidad al SNR, llevarán al proceso de crudo a niveles por encima de los 1,630 mbd a partir de 2023 (SENER, 2016b, p. 16).

La expectativa de crecimiento en la producción de petrolíferos es de 2.9% en promedio anual. La mayor producción de petrolíferos en 2030 se estima en las refinerías de Tula (266.0 mbdpce), Salina Cruz (247.6 mbdpce) y Cadereyta (213.9 mbdpce). Para 2023 la Nueva Capacidad aportará una producción por 211.9 mbdpce. Finalmente, Minatitlán, Salamanca y Madero presentará una producción de 159.8 mbdpce, 168.2 mbdpce y 145.4 mbdpce, respectivamente. Una constante será la reducción paulatina en la producción de combustóleo que, en el caso de Tula y Salamanca dejarán de producirlo en 2021 (SENER, 2016b, p. 17).

En la Figura 38 se muestra el crudo procesado por las refinerías en 2015-2016, tal como se observa únicamente procesan petróleo Maya e Istmo por lo que resulta conveniente que la plataforma estructure principalmente estos dos tipos de crudo, así como sus combinaciones para analizar los productos que se obtendrían al procesarlos en el SNR, puesto que Maya e Istmo son las dos principales materias primas de las refinerías del país.



Fuente: Elaboración propia con información de SENER y PEMEX  
**Figura 38. Petróleo procesado por las refinerías del SNR por tipo 2015-2016**

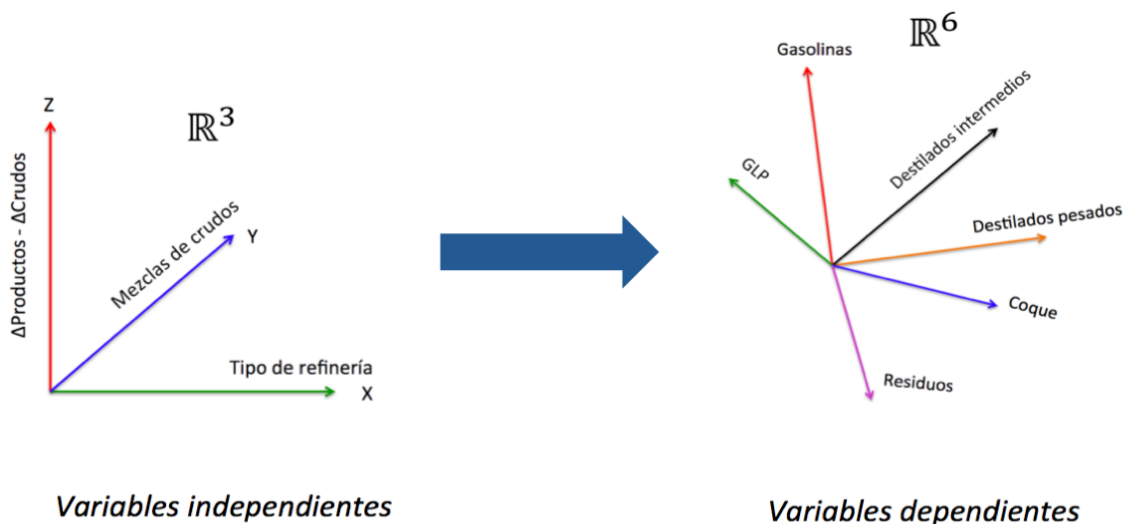
De forma semejante a un polímero conformado de monómeros, la plataforma de modelos está hecha de unidades conocidas como vectores de rendimientos. El vector de producción de petrolíferos, o de rendimiento, puede entenderse como la relación matemática que existe entre la cantidad de crudo que entra a refinación y la cantidad de productos que resultan del proceso. Por ejemplo, si ingresa 1 barril de cierto petróleo a una refinería y mediante la refinación se produce 0.1 barriles de GLP, 0.4 barriles de gasolinas, 0.2 barriles de destilados intermedios (diesel y turbosina), 0.2 barriles de destilados pesados (combustóleo y asfaltos), 0.1 de coque y cero de residuos lo que quiere decir que se obtiene un vector de producción de 0.1 (resultado de la operación 0.1 entre 1) para GLP, 0.4 (0.4/1) para gasolinas, 0.2 (0.2/1) para destilados intermedios, 0.2 (0.2/1) para destilados pesados, 0.1 (0.1/1) para coque y cero (0/1) de residuos, lo anterior se puede expresar vectorialmente en  $\mathbb{R}^6$  como  $[0.1, 0.4, 0.2, 0.2, 0.1, 0]$ .

Los vectores de rendimientos son una función de tres variables independientes, esto significa que para el caso de estudio en el eje x se establecería el tipo de refinería, en el eje y las mezclas de crudos y los precios de crudos-petrolíferos en el eje z. En la Figura 39 se ilustran estas variables

expuestas para determinar el vector de rendimientos. Traduciendo lo anterior en las abscisas se instituirían cada una de las seis refinerías puesto que cada una tiene sus características y complejidad independientes, así como las tres refinerías candidatas a reconfiguración y la nueva refinería.

En las ordenadas se definen los tipos de crudos puros, en este caso son dos: Maya e Istmo, acompañados de las posibles combinaciones de ellos, no obstante, ante el decrecimiento de la producción nacional de petróleo podría resultar oportuno estudiar la introducción de otros crudos al SNR, lo cual se expondrá en la sección 4.3 (Sustitución Marginal).

En el eje z juegan los precios de crudos y petrolíferos, simplificados como  $\Delta$ Productos –  $\Delta$ Crudos (véase sección 4.2.1). Una vez definidas las tres variables independientes, vienen las seis variables dependientes que definen cada vector de rendimientos, éstos contienen la información acerca de la producción de petrolíferos que se obtiene dadas ciertas condiciones, es decir, para alguna refinería alimentada con una definida composición de crudo y con un determinado conjunto de precios, se conseguiría cierto vector de producción de petrolíferos o rendimientos.



$$\vec{R}(x,y,z) = \mathbb{R}^3 \longrightarrow \mathbb{R}^6$$

Fuente: Elaboración propia

**Figura 39. Variables independientes para determinar el vector de producción de petrolíferos**

### 4.1 Hipótesis

Como parte de proyecto de tesis procedente de SENER-SIMISE se asume como verdadero que el rendimiento de un petrolífero es dependiente de tres principales variables<sup>15</sup> ( $x$  = Tipo de refinería,  $y$  = Mezclas de crudos,  $z$  =  $\Delta$ Productos –  $\Delta$ Crudos), por lo cual se puede expresar el vector de rendimientos como una función que mapea en un espacio vectorial de  $\mathbb{R}^3$  a  $\mathbb{R}^6$ , tal como describe la ecuación 2.

$$\vec{R}(x,y,z) = \begin{bmatrix} GLP(x,y,z), Gasolinas(x,y,z), Destilados\ intermedios(x,y,z), \\ Destilados\ pesados(x,y,z), Coque(x,y,z), Residuos(x,y,z) \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2}$$

<sup>15</sup> El objetivo de esta tesis no es probar que estas variables son las que más afectan el proceso de refinación.

Resulta que los rendimientos de petrolíferos dependen del tipo de crudo alimentado, asimismo las refinerías del SNR ya están conformadas con sus procesos y capacidades respectivamente, es conveniente evaluar cómo los diferenciales de precios de productos y crudos afectan dichos rendimientos, de aquí surge la *Hipótesis 1* que establece:

Hip. 1

“El vector de rendimientos es influenciado por la volatilidad de los precios de crudo y de petrolíferos”

La *Hipótesis 2* aparece de la necesidad de conocer eficazmente cómo serían los rendimientos de cierta mezcla de crudo Maya-Istmo en las refinerías del SNR a fin de evitar estar consultando externamente o con calculadoras especializadas. En este contexto la Hipótesis 2 aplica para la variable independiente  $y$  (Mezclas de crudos) donde propone que se puede precisar el vector de rendimientos de una mezcla de crudos como una combinación lineal de los rendimientos procedentes de crudos puros<sup>16</sup> para un mismo tipo de refinería  $x_1$  y un mismo diferencial de precios de productos y crudos  $z_1$ :

Hip. 2

$$\vec{R}(x_1, \lambda * Istmo + (1 - \lambda) * Maya, z_1) = \lambda * \vec{R}(x_1, Istmo, z_1) + (1 - \lambda) * \vec{R}(x_1, Maya, z_1)$$

Donde  $0 \leq \lambda \leq 1$  y  $\lambda$  es la fracción volumen en una mezcla binaria

$\vec{R}$  es un vector de rendimientos en  $\mathbb{R}^6$

De ser cierta la hipótesis simplificaría mucho el tiempo de cálculo de los rendimientos de mezclas de crudo Maya-Istmo en las refinerías que conforman el SNR. Por lo tanto, se propone la siguiente metodología divide en dos partes principales. La primera consiste en seleccionar los escenarios que servirán para detectar si hay relación entre precios-rendimientos (Hipótesis 1) y la segunda trata precisamente de la evaluación de esos precios-rendimientos con un software para poder observar si existe alguna tendencia lineal (Hipótesis 2).

## 4.2 Metodología: Vector de Rendimientos en mezclas de crudos

### 4.2.1 Parte 1- Selección de escenarios

Esta sección corresponde a una exploración de precios y cálculos de diferenciales, que servirán para el discernimiento de los escenarios en este estudio. El procedimiento aplicado se describe a continuación.

El primer paso es buscar el histórico de precios del crudo Istmo y Maya. Es favorable presentar la información en dólares por barril (\$US/barril) a fin de mostrar los datos como aparecen en el mercado internacional. En la Tabla 34 muestra los precios anuales recabados de petróleo Maya e Istmo en el período de 1995-2015, cabe resaltar que en 2012 se exhibieron los precios más elevados de ambos crudos.

Año	Precio Maya (\$US/barril)	Precio Istmo (\$US/barril)
1995	14.41	16.66
1996	17.25	20.02
1997	14.65	18.19
1998	8.56	11.82

<sup>16</sup> En este caso sólo incluye mezclas de crudos Maya e Istmo.

1999	14.13	17.45
2000	22.99	27.87
2001	17.19	22.27
2002	20.89	23.48
2003	24.13	28.08
2004	29.82	38.04
2005	40.61	53.11
2006	51.1	57.29
2007	60.38	69.92
2008	82.92	81.09
2009	56.22	63.38
2010	70.65	78.63
2011	98.97	106.22
2012	99.99	107.28
2013	96.89	104.69
2014	83.75	93.39
2015	41.12	49.28

Fuente: Anexo Estadístico del Informe de Gobierno

**Tabla 34. Precio promedio anual del crudo Maya e Istmo en el período 1995-2015**

Una vez encontrados los precios de crudo Maya e Istmo y debido a que generalmente el precio del petróleo Istmo es mayor al Maya se calcula el diferencial de precios de crudo para cada año utilizando la ecuación 3, además esto sirve para identificar momentos en que haya mayor discrepancia de costos, a fin de seleccionar los escenarios más apropiados para estudiar su relación con los vectores de rendimientos. El valor anual de cada  $\Delta$ Crudo durante 1995-2015 se aprecia en la Tabla 35.

$$\Delta\text{Crudo} = \text{Precio Istmo} - \text{Precio Maya}$$

Ec. 3

Año	$\Delta$ Crudo (\$US/barril)
1995	2.25
1996	2.77
1997	3.54
1998	3.26
1999	3.32
2000	4.88
2001	5.08
2002	2.59
2003	3.96
2004	8.22
2005	12.50
2006	6.19
2007	9.54
2008	1.83

2009	7.16
2010	7.99
2011	7.25
2012	7.29
2013	7.80
2014	9.64
2015	8.16

Fuente: Elaboración propia con información del Anexo Estadístico del Informe de Gobierno

**Tabla 35. Diferencial de precios de crudo Istmo y Maya 1995-2015**

Simultáneamente se indaga sobre el histórico de precios de refinería de los productos refinados de alto (esencialmente gasolina y diesel) y bajo valor agregado (combustóleo) para establecer en un mismo lapso cuando también exista una diferencia alta, intermedia y baja de éstos. Los precios anuales de gasolina magna, gasolina premium, diesel y combustóleo se ilustran en la Tabla 36 para el periodo 1995 a 2015.

Año	Magna (\$US/barril)	Premium (\$US/barril)	Diesel (\$US/barril)	Combustóleo (\$US/barril)
1995	46.79	-	36.09	11.59
1996	52.46	60.77	40.52	14.65
1997	61.82	68.18	48.27	16.56
1998	62.77	69.23	49.48	12.13
1999	75.17	82.88	62.31	14.83
2000	84.53	93.93	70.1	23.23
2001	92.45	103.59	76.72	20.29
2002	94.04	105.69	78.18	22.3
2003	85.53	97.53	72.52	26.03
2004	85.37	100.44	71.44	26.94
2005	91.74	108.19	76.19	33.62
2006	97	114.45	79.14	47.52
2007	101	123.41	84.76	48.22
2008	103.25	128.13	88.99	80.06
2009	89.71	110.98	90.66	56.27
2010	103.51	123.41	107.41	77.17
2011	117.42	131.84	121.49	101.35
2012	123.17	131.43	127	112.51
2013	141.84	149.37	146.1	102.83
2014	150.95	159.92	157.98	94.22
2015	134.1	143.17	143.41	49.26

Fuente: Sistema de Información Energética con información de PEMEX

**Tabla 36. Precios promedio anual de gasolina magna, gasolina premium, diesel y combustóleo 1995-2015**

Mediante la ecuación 4<sup>17</sup> se procede a calcular el diferencial de precios de productos previamente descritos para cada año (Tabla 37).

$$\Delta\text{Productos} = \left( \frac{\text{Precio gasolina}^{18} + \text{Precio de diésel}}{2} \right) - \text{Precio de combustóleo} \quad \text{Ec. 4}$$

Año	$\Delta$ Productos (\$US/barril)
1995	29.85
1996	36.61
1997	42.86
1998	48.36
1999	58.62
2000	59.63
2001	70.63
2002	70.34
2003	59.17
2004	58.8
2005	58.42
2006	49.34
2007	54.84
2008	26.73
2009	40.84
2010	34.27
2011	22.23
2012	14.69
2013	42.94
2014	62.06
2015	90.96

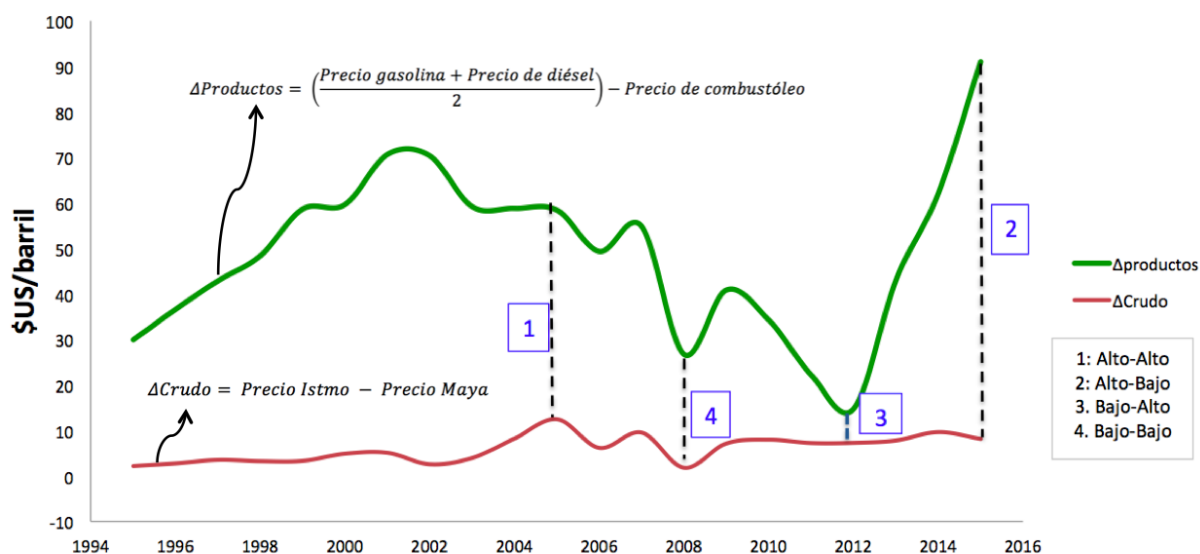
Fuente: Elaboración propia con información del Anexo Estadístico del Informe de Gobierno

**Tabla 37. Diferencial de precios de productos refinados 1995-2015**

Más tarde se crea una gráfica de  $\Delta$ Crudo y  $\Delta$ Productos para cada año, de ahí se seleccionan 4 escenarios de niveles de precios; uno donde el diferencial de productos y crudos sea alto (1); otro cuando el diferencial sea alto para productos y bajo para crudos (2); el tercero es para un diferencial bajo de productos y alto para crudos (3); el último corresponde a un diferencial bajo para productos y crudos (4). La razón de usar diferenciales de precios entre productos y crudos en vez de los precios individuales es que permite simplificar el análisis de producción de petrolíferos en la refinerías ya que entrarían en juego muchas variables asociadas a esos precios, en consecuencia mediante la selección de los 4 escenarios se facilita el estudio del efecto de precios en las refinerías. La Figura 40 detalla la selección de cada escenario.

<sup>17</sup> Se utiliza esta ecuación porque permite saber cuál es la máxima diferencia entre el precio de petrolíferos de alto y bajo valor, por lo tanto el precios de los otros petrolíferos se encuentran dentro de ese rango.

<sup>18</sup> Precio promedio de gasolina magna y premium.



Fuente: Elaboración propia con información de SIE y PEMEX

**Figura 40. Evolución de ΔProductos y ΔCrudo para el período 1995-2015**

Una vez discernidos los escenarios, los conjuntos de precios para sus respectivos años se aprecian en la Tabla 38. Los valores de ΔProductos y ΔCrudo para cada escenario se observan en la Tabla 39.

Concepto	Escenario 1 (2005)	Escenario 2 (2015)	Escenario 3 (2012)	Escenario 4 (2008)
	Precio (\$US/barril)	Precio (\$US/barril)	Precio (\$US/barril)	Precio (\$US/barril)
Gasolina Magna	91.74	134.10	123.17	123.17
Gasolina Premium	108.19	143.17	131.43	128.13
Diesel	76.19	143.41	127.00	88.99
Combustóleo	33.62	49.26	112.51	80.06
Crudo Maya	40.61	41.12	99.99	82.92
Crudo Istmo	53.11	49.28	107.28	81.09

Fuente: Elaboración propia con información de SIE y PEMEX

**Tabla 38. Conjunto de precios correspondientes a los 4 escenarios**

Escenario	ΔProductos	ΔCrudo
1 Alto-Alto	58.42	12.50
2 Alto-Bajo	90.96	8.16
3 Bajo-Alto	14.69	7.29
4 Bajo-Bajo	26.73	1.83

Fuente: Elaboración propia con información de SIE y PEMEX

**Tabla 39. Conjunto de valores de ΔProductos y ΔCrudo para los cuatro escenarios**

Con los escenarios bien definidos lo siguiente es probarlos en H/COMET desarrollando corridas que especifiquen su sensibilidad con los vectores de producción de petrolíferos en las diversas refinerías del territorio mexicano.

## 4.2.2 Parte 2 – Uso de H/COMET

H/COMET es un sistema basado en la web de *Haverly Systems, Inc.* que permite un acceso ágil a información sobre crudos individuales, mezclas de crudos y componentes de los crudos. Entre algunas de las diligencias ofrecidas por el software, se encuentran:

- Amplia base de datos para encontrar rápidamente crudos con criterios definidos y cualquier calidad deseada.
- Posibilidad de mezclar crudos utilizando la tecnología del sistema mundial de gestión de crudo.
- Determinación eficaz del valor *netback*<sup>19</sup> de los crudos o mezclas, para una variedad de configuraciones de refinería.
- Generación de informe de resumen de margen que permite una clasificación rápida de crudos de interés.
- Cálculo de la producción de los diversos petrolíferos en las refinerías seleccionadas.

Para caracterizar los vectores de rendimientos en las refinerías nacionales se desarrollarán corridas mediante el software H/COMET, con esta herramienta se evaluarán primero mezclas de crudos variando la composición Istmo-Maya y después se probarán posibles crudos sustitutos de ellos (véase sección 4.3). Este trabajo se aplicó en las seis refinerías del país, así como en las tres posibles reconfiguraciones, además de la nueva refinería describiendo sus capacidades en el software. En la Figura 41 se muestran los principales datos de capacidades descargados en H/COMET para la refinería de Cadereyta de acuerdo con la información recabada de la refinería Héctor R. Lara Sosa del capítulo previo. Se hace el mismo procedimiento descargando los datos de capacidades para las refinerías de Madero (Figura 42), Minatitlán (Figura 43), Salamanca (Figura 44), Salina Cruz (Figura 45) y Tula (Figura 46).

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	<input checked="" type="checkbox"/>	275
Isomerización	<input checked="" type="checkbox"/>	12
Alquilación	<input checked="" type="checkbox"/>	10.9
Reformación	<input checked="" type="checkbox"/>	46
Destilación al vacío	<input checked="" type="checkbox"/>	125.7
Craqueo catalítico	<input checked="" type="checkbox"/>	90
Reductora de viscosidad	<input checked="" type="checkbox"/>	0
Coquización	<input checked="" type="checkbox"/>	50

Fuente: Traducción de H/COMET

Figura 41. Capacidades de procesos descargadas en H/COMET para Cadereyta

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	<input checked="" type="checkbox"/>	190
Isomerización	<input checked="" type="checkbox"/>	13
Alquilación	<input checked="" type="checkbox"/>	9.3
Reformación	<input checked="" type="checkbox"/>	30
Destilación al vacío	<input checked="" type="checkbox"/>	87
Craqueo catalítico	<input checked="" type="checkbox"/>	60.5
Reductora de viscosidad	<input checked="" type="checkbox"/>	0
Coquización	<input checked="" type="checkbox"/>	50

Fuente: Traducción de H/COMET

Figura 42. Capacidades de procesos descargadas en H/COMET para Madero

<sup>19</sup> Margen de refinación.



Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	✓	285
Isomerización	✓	15
Alquilación	✓	26.8
Reformación	✓	49
Destilación al vacío	✓	52
Craqueo catalítico	✓	72
Reductora de viscosidad	✓	0
Coquización	✓	55.8

Fuente: Traducción de H/COMET

Figura 43. Capacidades de procesos descargadas en H/COMET para Minatitlán

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	✓	220
Isomerización	✓	10.5
Alquilación	✓	3.4
Reformación	✓	39.3
Destilación al vacío	✓	30.5
Craqueo catalítico	✓	40
Reductora de viscosidad	✓	0
Coquización	✓	0

Fuente: Traducción de H/COMET

Figura 44. Capacidades de procesos descargadas en H/COMET para Salamanca

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	✓	330
Isomerización	✓	15
Alquilación	✓	14.36
Reformación	✓	50
Destilación al vacío	✓	165
Craqueo catalítico	✓	80
Reductora de viscosidad	✓	50
Coquización	✓	0

Fuente: Traducción de H/COMET

Figura 45. Capacidades de procesos descargadas en H/COMET de Salina Cruz

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	✓	315
Isomerización	✓	17.5
Alquilación	✓	7.7
Reformación	✓	65
Destilación al vacío	✓	90
Craqueo catalítico	✓	80
Reductora de viscosidad	✓	41
Coquización	✓	0

Fuente: Traducción de H/COMET

Figura 46. Capacidades de procesos descargadas en H/COMET para Tula

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, se deben caracterizar las tres refinerías de menor complejidad en el SNR que son las candidatas a reconfiguración, es decir, Salamanca, Salina Cruz y Tula, debido a que para el año 2021 de acuerdo con la SENER (2016b, p. 76) se piensa efectuar su restructuración, esto significa implementar el proceso de coquización con una capacidad de 86 mbd en Tula, 44 mbd en Salamanca y 90 mbd en Salina Cruz. La descarga de esta información en H/COMET se observa en la Figura 47 para el caso de la nueva conformación que tendría Salamanca, mientras que el arreglo que asumiría Salina Cruz corresponde a la Figura 48 y para Tula la Figura 49.

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	✓	245
Isomerización	✓	11
Alquilación	✓	4
Reformación	✓	50
Destilación al vacío	✓	30.5
Craqueo catalítico	✓	65
Reductora de viscosidad	✓	0
Coquización	✓	44

Fuente: Traducción de H/COMET

**Figura 47. Capacidades de procesos descargados en H/COMET para Salamanca reconfigurada**

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	✓	330
Isomerización	✓	15
Alquilación	✓	15
Reformación	✓	103
Destilación al vacío	✓	165
Craqueo catalítico	✓	105
Reductora de viscosidad	✓	50
Coquización	✓	90

Fuente: Traducción de H/COMET

**Figura 48. Capacidades de procesos descargados en H/COMET para Salina Cruz reconfigurada**

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	✓	315
Isomerización	✓	27.5
Alquilación	✓	17.7
Reformación	✓	115
Destilación al vacío	✓	90
Craqueo catalítico	✓	120
Reductora de viscosidad	✓	41
Coquización	✓	86

Fuente: Traducción de H/COMET

**Figura 49. Capacidades de procesos descargadas en H/COMET para Tula reconfigurada**

Como se mencionó previamente como parte del plan en futuros años en el país (SENER, 2016b, p. 79) se muestra la creación de una nueva refinería contando con capacidad de 275 mbd y con propiedades similares a la actual refinería de Minatitlán, de esta manera a fin de incluir la producción que adquiriría esta nueva tecnología en el SNR también se estipula en H/COMET para proceder a valorar sus rendimientos, dicha información se aprecia en la Figura 50.

Proceso	Habilitado	Capacidad (mbd)
Destilación atmosférica	<input checked="" type="checkbox"/>	275
Isomerización	<input checked="" type="checkbox"/>	15
Alquilación	<input checked="" type="checkbox"/>	26.8
Reformación	<input checked="" type="checkbox"/>	49
Destilación al vacío	<input checked="" type="checkbox"/>	52
Craqueo catalítico	<input checked="" type="checkbox"/>	72
Reductora de viscosidad	<input checked="" type="checkbox"/>	0
Coquización	<input checked="" type="checkbox"/>	55.8

Fuente: Traducción de H/COMET

**Figura 50. Capacidades de procesos descargados en H/COMET para la nueva refinería**

Las primeras corridas se desarrollan modificando la capacidad de crudo alimentado para las refinерías del SNR, así como cambiando el porcentaje volumen de crudo Istmo y Maya en la mezcla, en la Figura 51 se ejemplifica la selección de una mezcla 50% Maya – 50% Istmo con sus respectivos precios de acuerdo con el escenario que se evaluará. Se asume que los procesos químicos en las refinерías ya están optimizados, puesto que el software realiza esta operación por default. Además, que no es propósito de este trabajo analizar mejoras a los procesos internos en refinación.

Assay Name	Assay ID	Assay Library	Vol %	Price
Isthmus	<a href="#">ISTHMUS2005</a>	COMET	50	52
Maya	<a href="#">MAYA2001</a>	COMET	50	50

Fuente: H/COMET

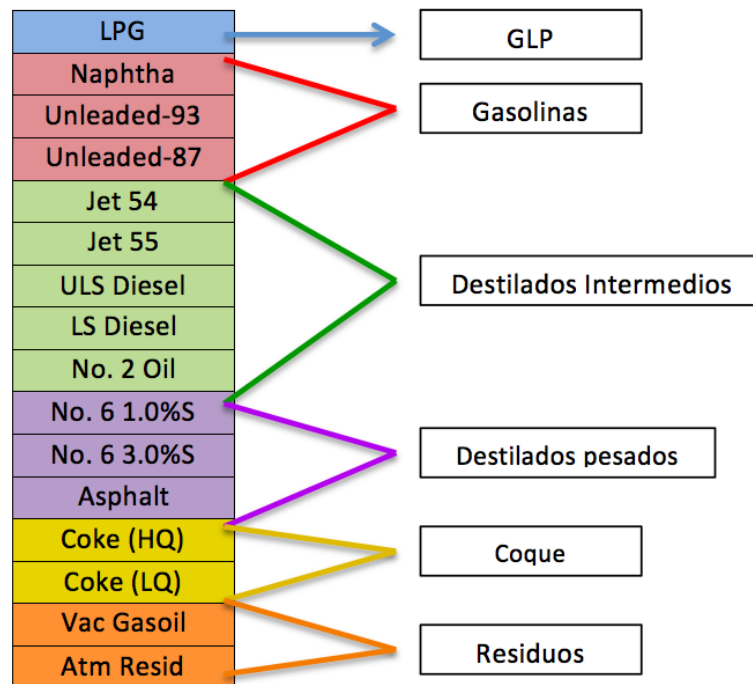
**Figura 51. Selección de composición de mezcla y precios en H/COMET**

Los rendimientos que se reportan se dan cuando en un proceso de la refinación (reformación, craqueo catalítico, destilación al vacío, coquización o destilación atmosférica) llena totalmente su capacidad de procesamiento. De esta forma, se obtienen directamente los rendimientos de H/COMET. Una vez realizadas las corridas en él, se obtienen rendimientos de los diferentes productos en refinación, sin embargo, a manera de simplificación se agrupan los petrolíferos de la siguiente manera:

- LPG: GLP
- Gasolinas: gasolina Premium + gasolina Magna + naftas
- Destilados intermedios: turbosina + diesel + aceite No. 2
- Destilados pesados: combustóleo + asfaltos
- Coque: coque ligero + coque pesado
- Residuos: gasóleo de vacío + residuo atmosférico

En la Figura 52 se aprecia cómo es la reagrupación de petrolíferos, que permiten observar más claramente si existe tendencia, de lado izquierdo se presentan los productos de refinación como se reportan de H/COMET y en el derecho como se acoplan. El LPG que es gas licuado de petróleo (GLP) no se reagrupa, quedando igual. Las gasolinas están conformadas por naftas, gasolina sin plomo premium de 93 octanos (*Unleaded-93*) y gasolina sin plomo magna de 87 octanos (*Unleaded-87*) representadas en color rojo. Los destilados intermedios simbolizados en color verde incluyen turbosina (*Jet 54* y *Jet 55*), diesel de ultra bajo contenido de azufre (*ULS Diesel*), diesel de bajo contenido de azufre (*LS Diesel*) y Aceite No.2 (*No. 2 Oil*) también conocido como *Diesel Fuel Oil*. Destilados pesados comprende combustóleo con 1% de azufre (*No. 6 1.0%S*), combustóleo con 3% de azufre (*No. 6 3.0%S*) y asfaltos que están destacados en color morado. El grupo en amarillo

corresponde a Coque reuniendo Coque ligero (LQ) y pesado (HQ). Finalmente, los residuos abarcan gasóleo de vacío (Vac Gasoil) y residuo atmosférico (Atm Resid) en color naranja.



Fuente: Elaboración propia con información de H/COMET

**Figura 52. Reagrupación de petrolíferos de H/COMET al caso de estudio**

Una vez acoplados los petrolíferos se elaboran las gráficas de la fracción volumen de Maya e Istmo contra los rendimientos de los grupos de petrolíferos (GLP, Gasolinas, Destilados intermedios, Destilados pesados, Coque y Residuos) derivados de H/COMET para visualizar mejor su comportamiento. Posteriormente se normalizan los rendimientos de cada grupo de petrolíferos como barriles producidos/barriles de capacidad con la finalidad de comparar adecuadamente los volúmenes producidos que resultan de la refinación.

La Hipótesis 1 se comprobará observando que para cada escenario se obtienen diferentes rendimientos en cada grupo de petrolíferos. Para verificar si se cumple la Hipótesis 2, los rendimientos se calcularán de dos formas:

1. Se realizan las corridas variando la composición de la mezcla Istmo-Maya directamente en H/COMET y se obtienen directamente los rendimientos de mezcla.
2. Se calculan las corridas de los crudos puros considerando la proporción equivalente que se tendría de ellos para cada mezcla respectivamente, pero en H/COMET se ejecutan por separado (no como mezcla) para conseguir los rendimientos individuales. Los vectores de mezcla resultan de ponderar la cantidad de cada crudo alimentado con sus rendimientos particulares (se deslindan con la leyenda "Hipótesis").

Finalmente se comprobará la Hipótesis 2 observando que los rendimientos del caso 1 y 2 anteriores sean similares, es decir comparando los rendimientos de mezcla directamente de H/COMET y los logrados mediante la ponderación.

### 4.3 Metodología: Sustitución Marginal de crudos

En el capítulo 1 se indicó que durante los últimos años se ha presentado una tendencia descendente en la producción de petróleo crudo equivalente a una tasa media de crecimiento anual de -3.8% de 2005 a 2015. La producción de petróleo crudo pesado en 2015 fue de 1,152 mbd, 8.9% o 113 mbd menor respecto a la producción promedio de 2014. La obtención de crudo ligero en 2015 se ubicó en 838 mbd, 3.0% menor a la obtenida en 2014 mientras la producción de crudo superligero de 2015 fue 277 mbd, 7.5% inferior a la registrada en 2014 (SENER, 2016b, p. 39).

En este contexto resultaría conveniente hacer un análisis respecto a la evaluación de petróleos de importación para su procesamiento en el SNR, lo que permitiría conocer la producción nacional de petrolíferos empleando crudos internacionales. No obstante, por el diseño de las refinerías para procesar principalmente petróleo Maya e Istmo se tendrían que optar por crudos con propiedades parecidas a éstos, tales como gravedad API y contenido de azufre. Otro factor determinante en seleccionar sustitutos de petróleos nacionales es la ubicación geográfica puesto que en caso de importación la distancia para traerlo al país haría la diferencia en elegir o no algún crudo.

Tomando en cuenta los elementos expuestos, en la Tabla 40 se presentan cuatro posibles crudos para remplazar al petróleo Istmo: West Texas Intermediate (WTI), Brent, Árabe ligero (ARL) y West Texas Sour (WTS). Los cinco candidatos a suplir el crudo Maya se aprecian en la Tabla 41: Tubarao, Suncor, Árabe pesado (ARH), Southern Green Canyon (SGC) y Bachaquero 17.

Concepto	Istmo	WTI	BRT	ARL	WTS
Gravedad API	33.6	39.6	38.5	34	33
Contenido de azufre (% peso)	1.3	0.24	0.4	1.78	1.6
Origen	México	E.U.	Reino Unido	Arabia Saudita	E.U.

Fuente: H/COMET

**Tabla 40. Crudos ligeros como sustitutos de petróleo Istmo**

Concepto	Maya	Tubarao	Suncor	ARH	SGC	BC17
Gravedad API	22.2	21.51	21.41	27.4	28.2	17
Contenido de azufre (% peso)	3.3	1.0	3.30	2.8	2.3	2.3
Origen	México	Brasil	Canadá	Arabia Saudita	E.U.	Venezuela

Fuente: H/COMET

**Tabla 41. Crudos pesados como sustitutos de petróleo Maya**

En este trabajo se propone un tope máximo de petróleo extranjero procesado en el SNR por seguridad energética, esto significa no exceder más del 50% de crudo de importación que va a las refinerías nacionales y el restante 50% correspondería a petróleo mexicano ya sea Maya o Istmo. Estas nuevas corridas también se evaluarán en H/COMET variando la composición de mezcla al sustituir petróleo Maya e Istmo por los crudos propuestos sin exceder el límite establecido de 50%, así, por ejemplo, para probar remplazos para un crudo ligero (Istmo) se plantean las corridas de esta manera:

1. 50% Maya - 50% Istmo
2. 50% Maya – 40% Istmo – 10% Sustituto de Istmo
3. 50% Maya – 30% Istmo – 20% Sustituto de Istmo
4. 50% Maya – 20% Istmo – 30% Sustituto de Istmo
5. 50% Maya – 10% Istmo – 40% Sustituto de Istmo

Donde el punto 1 sirve de referencia para observar en las siguientes corridas cómo es la variación de producción de los grupos de petrolíferos y de ahí para poder establecer una relación matemática que

describa dichas variaciones. De forma conjunta para analizar los suplentes de un crudo pesado (Maya) se desarrollan las corridas para observar los cambios en los vectores de rendimientos al adicionar petróleo de importación, por lo que se ejecutan corridas en esta forma:

1. 50% Istmo - 50% Maya
2. 50% Istmo – 40% Maya – 10% Sustituto de Maya
3. 50% Istmo – 30% Maya – 20% Sustituto de Maya
4. 50% Istmo – 20% Maya – 30% Sustituto de Maya
5. 50% Istmo – 10% Maya – 40% Sustituto de Maya

En esta parte del trabajo se quiere estudiar el resultado que se tendría en la producción de petrolíferos al suplantar los crudos nacionales por importados en el SNR, y no tanto la influencia de precios en la obtención de refinados por suplir crudos, por lo que se opta por utilizar precios similares entre el petróleo a sustituir y el sustituto, lo anterior deriva en el empleo de estos precios: Maya=50 \$US/barril, Istmo=45 \$US/barril y Crudo sustituto=46 \$US/barril<sup>20</sup>.

Los costos de los petrolíferos se toman del escenario 1 de la Tabla 37, donde los precios tienen un alto valor en relación con los otros escenarios con la finalidad de incentivar en la producción de refinados al asimilar la sustitución de crudos en las refinerías del país. Para incorporar los nuevos vectores de rendimientos a la plataforma de modelos de producción (cubo de rendimientos) se calculan los diferenciales de volumen de los grupos de petrolíferos en cada set de corridas<sup>21</sup> respecto al caso base (corrida 1), es decir  $\Delta\vec{R}_{2-1}$ ,  $\Delta\vec{R}_{3-1}$ ,  $\Delta\vec{R}_{4-1}$ ,  $\Delta\vec{R}_{5-1}$ , donde el subíndice indica con cuál corrida se hace la operación. Después de determinar el valor del diferencial se suma al vector original de referencia, éste puede contener datos positivos o negativos y para entender mejor su función se puede considerar al diferencial de rendimientos como un vector correctivo porque revela cuánto es la desviación/variación de los volúmenes de petrolíferos obtenidos en correspondencia al volumen producido sin cambiar por algún crudo extranjero. En la ecuación 5 se observa la forma de calcular los rendimientos corregidos  $\vec{R}'$  al sustituir alguno de los crudos nacionales establecido un mismo tipo de refinería  $x_1$  así como un mismo diferencial de precios de productos y crudos  $z_1$ :

$$\begin{aligned} \vec{R}'(x_1, \text{Maya} + \text{Istmo} + \text{Crudo sustituto}, z_1) & \text{Ec. 5} \\ & = \vec{R}(x_1, \text{Istmo} + \text{Maya}, z_1) + \Delta\vec{R}(x_1, \text{Crudo sustituto}, z_1) \end{aligned}$$

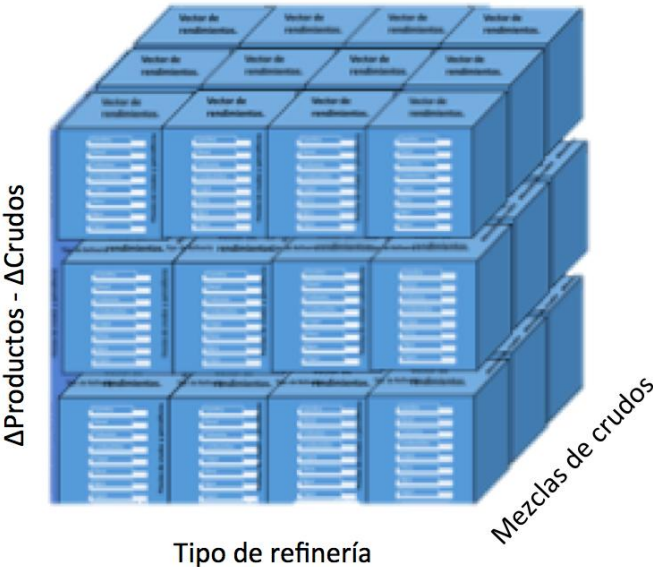
Hay que notar que el  $\vec{R}(x_1, \text{Istmo} + \text{Maya}, z_1)$  se obtiene como se describe en la sección anterior, por lo que de ser cierta la hipótesis 2 se simplificaría el cálculo de este elemento. El diferencial  $\Delta\vec{R}$  de la ecuación 5 se refiere al cambio de volumen producido de refinados al reemplazar cierto porcentaje de crudo nacional por un crudo de importación. Por otra parte, la sensibilidad de precios sería detectada mediante el vector del crudo de referencia y el ajuste por sustituir crudos sería válido para los cuatro escenarios diseñados en apartado previo, aunque esta hipótesis no fue confirmada.

Una vez valorados los vectores de producción de petrolíferos en el SNR, lo siguiente es construir la matriz de rendimientos o cubo de rendimientos que reúne la información recabada al extraer las ecuaciones que describen al comportamiento de los vectores de refinados para todos los escenarios propuestos y para cada configuración de las refinerías, por lo tanto el cubo será una plataforma dinámica que evaluará ágil y confiablemente los rendimientos de grupos de petrolíferos en las refinerías del SNR bajo ciertas condiciones de composición de mezcla y conjunto de precios, lo que resulta particularmente útil al mostrar sensibilidad en los niveles de precios. La funcionalidad de la plataforma también será de gran apoyo para estimar la producción de petrolíferos como respuesta a

<sup>20</sup> En las corridas hechas en H/COMET siempre se considera este precio ya sea para sustituir crudo pesado o ligero.

<sup>21</sup> Cada set tiene las 5 corridas planteadas, por cada crudo sustituto a evaluar existe un set.

configuraciones en años venideros, así como para la construcción de proyecciones nacionales de obtención de estos derivados de petróleo. En la Figura 53 se muestra esquemáticamente la formación del cubo de rendimientos compuesta por cada vector de rendimientos.



Fuente: SIMISE

Figura 53. Representación del cubo de rendimientos

## Capítulo 5. Resultados

Los resultados de las corridas en H/COMET se presentan en forma gráfica como los puntos ligados por línea continua para poder visualizar mejor la tendencia de los datos, el porcentaje de crudo Istmo incrementa de izquierda a derecha y el porcentaje de Maya aumenta de derecha a izquierda. En cada caso se normalizan los valores obtenidos dividiendo entre la capacidad de destilación atmosférica de cada refinera, en consecuencia, las unidades de los resultados quedan como barriles producidos entre barriles de capacidad ( $b$  producidos/ $b$  capacidad). Esto indica cuántos barriles de cada grupo de petrolíferos se producen por cada barril de crudo que entra a esa refinera.

La hipótesis 1 se cumple al observar distintos rendimientos por escenario. La hipótesis 2 se representa como las líneas discontinuas para cada conjunto de petrolíferos. Los resultados se ordenan por refinera y en la sección de sustitución marginal por tipo de petróleo. En este capítulo la discusión de resultados se realiza con base en la serie de gráficas, todas ellas son de elaboración propia a partir de los resultados de H/COMET.

### 5.1 Refinería de Cadereyta

#### 5.1.1 Resultado de Rendimientos

La Figura 54 muestra los rendimientos del escenario 1 en Cadereyta, donde se aprecia que la hipótesis 2 describe precisamente los vectores de producción obtenidos de H/COMET, además se observa que la producción de gasolinas incrementa conforme la composición de crudo Istmo aumenta, no obstante, esta tendencia es contraria a la producción de coque que es creciente cuando el porcentaje de Maya se incrementa. En este caso se puede afirmar que la suposición de calcular los vectores como función de los rendimientos de crudos puros, se cumple.

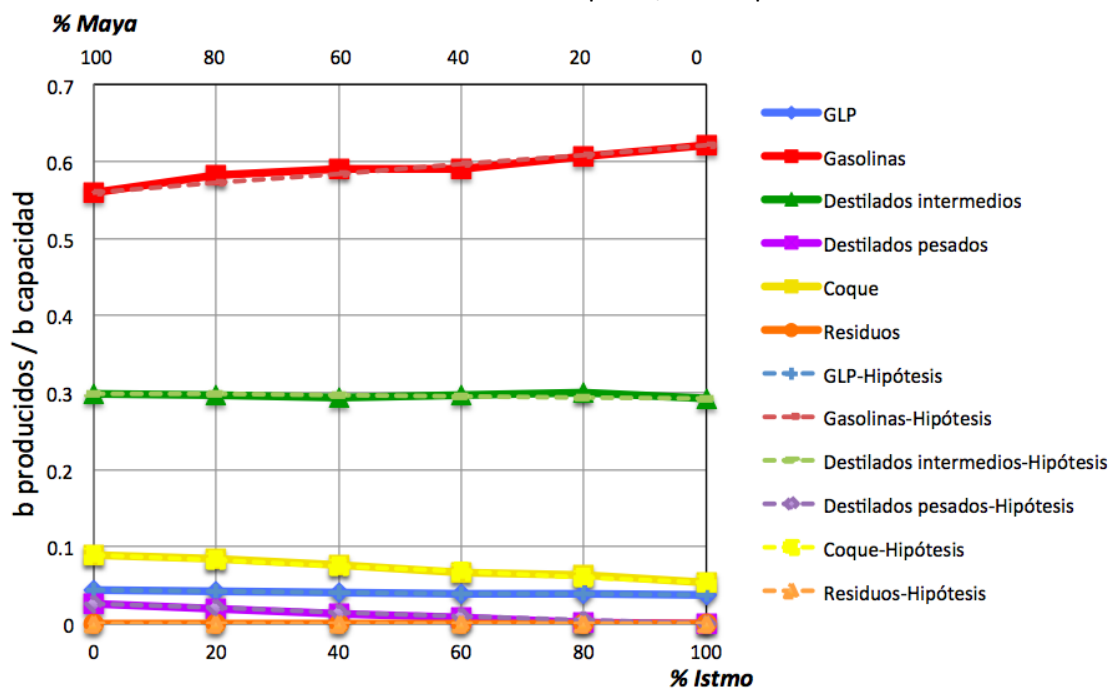


Figura 54. Rendimientos de petrolíferos en Cadereyta para el escenario 1

El escenario 2 ilustra un comportamiento similar al caso anterior, sin embargo, la producción de gasolina es menor y la de destilados intermedios se incrementa (Figura 55) en comparación al escenario previo. La hipótesis 2 se ajusta adecuadamente a los resultados simulados de H/COMET.



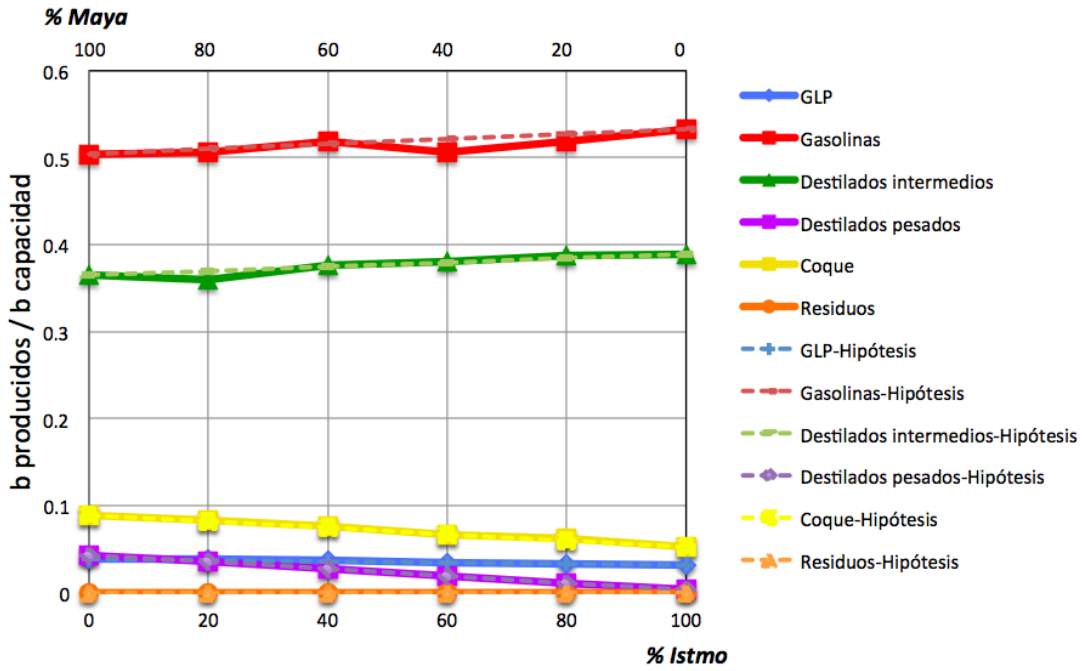


Figura 55. Rendimientos de petrolíferos en Cadereyta para el escenario 2

Los rendimientos del escenario 3 se observan en la Figura 56, la hipótesis 2 se cumple y también se aprecia una tendencia creciente de gasolinas y destilados intermedios conforme mayor es el porcentaje de crudo Istmo.

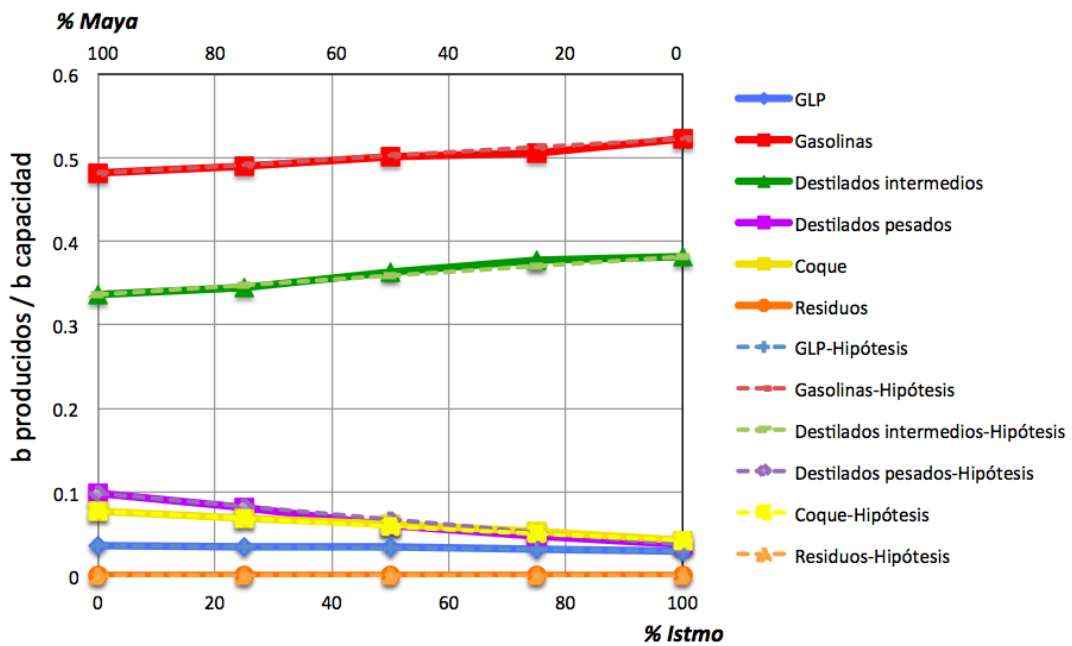


Figura 56. Rendimientos de petrolíferos en Cadereyta para el escenario 3

La Figura 57 muestra que la hipótesis 2 representa debidamente los vectores de producción en el escenario 4, en esta ocasión es notorio el decline de la producción de destilados intermedios compensado con el incremento de gasolinas y destilados pesados.

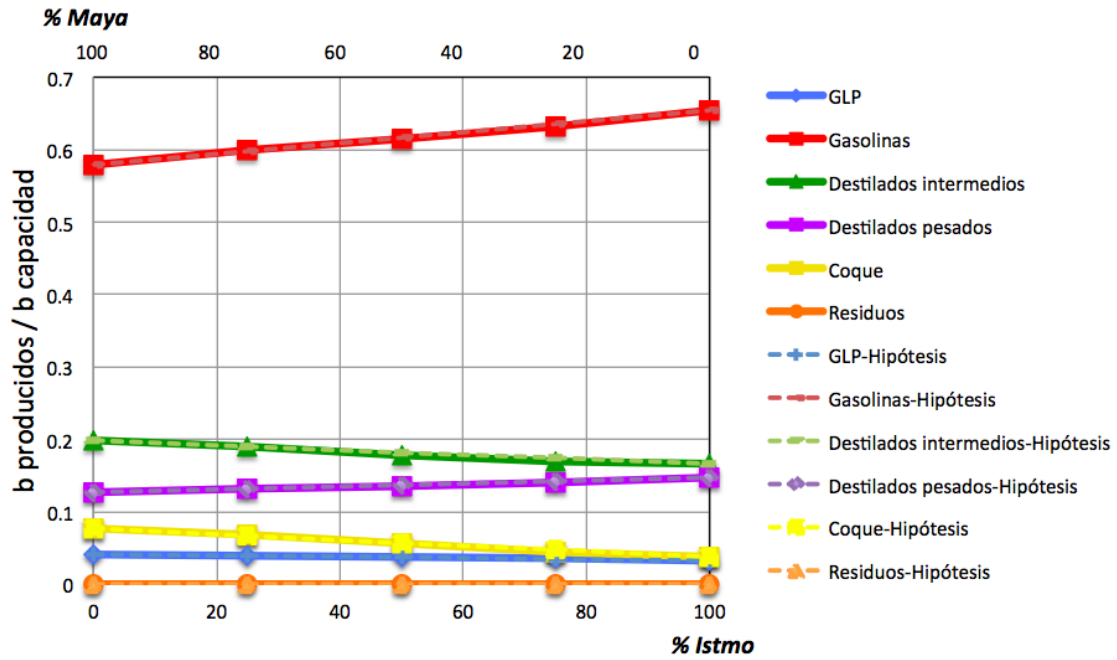


Figura 57. Rendimientos de petrolíferos en Cadereyta para el escenario 4

Comparando la producción de GLP de cada escenario (Figura 58) se encuentra que el escenario 1 genera la mayor producción de este petrolífero y el escenario 3 la menor. La hipótesis 1 para este caso es cierta porque la producción de GLP cambia para cada escenario señalando que los niveles de precio afectan la elaboración de este producto.

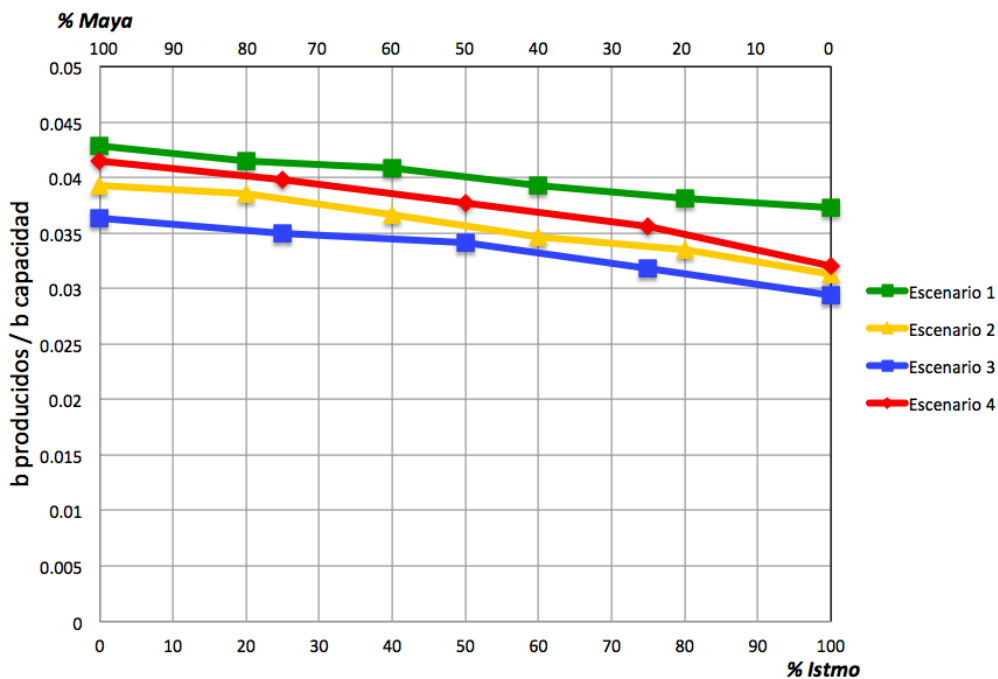


Figura 58. Rendimientos de GLP en Cadereyta por escenario

El escenario 4 presenta la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 59). La hipótesis 1 se cumple ya que cada escenario tiene una producción distinta de gasolinas.

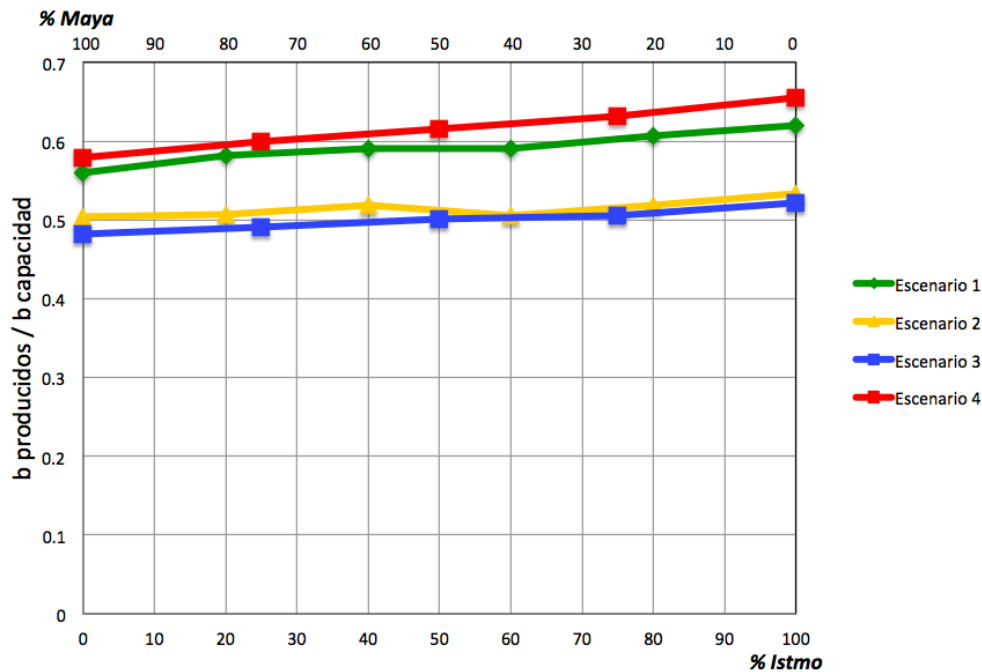


Figura 59. Rendimientos de gasolinas en Cadereyta por escenario

Los destilados intermedios en Cadereyta (Figura 60) muestran desiguales rendimientos por lo que la hipótesis 1 es cierta. En este apartado en el escenario 2 se alcanza la mayor producción de este refinado.

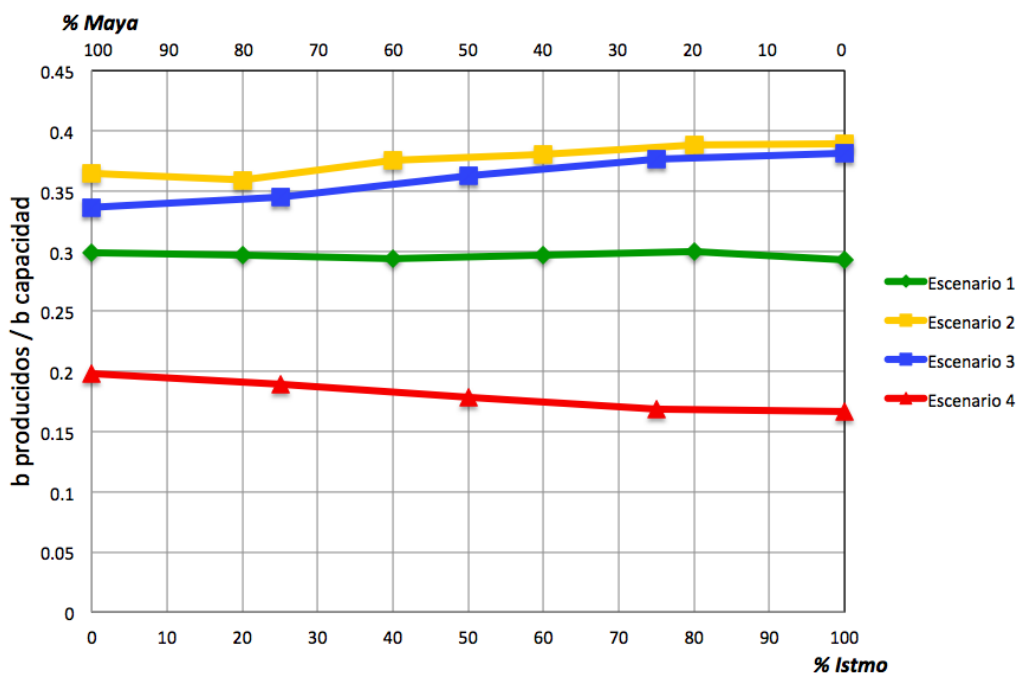


Figura 60. Rendimientos de destilados intermedios en Cadereyta por escenario

La Figura 61 detalla la obtención de destilados pesados, donde el escenario 4 incentiva una mayor producción de este petrolífero y el escenario 1 describe la menor. La hipótesis 1 se verifica observando desemejantes rendimientos por escenario.

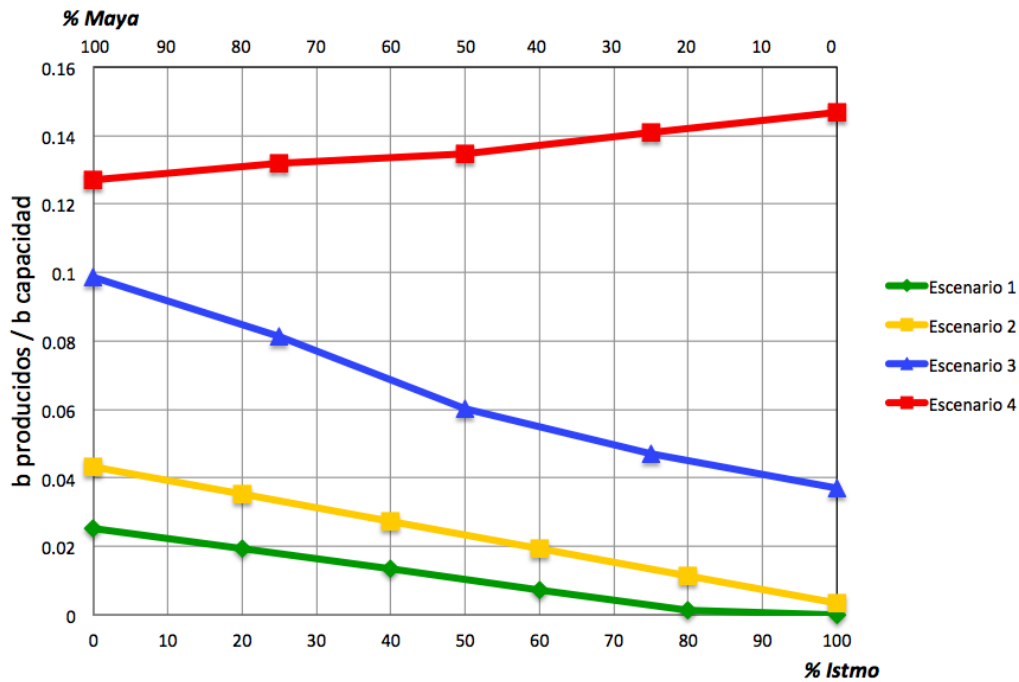


Figura 61. Rendimientos de destilados pesados en Cadereyta por escenario

Para el producto de coque (Figura 62) se advierte que el escenario 1 y 2 se comportan similarmente, sin embargo, los escenarios 3 y 4 son diferentes por lo tanto la hipótesis 1 se cumple. Los resultados de residuos por escenario no se exhiben porque en todos los casos son cero.

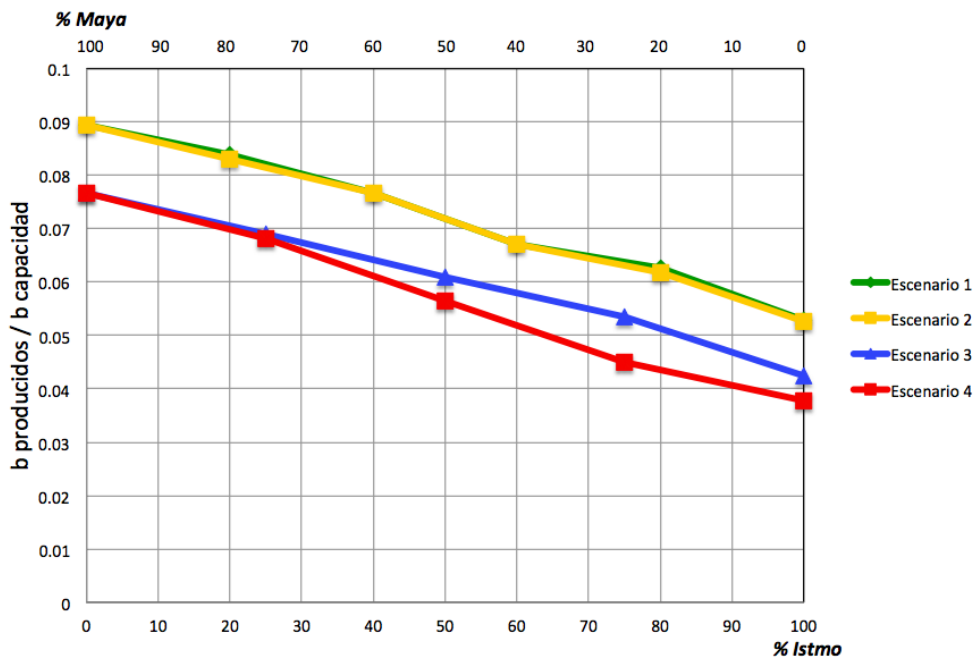


Figura 62. Rendimientos de coque en Cadereyta por escenario

### 5.1.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

De forma análoga a los vectores de producción de petrolíferos, se presentan los procesos seleccionados de refinación para establecer una relación matemática que permita calcular los porcentajes de utilización en cada proceso como función de los escenarios de precios y composición de mezcla.

En este caso también se normalizan los resultados entre la capacidad de destilación atmosférica de las refineras, por ende, las unidades de esta sección son barriles del respectivo proceso (Figura 27) entre la capacidad atmosférica de la refinera (b proceso/b capacidad). Lo anterior cuantifica los barriles de proceso utilizados por cada barril de crudo que entra a la refinera.

La utilización de los procesos de refinación en Cadereyta se muestra en la Figura 63, algunos procesos como la destilación al vacío, reformación y craqueo catalítico presentan una tendencia lineal.

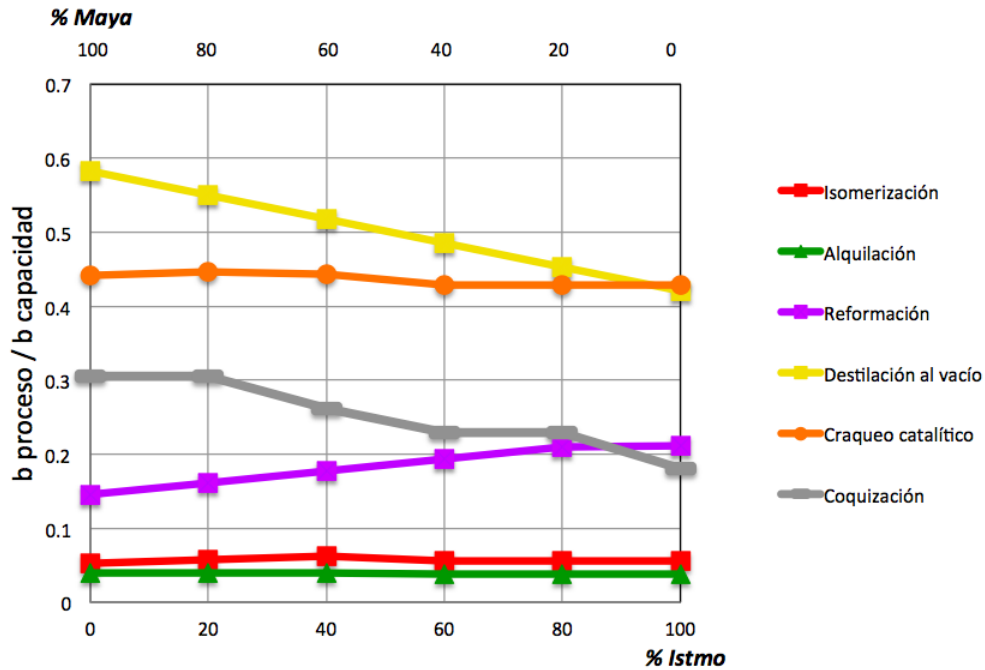


Figura 63. Utilización de procesos en Cadereyta para el escenario 1

La Figura 64 ilustra la utilización de procesos para el escenario 2, los procesos muestran comportamiento recto.

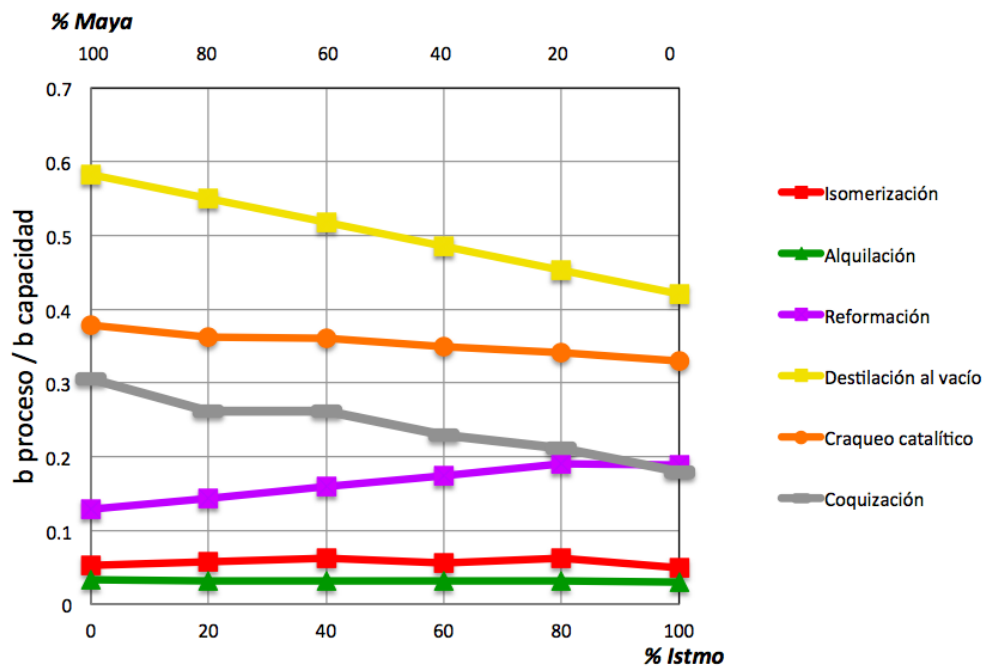


Figura 64. Utilización de procesos en Cadereyta para el escenario 2

En el escenario 3 (Figura 65) se aprecia la tendencia de los procesos de refinación en Cadereyta.

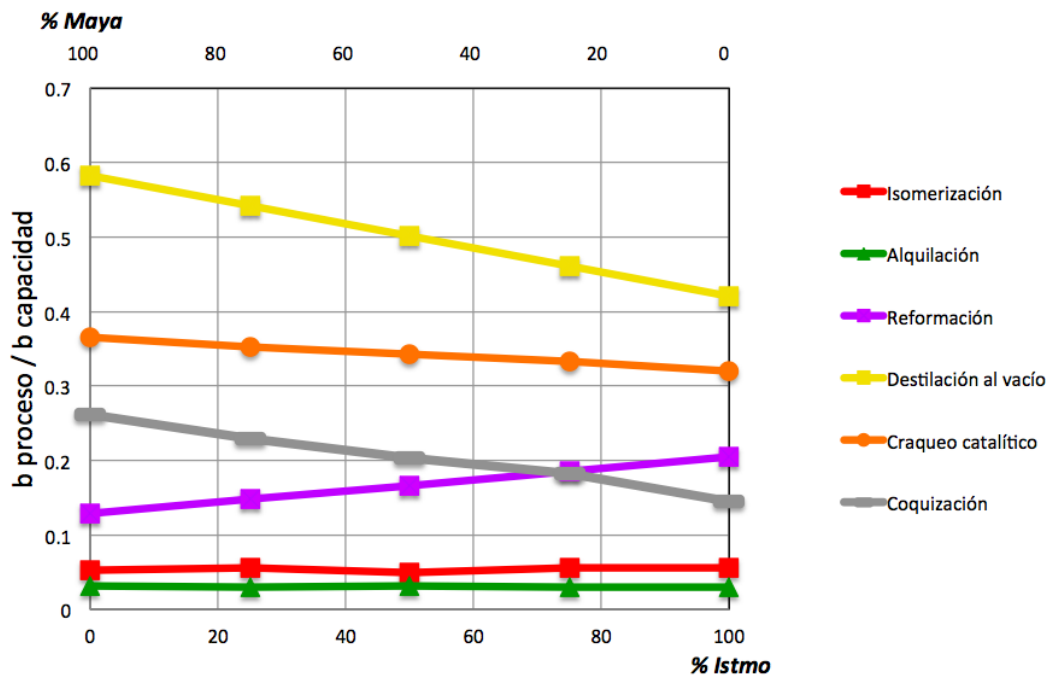


Figura 65. Utilización de procesos en Cadereyta para el escenario 3

La utilización de procesos en el escenario 4 se grafica en la Figura 66, el craqueo catalítico y la coquización distinguen un menor grado de utilización cuando hay crudo Istmo puro.

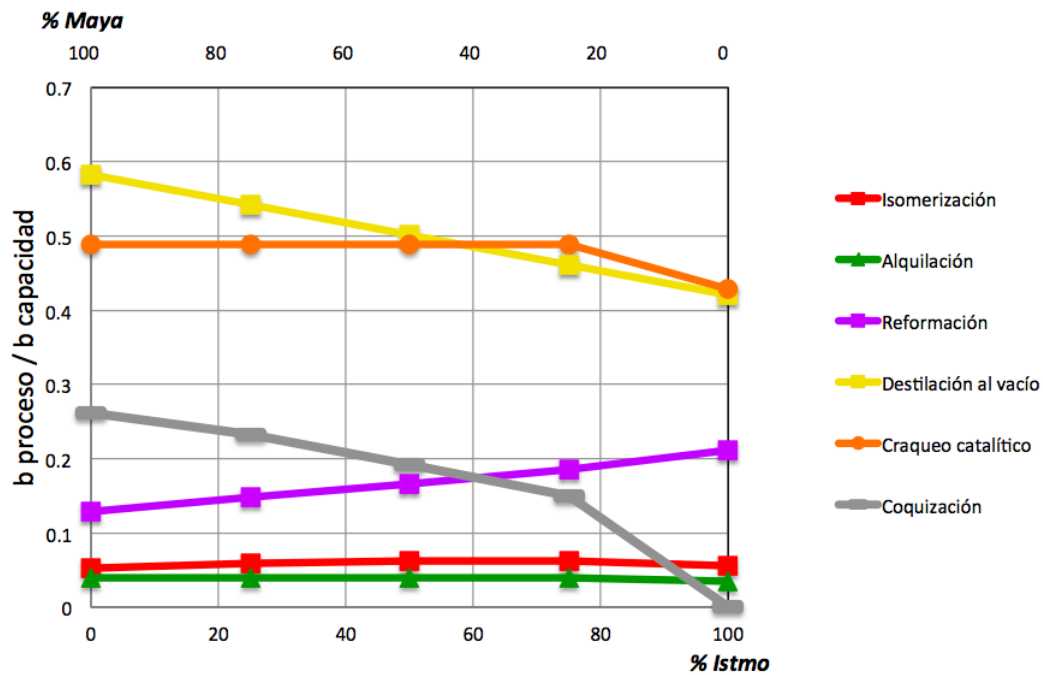


Figura 66. Utilización de procesos en Cadereyta para el escenario 4

En la Figura 67 se observa la utilización del proceso de isomerización por escenario, cada uno distingue diferente grado de uso.

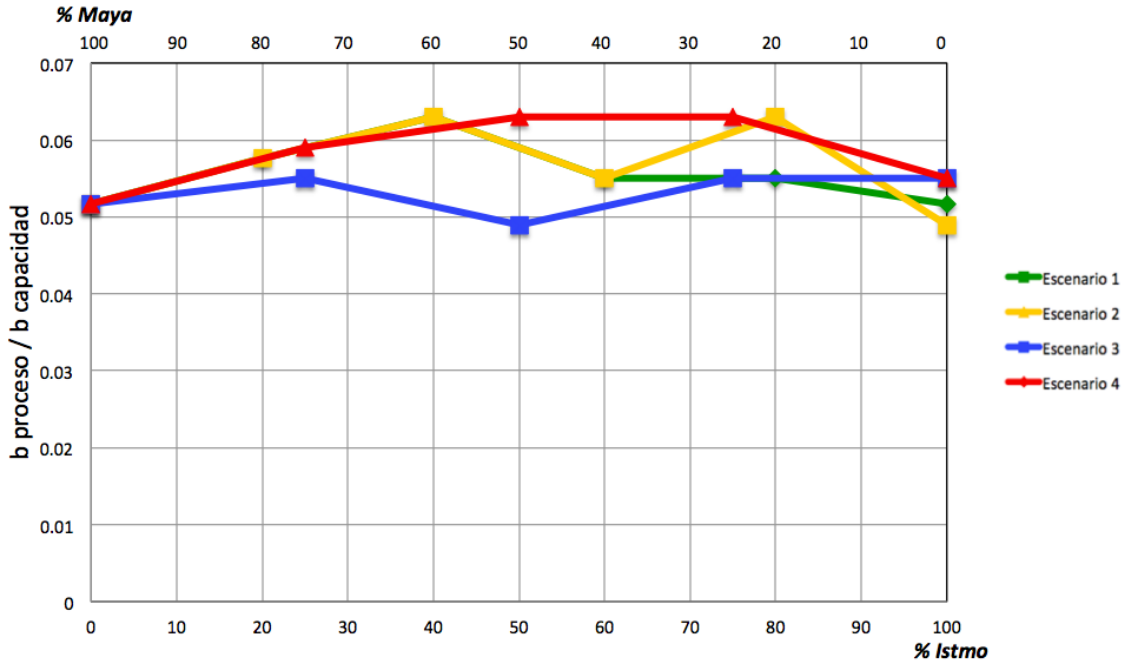


Figura 67. Utilización de Isomerización en Cadereyta por escenario

La utilización de alquilación en Cadereyta (Figura 68) expone diferentes niveles de utilización por escenario.

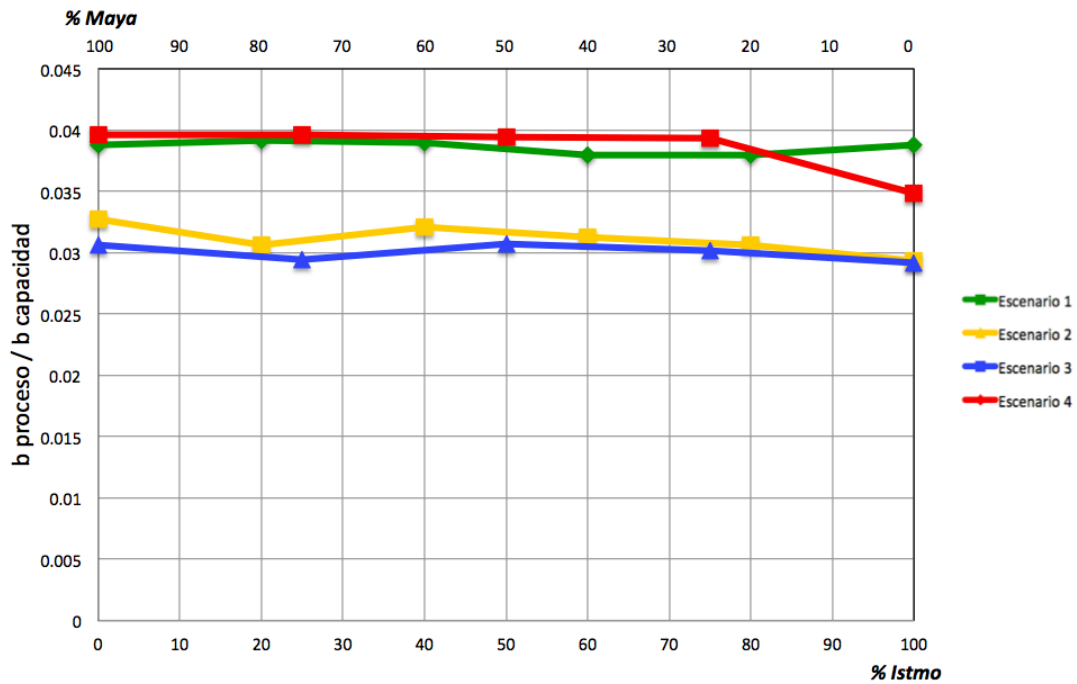


Figura 68. Utilización de Alquilación en Cadereyta por escenario

La Figura 69 señala que la utilización de la reformación por escenario, para el primer escenario al aproximarse a una relación de 100% petróleo Istmo empieza a decrecer el grado de utilización.

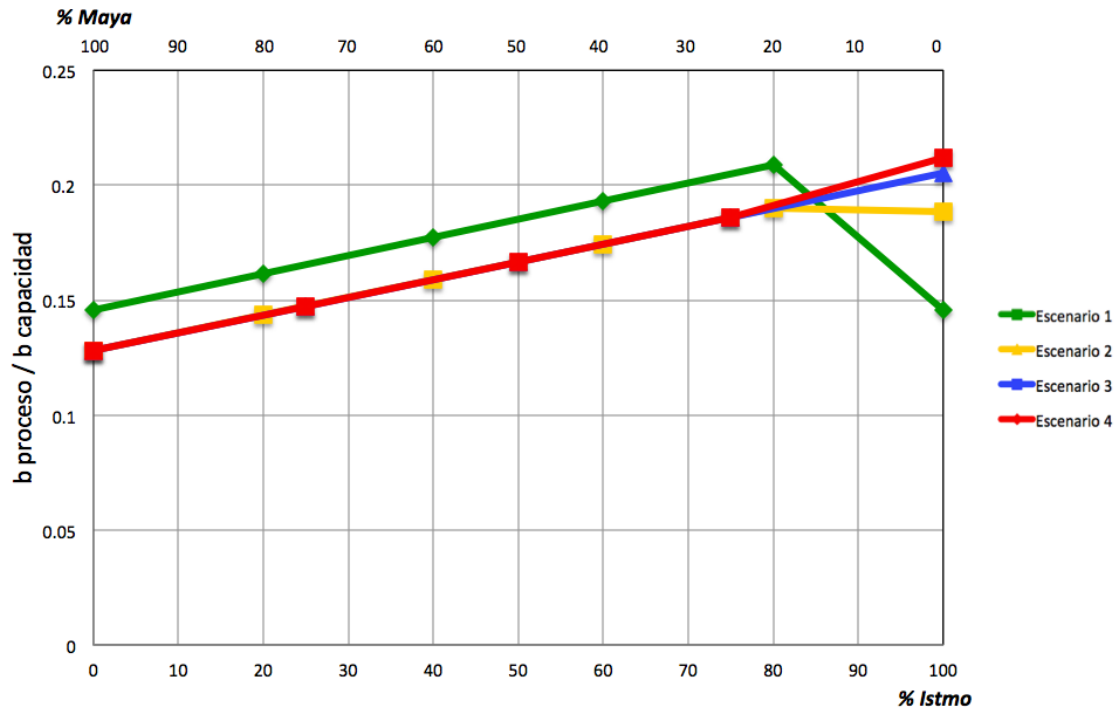


Figura 69. Utilización de Reformación en Cadereyta por escenario

Para la destilación al vacío (Figura 70) se exhiben idénticos grados de utilización en los escenarios, excepto el escenario 1 cercano a una composición pura de Istmo.

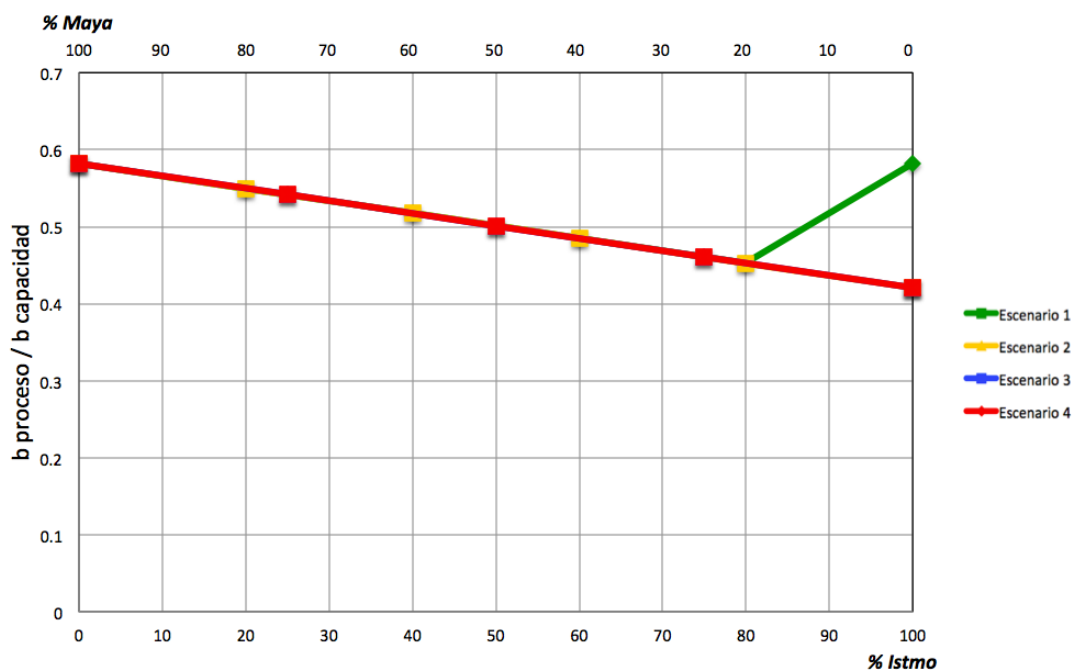


Figura 70. Utilización de Destilación al vacío en Cadereyta por escenario

En el proceso de craqueo catalítico en Cadereyta (Figura 71) se aprecian diferentes niveles de utilización por escenario.



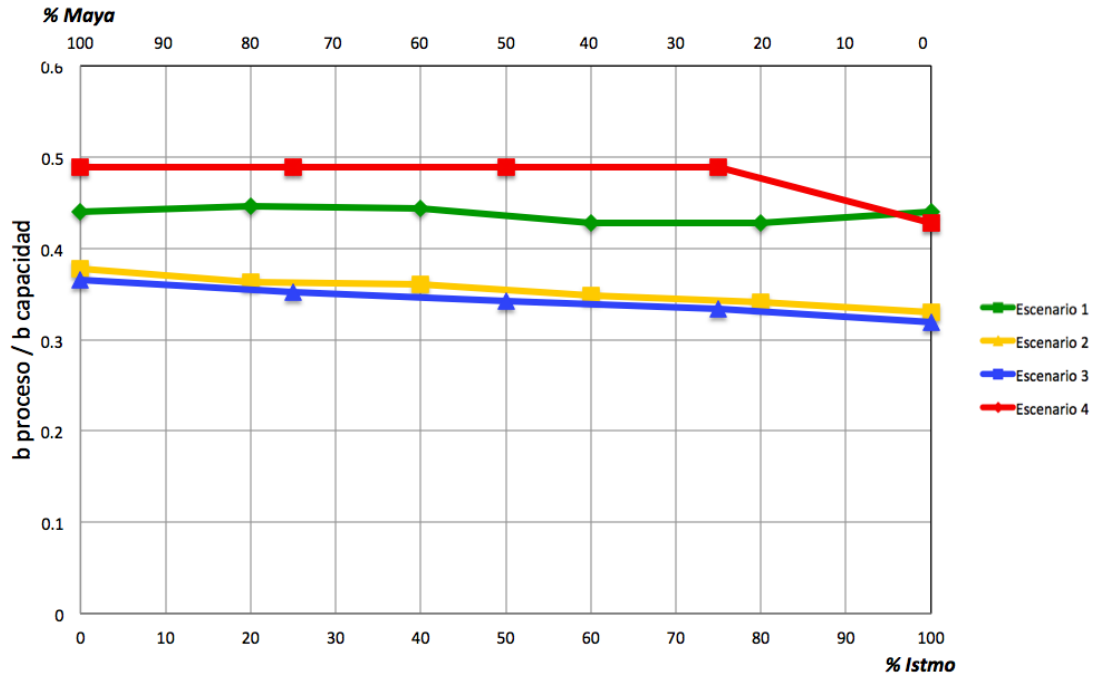


Figura 71. Utilización de Craqueo catalítico en Cadereyta por escenario

La utilización de coquización por escenario se visualiza en la Figura 72, se revela que en el escenario 1 disminuye el grado de utilización cuando la proporción de crudo Istmo es mayor.

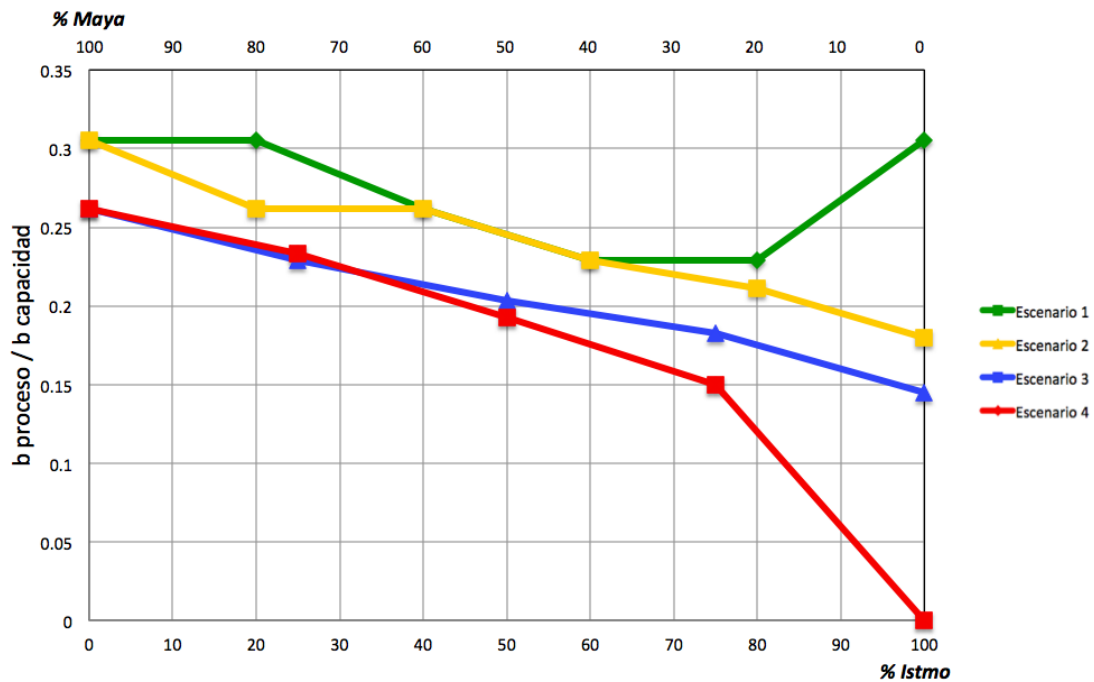


Figura 72. Utilización de coquización en Cadereyta por escenario

## 5.2 Refinería de Madero

Los resultados de rendimientos y utilización de procesos de refinación en las restantes refinerías se condensan por razones de espacio, es decir que se sigue la misma metodología que en el caso de Cadereyta pero ahora aglomerando las gráficas.

### 5.2.1 Resultado de Rendimientos

La Figura 73 muestra los rendimientos del escenario 1 en Madero, donde se aprecia que la hipótesis 2 puntualiza precisamente los vectores de producción obtenidos de H/COMET, asimismo se observa que la producción de gasolinas incrementa conforme la composición de crudo Istmo aumenta, no obstante, esta tendencia es contraria a la producción de destilados intermedios que es creciente cuando el porcentaje de Maya es mayor.

Los rendimientos del escenario 2 se observan en la Figura 74, la hipótesis 2 se cumple y también se aprecia una tendencia creciente de gasolinas y destilados intermedios conforme mayor es la proporción de crudo Istmo. El escenario 3 ilustra un comportamiento parecido al apartado previo, sin embargo, la producción de gasolina y de destilados intermedios es menor (Figura 55) en comparación al escenario previo. La hipótesis 2 se ajusta adecuadamente a los resultados simulados de H/COMET. La Figura 76 muestra que la hipótesis 2 constituye debidamente los vectores de producción en el escenario 4, es este caso es destacable el declive de la producción de destilados intermedios compensado con el incremento principalmente de gasolinas y menormente de destilados pesados.

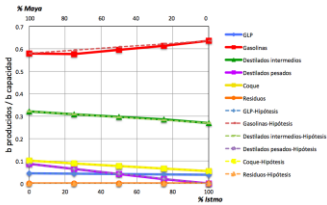
La producción de GLP por cada escenario (Figura 77) exterioriza que el escenario 1 genera la mayor obtención de este petrolífero y el escenario 3 la menor. La hipótesis 1 para este caso es cierta porque la producción de GLP cambia para cada escenario, señalando que los niveles de precio afectan la refinación de este producto. El escenario 1 presenta la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 78), la hipótesis 1 se cumple ya que en cada escenario existe una producción distinta de gasolinas.

Los destilados intermedios en Madero (Figura 79) manifiestan desiguales rendimientos por lo que la hipótesis 1 es cierta. En este apartado en el escenario 2 se alcanza la mayor producción de este refinado. La Figura 80 grafica la obtención de destilados pesados, donde el escenario 4 incita una mayor producción de este petrolífero, mientras los escenarios 1 y 2 describen la menor. La hipótesis 1 se verifica al observar desemejantes rendimientos por escenario. Para el caso del coque (Figura 81) se advierte que por escenarios la producción es diferente, por lo tanto, la hipótesis 1 se cumple. Los resultados de residuos por escenario no se presentan porque en todos los casos son cero.

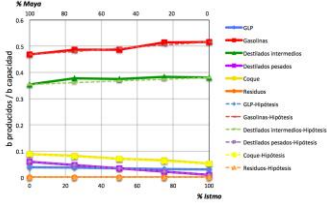
### 5.2.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

La utilización de los procesos de refinación en el escenario 1 se expresa en la Figura 82, todos los procesos presentan una tendencia lineal. La Figura 83 ilustra la utilización de procesos para el escenario 2. Craqueo catalítico, destilación al vacío y coquización muestran menor grado de utilización conforme la relación de crudo Istmo se incrementa. En el escenario 3 (Figura 86) se representa la tendencia de los procesos de refinación en Madero. La utilización de procesos en el escenario 4 se ilustra en la Figura 85.

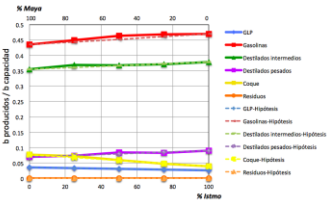
En la Figura 86 se observa la utilización del proceso de isomerización por escenario, en este caso los escenarios se comportan de forma similar. La utilización de alquilación en Madero (Figura 87) expone que los grados de utilización del escenario 1 y 4; 2 y 3 son idénticos. La Figura 88 señala que la utilización de la reformación aumenta cuando la relación de petróleo Istmo es mayor. Para la destilación al vacío (Figura 89) se aprecia que el nivel de utilización decrece al aumentar la proporción de Istmo. En el proceso de craqueo catalítico los niveles de utilización en Madero se distinguen en la Figura 90. La utilización de coquización por escenario se visualiza en la Figura 91, el uso de este proceso crece cuando la relación de crudo Maya es mayor.



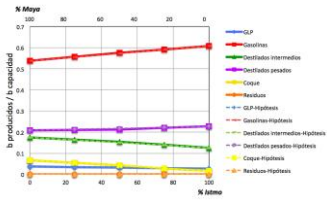
**Figura 73. Rendimientos de petrolíferos en Madero para el escenario 1**



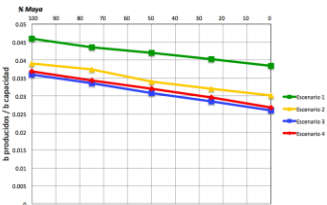
**Figura 74. Rendimientos de petrolíferos en Madero para el escenario 2**



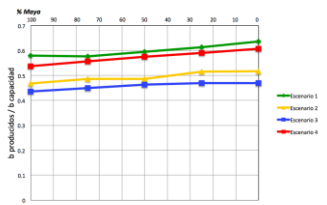
**Figura 75. Rendimientos de petrolíferos en Madero para el escenario 3**



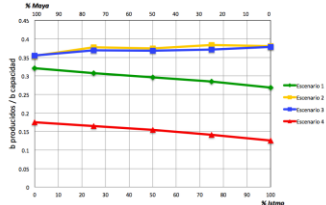
**Figura 76. Rendimientos de petrolíferos en Madero para el escenario 4**



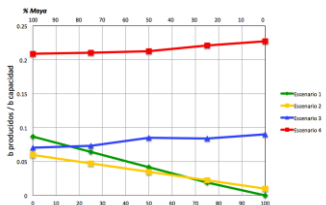
**Figura 77. Rendimientos de GLP en Madero por escenario**



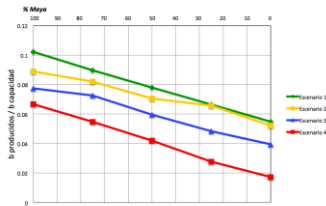
**Figura 78. Rendimientos de gasolinas en Madero por escenario**



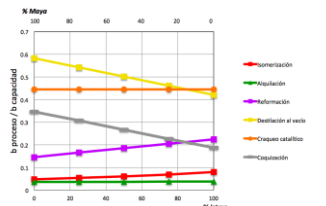
**Figura 79. Rendimientos de destilados intermedios en Madero por escenario**



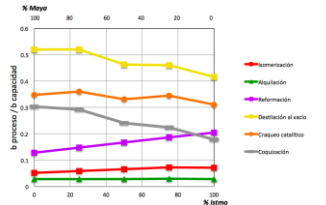
**Figura 80. Rendimientos de destilados pesados en Madero por escenario**



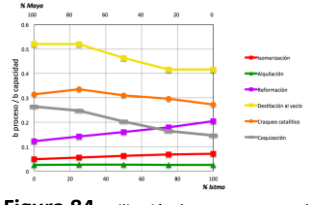
**Figura 81. Rendimientos de coque en Madero por escenario**



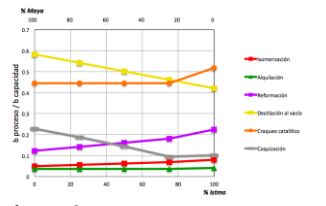
**Figura 82. Utilización de procesos en Madero para el escenario 1**



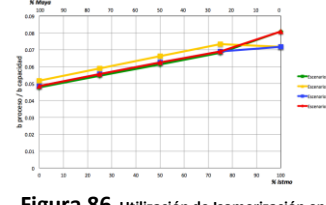
**Figura 83. Utilización de procesos en Madero para el escenario 2**



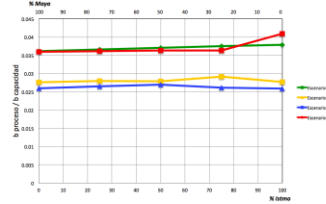
**Figura 84. Utilización de procesos en Madero para el escenario 3**



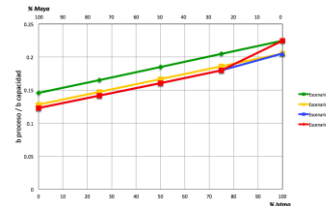
**Figura 85. Utilización de procesos en Madero para el escenario 4**



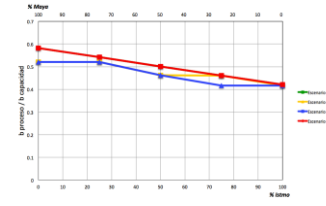
**Figura 86. Utilización de Isomerización en Madero por escenario**



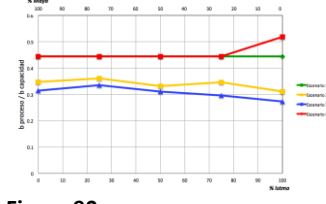
**Figura 87. Utilización de Alquilación en Madero por escenario**



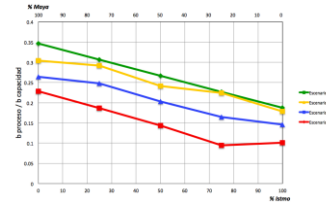
**Figura 88. Utilización de Reformación en Madero por escenario**



**Figura 89. Utilización de Destilación al vacío en Madero por escenario**



**Figura 90. Utilización de Craqueo catalítico en Madero por escenario**



**Figura 91. Utilización de coquización en Madero por escenario**

## 5.3 Refinería de Minatitlán

### 5.3.1 Resultado de Rendimientos

La Figura 92 expone los rendimientos del escenario 1 en Minatitlán. La hipótesis 2 describe ciertamente los vectores de producción obtenidos de H/COMET, asimismo se observa que la producción de gasolinas incrementa conforme la composición de crudo Istmo aumenta (tal como ocurre en Cadereyta y Madero), pero la tendencia es opuesta a la producción de coque y destilados intermedios, al ser creciente cuando el porcentaje de Maya es mayor. Se puede certificar que la suposición de calcular los vectores como función de los rendimientos de crudos puros se logra.

El escenario 2 se ilustra en la Figura 93, la hipótesis 2 se ajusta adecuadamente a la mayoría de la producción de petrolíferos, sin embargo, gasolinas y destilados pesados distinguen una mayor fluctuación cuando la composición de mezcla es 50% Maya - 50% Istmo. Los rendimientos del escenario 3 se observan en la Figura 94, la hipótesis 2 predice satisfactoriamente la producción de los productos, donde se aprecia una tendencia creciente de gasolinas y destilados intermedios conforme mayor es la relación crudo Istmo. La Figura 95 muestra que la hipótesis 2 personaliza debidamente los vectores de producción en el escenario 4, es esta ocasión es remarcable la caída de la producción de gasolina en una composición cercana al 80% de crudo Istmo.

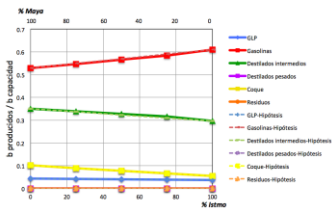
Observando la producción de GLP por cada escenario (Figura 96) se descubre que el escenario 1 genera la mayor obtención de este petrolífero y el escenario 3 la menor. La hipótesis 1 es verdadera porque la producción de GLP cambia para cada escenario. El escenario 4 y 1 indican la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 97), la hipótesis 1 se cumple derivado de que cada escenario tiene una producción distinta. Los destilados intermedios en Minatitlán (Figura 98) muestran desiguales rendimientos, por lo que la hipótesis 1 es cierta. En el escenario 2 se alcanza la mayor producción de este grupo de petrolíferos decreciendo mientras mayor es la proporción de crudo Istmo en la mezcla.

La Figura 99 grafica la obtención de destilados pesados, donde el escenario 4 estimula una mayor producción de este petrolífero y el escenario 1 no produce este refinado, este efecto se puede atribuir a que gran parte de estos destilados se transforman mayormente en gasolinas (Figura 97), GLP (Figura 96) y destilados intermedios (Figura 98).

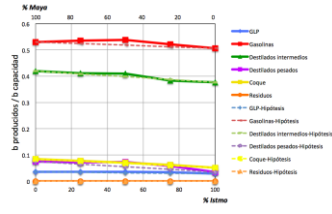
Los rendimientos de coque (Figura 100) en los escenarios 1 y 2 convergen conforme el porcentaje de Istmo aumenta, en forma análoga, en los escenarios 3 y 4 tienden a aproximarse al incrementar la relación de Istmo, pero al seguir siendo diferentes las tendencias de los escenarios, la hipótesis 1 se cumple. Los resultados de residuos en Minatitlán por escenario no se muestran porque en todos los casos son cero.

### 5.3.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

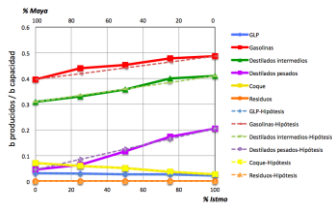
La utilización de los procesos de refinación en Minatitlán para el escenario 1 se manifiesta en la Figura 101. La Figura 102 ilustra la utilización de los procesos para el escenario 2, la mayoría de los procesos, como craqueo catalítico y coquización presentan una tendencia lineal. En el escenario 3 (Figura 103) se grafica la tendencia de los procesos de refinación en Minatitlán. La utilización de procesos en el escenario 4 se ilustra en la Figura 104. En la Figura 105 se observa la utilización del proceso de isomerización por escenario. La utilización de alquilación en Minatitlán (Figura 106) muestra los distintos niveles de utilización por escenario. La Figura 107 representa los grados de utilización de la reformación por escenario. En el proceso de destilación al vacío (Figura 108) se exhiben los niveles de utilización en cada escenario. El grado de utilización de craqueo catalítico en Minatitlán se manifiesta en la Figura 109. La utilización de coquización por escenario se visualiza en la Figura 110, donde la tendencia muestra que al incrementar la composición de Istmo disminuye el uso de la coquizadora.



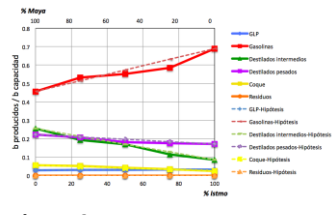
**Figura 92.** Rendimientos de petrolíferos en Minatitlán para el escenario 1



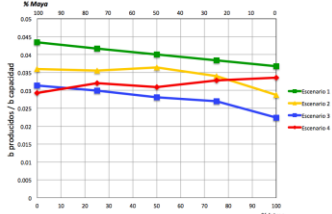
**Figura 93.** Rendimientos de petrolíferos en Minatitlán para el escenario 2



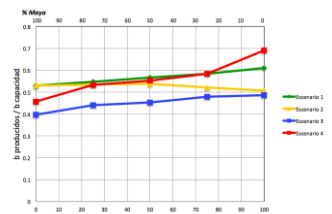
**Figura 94.** Rendimientos de petrolíferos en Minatitlán para el escenario 3



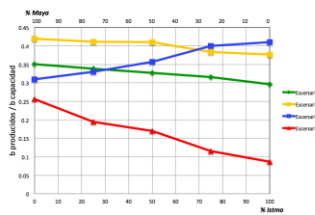
**Figura 95.** Rendimientos de petrolíferos en Minatitlán para el escenario 4



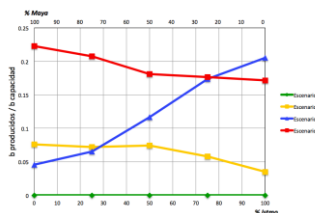
**Figura 96.** Rendimientos de GLP en Minatitlán por escenario



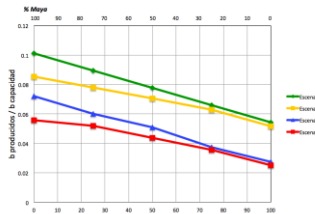
**Figura 97.** Rendimientos de gasolinas en Minatitlán por escenario



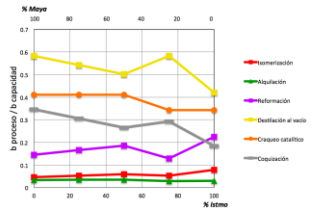
**Figura 98.** Rendimientos de destilados intermedios en Minatitlán por escenario



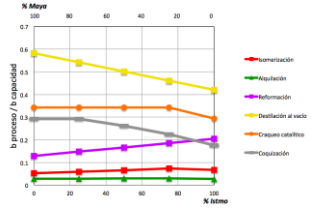
**Figura 99.** Rendimientos de destilados pesados en Minatitlán por escenario



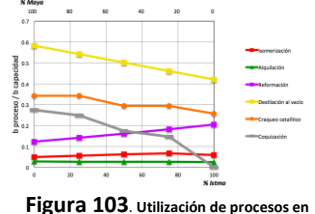
**Figura 100.** Rendimientos de coque en Minatitlán por escenario



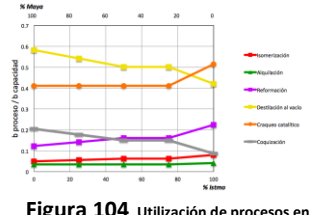
**Figura 101.** Utilización de procesos en Minatitlán para el escenario 1



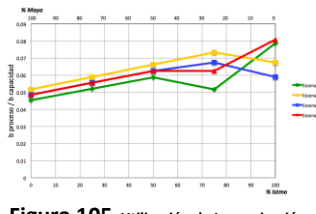
**Figura 102.** Utilización de procesos en Minatitlán para el escenario 2



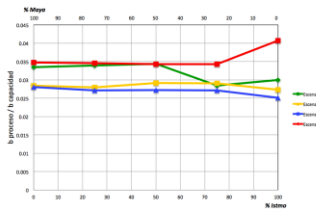
**Figura 103.** Utilización de procesos en Minatitlán para el escenario 3



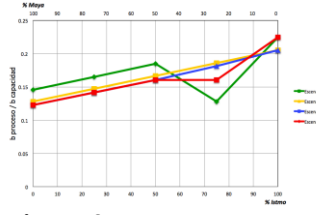
**Figura 104.** Utilización de procesos en Minatitlán para el escenario 4



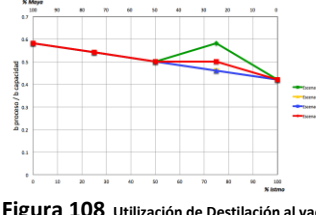
**Figura 105.** Utilización de Isomerización en Minatitlán por escenario



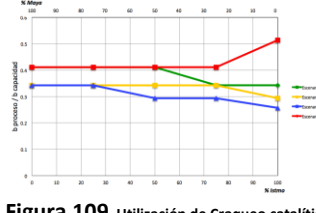
**Figura 106.** Utilización de Alquilación en Minatitlán por escenario



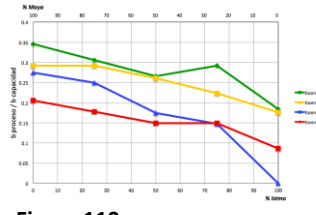
**Figura 107.** Utilización de Reformación en Minatitlán por escenario



**Figura 108.** Utilización de Destilación al vacío en Minatitlán por escenario



**Figura 109.** Utilización de Craqueo catalítico en Minatitlán por escenario



**Figura 110.** Utilización de coquización en Minatitlán por escenario

## 5.4 Refinería de Salamanca

### 5.4.1 Resultado de Rendimientos

La Figura 111 muestra los rendimientos del escenario 1 en Salamanca, donde se aprecia que la hipótesis 2 puntualiza los vectores de producción obtenidos de H/COMET. Resultado de la configuración de la refinería (desintegración catalítica más alquilación) no hay producción de coque. Los rendimientos del escenario 2 se observan en la Figura 112, la hipótesis 2 se cumple, por otra parte, se aprecia una tendencia creciente de gasolinas, destilados intermedios y destilados pesados conforme mayor es el carácter de crudo Istmo.

El escenario 3 ilustra que la producción de destilados pesados decrece al aumentar la relación de crudo Istmo (Figura 113), la obtención de gasolina es la más baja de todos los escenarios. La hipótesis 2 se ajusta convenientemente a los resultados simulados de H/COMET. La Figura 114 muestra que la hipótesis 2 constituye correctamente los vectores de producción en el escenario 4, es notable que el rendimiento de destilados pesados sigue siendo considerable en contra parte de la producción de gasolinas.

La producción de GLP por cada escenario (Figura 115) exterioriza que el escenario 1 y 4 generan la mayor de obtención de este petrolífero y el escenario 3 la menor. La hipótesis 1 para este caso es cierta porque la producción de GLP cambia para cada escenario estableciendo que la obtención de este refinado depende de los niveles de precios. El escenario 1 despliega la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 116), la hipótesis 1 se cumple ya que en cada escenario existe una producción distinta de gasolinas. Los destilados intermedios en Salamanca (Figura 117) manifiestan desiguales rendimientos por lo que la hipótesis 1 es cierta. En este apartado en el escenario 2 y 3 se alcanzan la mayor producción de este refinado. La Figura 118 detalla la obtención de destilados pesados, donde el escenario 4 y 3 provocan una mayor producción de este petrolífero mientras los escenarios 1 y 2 describen la menor. La hipótesis 1 se verifica al observar desemejantes rendimientos por escenario.

### 5.4.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

La utilización de los procesos de refinación en el escenario 1 para Salamanca se expresa en la Figura 119, los procesos se ajustan a una tendencia rectilínea. La Figura 120 ilustra la utilización de procesos para el escenario 2. En el escenario 3 (Figura 121) se muestra la tendencia de los procesos de refinación en Salamanca. La utilización de los procesos en el escenario 4 se grafica en la Figura 122.

En la Figura 123 se observa que la utilización del proceso de isomerización por escenario. La utilización de alquilación en Salamanca (Figura 124) se expone los niveles utilización por escenario. La Figura 125 señala que la utilización de la reformación de cada escenario. Para la destilación al vacío (Figura 126) se aprecia que los niveles de utilización son idénticos, excepto en el escenario 3. El grado de utilización del craqueo catalítico en Salamanca se manifiesta en la Figura 126.

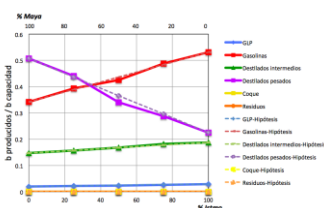


Figura 111. Rendimientos de petrolíferos en Salamanca para el escenario 1

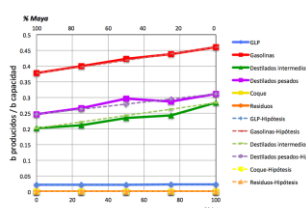


Figura 112. Rendimientos de petrolíferos en Salamanca para el escenario 2

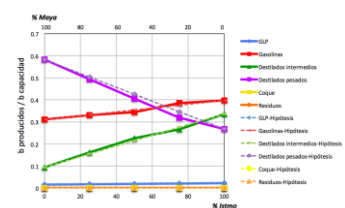


Figura 113. Rendimientos de petrolíferos en Salamanca para el escenario 3

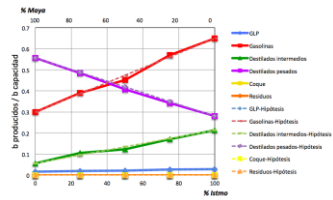


Figura 114. Rendimientos de petrolíferos en Salamanca para el escenario 4

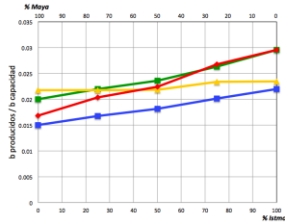


Figura 115. Rendimientos de GLP en Salamanca por escenario

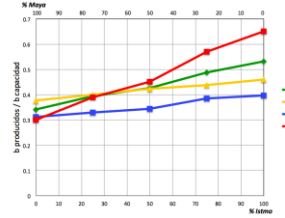


Figura 116. Rendimientos de gasolinas en Salamanca por escenario

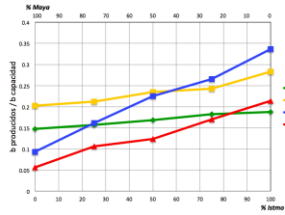


Figura 117. Rendimientos de destilados intermedios en Salamanca por escenario

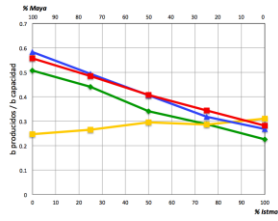


Figura 118. Rendimientos de destilados pesados en Salamanca por escenario

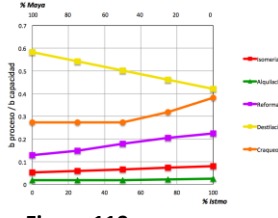


Figura 119. Utilización de procesos en Salamanca para el escenario 1

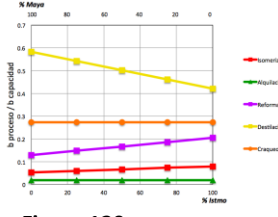


Figura 120. Utilización de procesos en Salamanca para el escenario 2

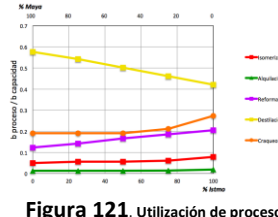


Figura 121. Utilización de procesos en Salamanca para el escenario 3

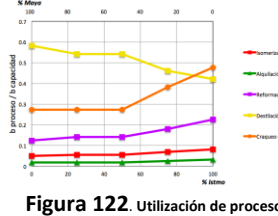


Figura 122. Utilización de procesos en Salamanca para el escenario 4

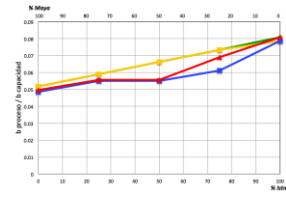


Figura 123. Utilización de Isomerización en Salamanca por escenario

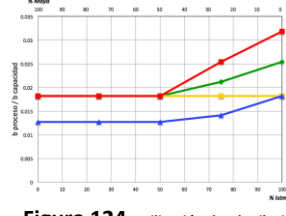


Figura 124. Utilización de Alquilación en Salamanca por escenario

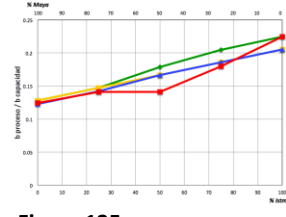


Figura 125. Utilización de Reformación en Salamanca por escenario

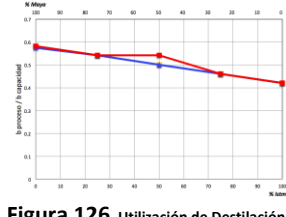


Figura 126. Utilización de Destilación al vacío en Salamanca por escenario

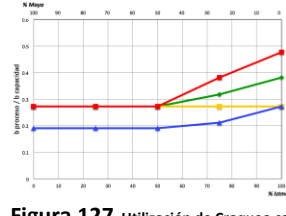


Figura 127. Utilización de Craqueo catalítico en Salamanca por escenario

## 5.5 Refinería de Salina Cruz

### 5.5.1 Resultado de Rendimientos

La Figura 128 muestra los rendimientos del escenario 1 en Salina Cruz, donde se aprecia que la hipótesis 2 describe confiablemente los vectores de producción obtenidos de H/COMET. Además, se observa que la producción de gasolinas tiende a crecer conforme la composición de crudo Istmo aumenta, no obstante, esta tendencia es contraria a la producción de destilados pesados, lo que es progresivo cuando la relación de Maya es mayor. Por la configuración FCC-Alquilación de esta refinería tampoco hay producción de coque, al no contar con el proceso de coquización. Los rendimientos del escenario 2 se observan en la Figura 129, la hipótesis 2 se cumple y también se aprecia una tendencia creciente de gasolinas, destilados intermedios y destilados pesados conforme mayor es el carácter de crudo Istmo, la producción de GLP se mantiene constante.

El escenario 3 se ilustra en la Figura 130 que la hipótesis 2 se ajusta adecuadamente a la mayoría de la producción de petrolíferos, es remarcable que la producción de destilados pesados es mayor en una composición pura de Maya y decrece al aumentar la relación de petróleo Istmo. La Figura 131

muestra que la hipótesis 2 representa debidamente los vectores de producción en el escenario 4, además se visualiza que el incremento en la obtención de gasolinas se compensa con la disminución de destilados pesados.

Comparando la producción de GLP por cada escenario (Figura 132) se encuentra que el escenario 1 genera la mayor de obtención de este petrolífero y el escenario 3 la menor. La hipótesis 1 para esta ocasión es cierta porque la producción de GLP cambia para cada escenario señalando que los niveles de precios afectan la elaboración de este producto. El escenario 4 presenta la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 133), la hipótesis 1 se cumple ya que cada escenario tiene una producción distinta de gasolinas.

Los destilados intermedios en Salina Cruz (Figura 134) muestran desiguales rendimientos por lo que la hipótesis 1 es cierta. En este apartado en el escenario 4 se adquiere la menor producción de este refinado. La Figura 135 detalla la obtención de destilados pesados, donde el escenario 4 incentiva una mayor producción de este petrolífero y el escenario 2 describe la menor en casi todas las relaciones de crudo Maya e Istmo. La hipótesis 1 se verifica observando desemejantes rendimientos por escenario.

### 5.5.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

La utilización de los procesos de refinación en Salina Cruz para el escenario 1 se expresa en la Figura 136. En el escenario 2 la Figura 137 ilustra la utilización de procesos de plantas asociadas. El escenario 3 (Figura 138) se representa la tendencia de los procesos de refinación en Salina Cruz. La utilización de procesos en el escenario 4 se ilustra en la Figura 139.

La utilización de isomerización en Salina Cruz (Figura 140) muestra los disímiles niveles de utilización por escenario. En la Figura 141 se observa la utilización del proceso de alquilación por escenario. La Figura 142 señala que la utilización de la reformación difiere por escenario. Para la destilación al vacío (Figura 143) se exhiben similares niveles de utilización en cada escenario. En el proceso de craqueo catalítico en Salina Cruz (Figura 145), se aprecian distintos niveles de utilización. La utilización de la reductora de viscosidad por escenario se visualiza en la Figura 145, en esta ocasión el escenario 3 y 4 evidencian los menores usos del proceso.

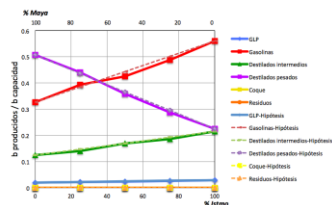


Figura 128. Rendimientos de petrolíferos en Salina Cruz para el escenario 1

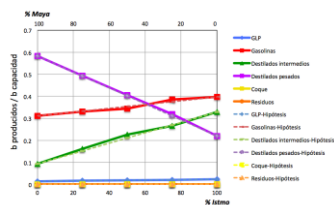


Figura 130. Rendimientos de petrolíferos en Salina Cruz para el escenario 3

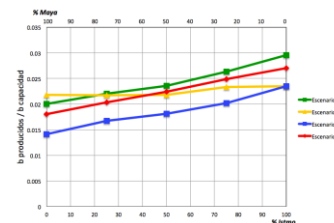


Figura 132. Rendimientos de GLP en Salina Cruz por escenario

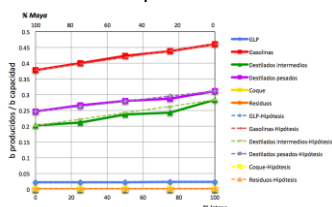


Figura 129. Rendimientos de petrolíferos en Salina Cruz para el escenario 2

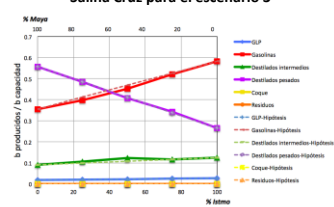
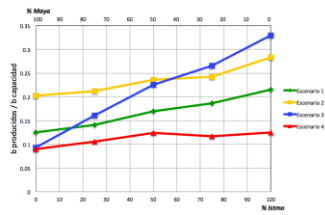


Figura 131. Rendimientos de petrolíferos en Salina Cruz para el escenario 4

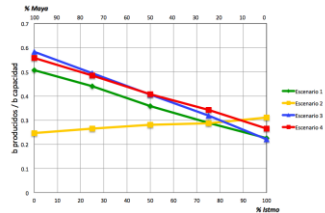


Figura 133. Rendimientos de gasolinas en Salina Cruz por escenario

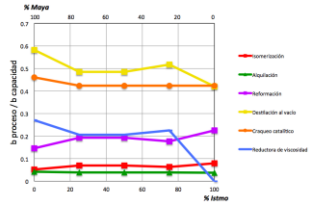




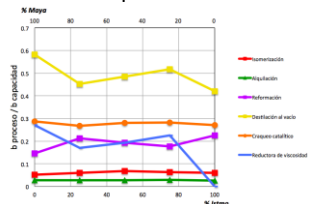
**Figura 134.** Rendimientos de destilados intermedios en Salina Cruz por escenario



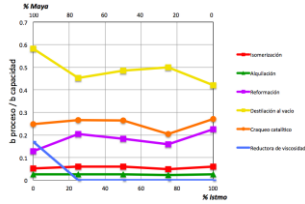
**Figura 135.** Rendimientos de destilados pesados en Salina Cruz por escenario



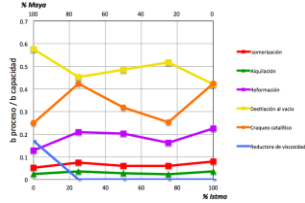
**Figura 136.** Utilización de procesos en Salina Cruz para el escenario 1



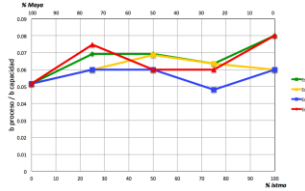
**Figura 137.** Utilización de procesos en Salina Cruz para el escenario 2



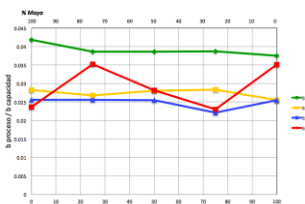
**Figura 138.** Utilización de procesos en Salina Cruz para el escenario 3



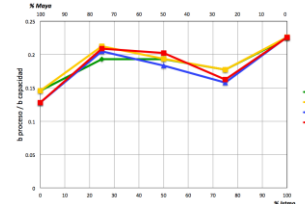
**Figura 139.** Utilización de procesos en Salina Cruz para el escenario 4



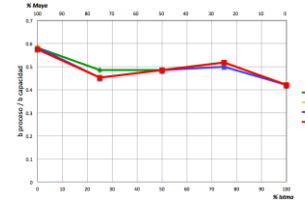
**Figura 140.** Utilización de Isomerización en Salina Cruz por escenario



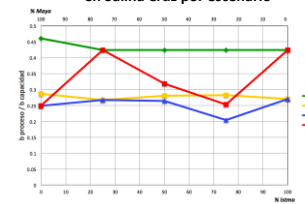
**Figura 141.** Utilización de Alquilación en Salina Cruz por escenario



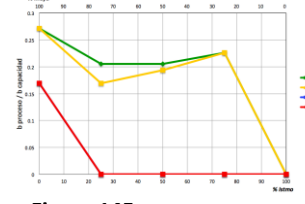
**Figura 142.** Utilización de Reformación en Salina Cruz por escenario



**Figura 143.** Utilización de Destilación al vacío en Salina Cruz por escenario



**Figura 144.** Utilización de Craqueo catalítico en Salina Cruz por escenario



**Figura 145.** Utilización de Reductora de viscosidad en Salina Cruz por escenario

## 5.6 Refinería de Tula

### 5.6.1 Resultado de Rendimientos

La Figura 146 muestra los rendimientos del escenario 1 en Tula, donde se aprecia que la hipótesis 2 puntualiza precisamente los vectores de producción obtenidos de H/COMET, por otro lado, se observa que la producción de gasolinas y destilados intermedios incrementa conforme la composición de crudo Istmo aumenta, no obstante, la tendencia es contraria a la producción de destilados pesados que es creciente cuando el porcentaje de Maya es mayor. En esta refinería no se produce coque al igual que Salamanca y Salina Cruz a causa de su configuración. Los vectores de producción del escenario 2 se observan en la Figura 147, la hipótesis 2 se verifica y también se aprecia una tendencia creciente de gasolinas y destilados intermedios conforme mayor es el carácter de crudo Istmo. Los rendimientos del escenario 3 se observan en la Figura 148, la hipótesis 2 predice satisfactoriamente la producción de los grupos de petrolíferos. La Figura 149 muestra que la hipótesis 2 constituye debidamente los vectores de producción en el escenario 4, en esta ocasión es notable el decline de la disminución de destilados intermedios, nivelado con el incremento sustancial de destilados pesados.

La producción de GLP por cada escenario (Figura 150) exterioriza que el escenario 4 genera la mayor obtención de este refinado y el escenario 3 y 2 la menor. La hipótesis 1 para este caso es verdad porque la producción de GLP aunque tiende a ser constante cambia para cada escenario. El escenario

4 presenta la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 151), la hipótesis 1 se cumple ya que en cada escenario existe una producción distinta de gasolinas. Los destilados intermedios en Tula (Figura 152) manifiestan desiguales rendimientos por lo que la hipótesis 1 es positiva. En el escenario 2 se alcanzan la mayor producción de este refinado. La Figura 153 grafica la obtención de destilados pesados, donde el escenario 4 procura una mayor producción de este petrolífero, mientras los escenarios 1 y 2 describen la menor. La hipótesis 1 se verifica al observar desemejantes rendimientos por escenario.

### 5.6.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

La utilización de los procesos de refinación de Tula en el escenario 1 se grafican en la Figura 154, los procesos establecen una tendencia lineal. La Figura 155 ilustra la utilización de procesos para el escenario 2. En el escenario 3 (Figura 156) se presentan los procesos de refinación en Tula donde se observa comportamiento lineal en cada proceso. La utilización de procesos en el escenario 4 se grafica en la Figura 157.

En la Figura 158 se ilustra la utilización del proceso de isomerización por escenario. La utilización de alquilación en Tula (Figura 159) expone los diferentes grados de utilización. La Figura 160 señala que la utilización de la reformación es idéntica para el escenario 1, 2 y 4. El proceso de destilación al vacío (Figura 161) exhibe los niveles de utilización en cada escenario. El grado de utilización del craqueo catalítico en Tula se distingue en la Figura 162. La utilización de la reductora de viscosidad por escenario se visualiza en la Figura 163, en este caso el uso del proceso decrece al aumentar la relación de crudo Istmo.

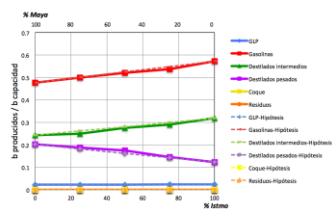


Figura 146. Rendimientos de petrolíferos en Tula para el escenario 1

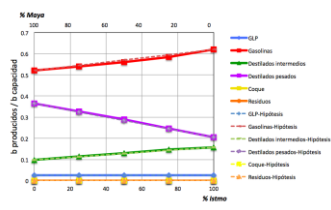


Figura 149. Rendimientos de petrolíferos en Tula para el escenario 4

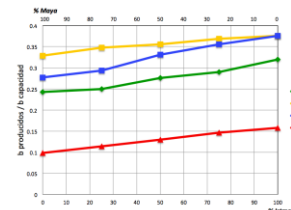


Figura 152. Rendimientos de destilados intermedios en Tula por escenario

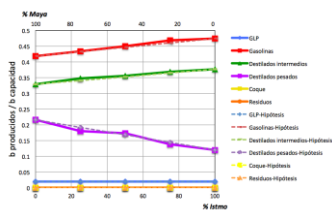


Figura 147. Rendimientos de petrolíferos en Tula para el escenario 2

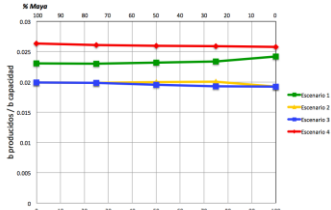


Figura 150. Rendimientos de GLP en Tula por escenario

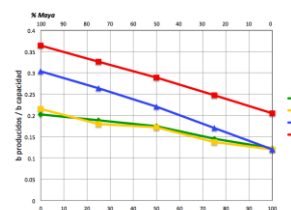


Figura 153. Rendimientos de destilados pesados en Tula por escenario

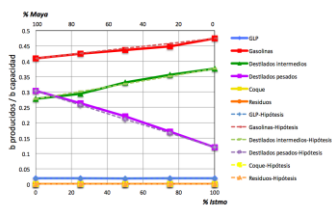


Figura 148. Rendimientos de petrolíferos en Tula para el escenario 3

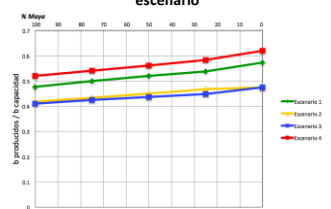


Figura 151. Rendimientos de gasolinas en Tula por escenario

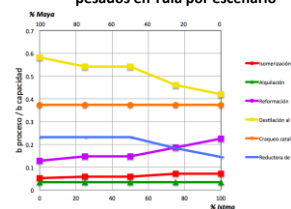


Figura 154. Utilización de procesos en Tula para el escenario 1

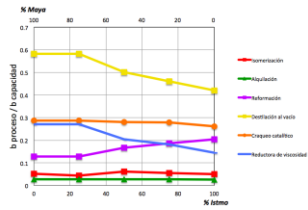


Figura 155. Utilización de procesos en Tula para el escenario 2

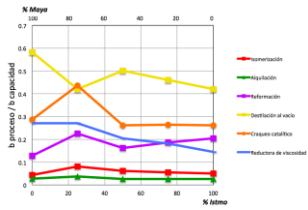


Figura 156. Utilización de procesos en Tula para el escenario 3

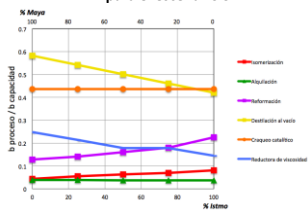


Figura 157. Utilización de procesos en Tula para el escenario 4

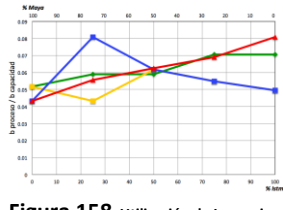


Figura 158. Utilización de Isomerización en Tula por escenario

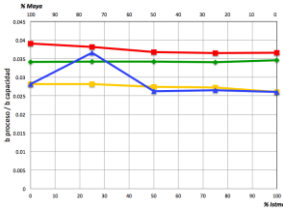


Figura 159. Utilización de Alquilación en Tula por escenario



Figura 160. Utilización de Reformación en Tula por escenario

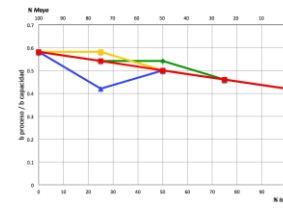


Figura 161. Utilización de Destilación al vacío en Tula por escenario

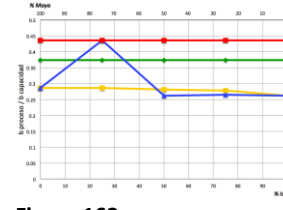


Figura 162. Utilización de Craqueo catalítico en Tula por escenario

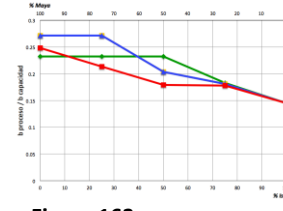


Figura 163. Utilización de Reductora de viscosidad en Tula por escenario

## 5.7 Refinería de Salamanca reconfigurada

### 5.7.1 Resultado de Rendimientos

Los vectores de producción de Salamanca reconfigurada ahora presentarán la producción de coque derivado de la reestructuración al adicionar el proceso de coquización. La Figura 164 muestra los rendimientos del escenario 1 en Salamanca reconfigurada, donde se aprecia que la hipótesis 2 puntualiza precisamente los vectores de producción obtenidos de H/COMET, igualmente se observa que la producción de gasolinas y destilados intermedios incrementa consumiendo gran parte de los destilados pesados consecuencia de la reconfiguración. Los rendimientos del escenario 2 se observan en la Figura 165, la hipótesis 2 se cumple y también se visualiza la disminución de destilados pesados para agrandar la producción de gasolinas y destilados intermedios. El escenario 3 ilustra un comportamiento similar al caso anterior, la producción de gasolina y de destilados intermedios mejora (Figura 166) al utilizar los destilados pesados para transformarlos en componentes más ligeros. La hipótesis 2 se ajusta adecuadamente a los resultados simulados de H/COMET. La Figura 167 muestra que la hipótesis 2 constituye confiablemente los vectores de producción en el escenario 4, en esta ocasión es trascendental la producción elevada de gasolinas acompañada de la obtención similar de destilados intermedios y pesados.

La producción de GLP por cada escenario (Figura 168) exterioriza que el escenario 1 genera la mayor obtención de este petrolífero y el escenario 3 la menor. La hipótesis 1 para este caso es cierta porque la producción de GLP varía para cada escenario indicando que la refinación de este producto es función de los niveles de precios. El escenario 1 presenta la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 169), la hipótesis 1 se cumple ya que en cada escenario existe una producción distinta de gasolinas, es evidente el acrecentamiento de este grupo de petrolíferos al reconfigurar.

Los destilados intermedios en Salamanca reconfigurada (Figura 170) manifiestan desiguales rendimientos por lo que la hipótesis 1 es cierta. En este apartado en el escenario 2 y 3 se alcanza la mayor producción de este grupo de refinados. La Figura 171 detalla la obtención de destilados

pesados, como es de esperarse, hay una disminución considerable de éstos debido a la reconfiguración de la refinería. La hipótesis 1 se verifica al observar desemejantes rendimientos por escenario independientemente del decrecimiento de éstos. Para el coque (Figura 172) se indica que por escenario la producción es diferente, por lo tanto, la hipótesis 1 se cumple. Los resultados de residuos por escenario no se presentan porque en todos los casos son cero.

### 5.7.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

La utilización de los procesos de refinación para el escenario 1 en Salamanca reconfigurada se expresan en la Figura 173, en este caso ya aparece el proceso de coquización derivado de la reconfiguración. La Figura 174 ilustra el nivel de utilización de procesos para el escenario 2. En el escenario 3 (Figura 175) se presenta la tendencia de los procesos de refinación en Salamanca reconfigurada. La utilización de procesos en el escenario 4 se grafica en la Figura 176.

En la Figura 177 se observa la utilización del proceso de isomerización por escenario, en esta ocasión se aprecia un comportamiento similar entre los escenarios. La alquilación en Salamanca reconfigurada (Figura 178) expone los diferentes niveles de utilización por escenario. La Figura 179 grafica la utilización de la reformación por escenario. Para la destilación al vacío en la Figura 180 se aprecian los niveles de utilización. El proceso de craqueo catalítico en Salamanca reconfigurada (Figura 181) refiere distintos grados de utilización. La utilización de coquización por escenario se ilustra en la Figura 182, con tendencia decreciente al incrementar la composición de crudo Istmo.

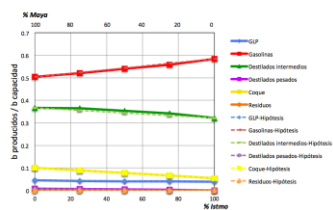


Figura 164. Rendimientos de petrolíferos en Salamanca reconfigurada para el escenario 1

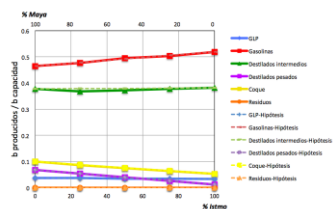


Figura 165. Rendimientos de petrolíferos en Salamanca reconfigurada para el escenario 2

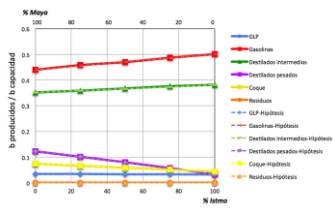


Figura 166. Rendimientos de petrolíferos en Salamanca reconfigurada para el escenario 3

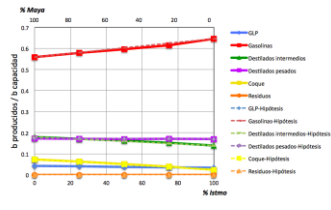


Figura 167. Rendimientos de petrolíferos en Salamanca reconfigurada para el escenario 4

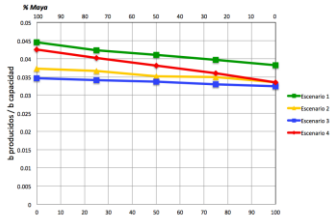


Figura 168. Rendimientos de GLP en Salamanca reconfigurada por escenario

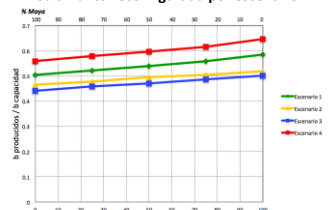


Figura 169. Rendimientos de gasolinas en Salamanca reconfigurada por escenario

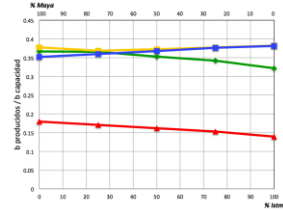


Figura 170. Rendimientos de destilados intermedios en Salamanca reconfigurada por escenario

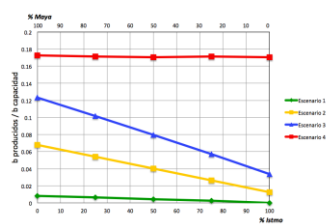


Figura 171. Rendimientos de destilados pesados en Salamanca reconfigurada por escenario

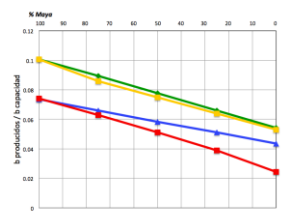
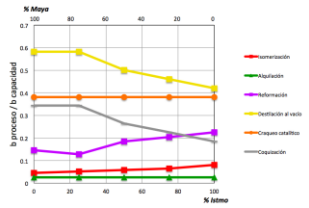
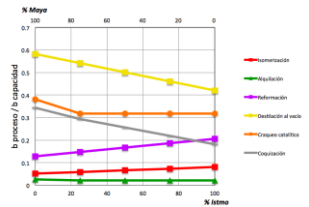


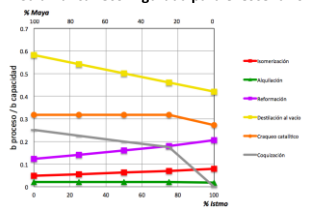
Figura 172. Rendimientos de coque en Salamanca reconfigurada por escenario



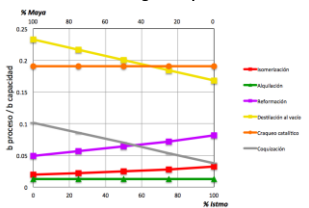
**Figura 173.** Utilización de procesos en Salamanca reconfigurada para el escenario 1



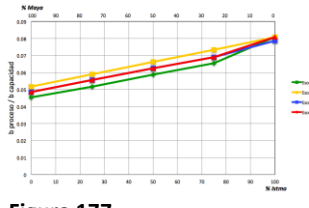
**Figura 174.** Utilización de procesos en Salamanca reconfigurada para el escenario 2



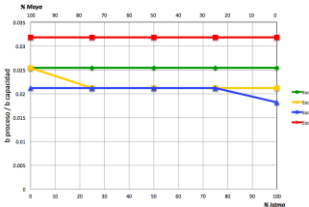
**Figura 175.** Utilización de procesos en Salamanca reconfigurada para el escenario 3



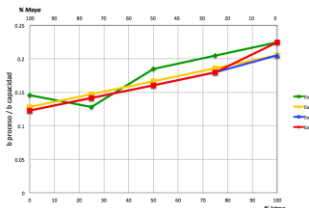
**Figura 176.** Utilización de procesos en Salamanca reconfigurada para el escenario 4



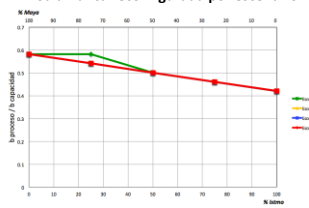
**Figura 177.** Utilización de Isomerización en Salamanca reconfigurada por escenario



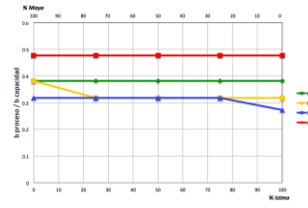
**Figura 178.** Utilización de Alquilación en Salamanca reconfigurada por escenario



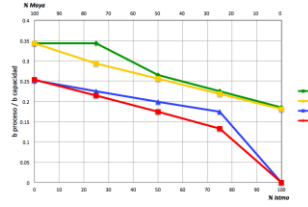
**Figura 179.** Utilización de Refinación en Salamanca reconfigurada por escenario



**Figura 180.** Utilización de Destilación al vacío en Salamanca reconfigurada por escenario



**Figura 181.** Utilización de Craqueo catalítico en Salamanca reconfigurada por escenario



**Figura 182.** Utilización de Coquización en Salamanca reconfigurada por escenario

## 5.8 Refinería de Salina Cruz reconfigurada

### 5.8.1 Resultado de Rendimientos

Los rendimientos de Salina Cruz reconfigurada, en este caso mostrarán la producción de coque derivado de la reestructuración al adicionar el proceso de coquización. La Figura 183 grafica los rendimientos del escenario 1 en la refinería reconfigurada, donde se aprecia que la hipótesis 2 determina certeramente los vectores de producción obtenidos de H/COMET, el incremento de la producción de gasolinas y destilados intermedios se hace remarcable como resultado de la reconfiguración.

Los rendimientos del escenario 2 se observan en la Figura 184, la hipótesis 2 se cumple además se visualiza la disminución de destilados pesados para expandir la producción de gasolinas y destilados intermedios. El escenario 3 ilustra un comportamiento similar al apartado anterior, la producción de gasolina y de destilados intermedios mejora (Figura 185) al utilizar los destilados pesados para convertirlos en productos más ligeros. La hipótesis 2 se ajusta adecuadamente a los resultados, salvo en el caso de los destilados pesados donde los datos quedan ligeramente sobrevalorados. La Figura 186 muestra que la hipótesis 2 constituye confiablemente los vectores de producción en el escenario 4. Derivado del análisis también se percibe que la producción de destilados pesados supera la obtención de destilados intermedios.

Los rendimientos de GLP por cada escenario (Figura 187) manifiesta que el escenario 1 genera la mayor de obtención de este petrolífero y el escenario 3 la menor. La hipótesis 1 para este caso es

positiva porque la producción de GLP distingue cada escenario, implicando que en la refinación de este producto influyen los niveles de precios. La producción de gasolinas en Salina Cruz reconfigurada (Figura 188) revela desiguales rendimientos, por lo que la hipótesis 1 es cierta. En este apartado, los escenarios 1 y 4 consiguen la mayor producción de este grupo de refinados. Los destilados intermedios en Salamanca reconfigurada (Figura 189) ilustran diferentes rendimientos por lo que la hipótesis 1 es verdadera. En este apartado en el escenario 2 logra la mayor producción de este grupo de refinados.

La Figura 190 señala la obtención de destilados pesados, los escenarios 1 y 2 llegan a las más baja producción, en consecuencia, estos escenarios incrementan la cantidad de gasolinas y destilados intermedios. La hipótesis 1 se autentifica al observar desemejantes rendimientos por escenario. Para el caso del coque (Figura 191) se advierte que por escenarios la producción es diferente por lo tanto la hipótesis 1 se cumple, como resultado de no producir este petrolífero en el escenario 4 los destilados pesados se incrementan. Los resultados de residuos por escenario no se muestran porque en todos los casos son cero.

### 5.8.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

La utilización de los procesos de refinación Salina Cruz reconfigurada para el escenario 1 se grafica en la Figura 192, al igual que en la reconfiguración de Salamanca aparece el proceso de coquización. La Figura 193 ilustra el nivel de utilización de procesos para el escenario 2. Se presenta la tendencia de los procesos de refinación en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 3 en la Figura 194. La utilización de procesos en el escenario 4 se aprecia en la Figura 195.

En la Figura 196 se observa la utilización del proceso de isomerización por escenario. La utilización de alquilación en Salina Cruz reconfigurada (Figura 197) muestra los diversos niveles de uso por escenario. La Figura 198 grafica el grado de utilización de la reformación por escenario. Para la destilación al vacío se exhiben idénticos niveles de utilización en la Figura 199. El proceso de craqueo catalítico en Salina Cruz reconfigurada (Figura 200) manifiesta los niveles de utilización. La reducción de viscosidad por escenario se grafica en la Figura 201, por otra parte, la Figura 202 ilustra la utilización de coquización por escenario, el escenario 4 no utiliza la coquización por ello en la Figura 191 no se produce coque.

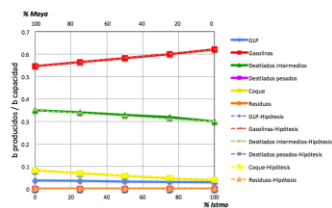


Figura 183. Rendimientos de petrolíferos en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 1

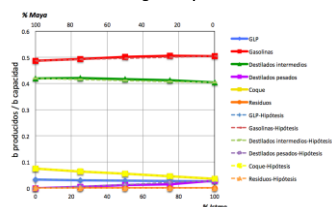


Figura 184. Rendimientos de petrolíferos en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 2

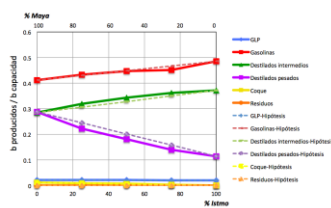


Figura 185. Rendimientos de petrolíferos en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 3

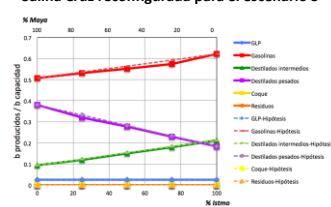


Figura 186. Rendimientos de petrolíferos en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 4

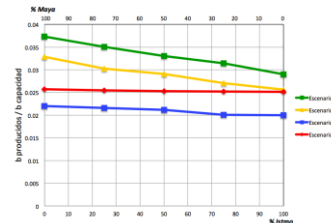


Figura 187. Rendimientos de GLP en Salina Cruz reconfigurada por escenario

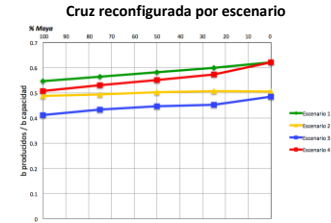
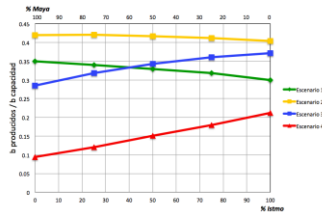
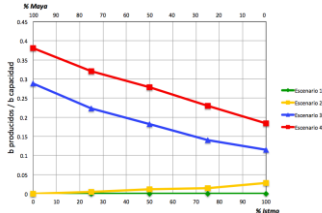


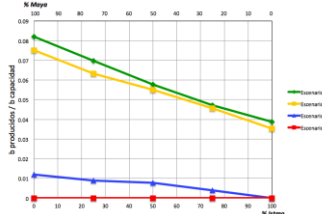
Figura 188. Rendimientos de gasolinas en Salina Cruz reconfigurada por escenario



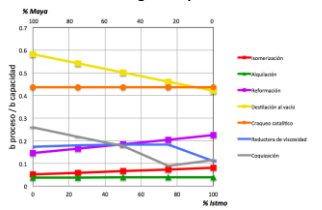
**Figura 189** Rendimientos de destilados intermedios en Salina Cruz reconfigurada por escenario



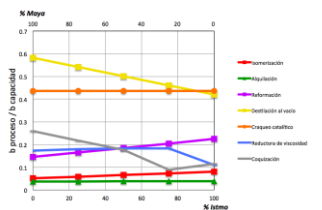
**Figura 190** Rendimientos de destilados pesados en Salina Cruz reconfigurada por escenario



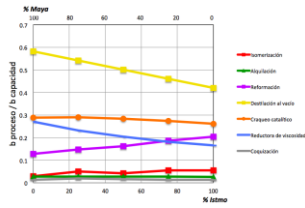
**Figura 191** Rendimientos de coque en Salina Cruz reconfigurada por escenario



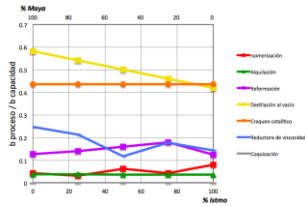
**Figura 192** Utilización de procesos en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 1



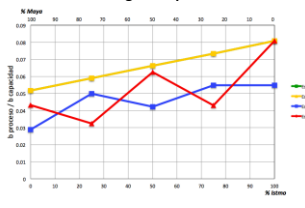
**Figura 193** Utilización de procesos en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 2



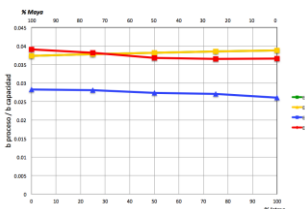
**Figura 194** Utilización de procesos en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 3



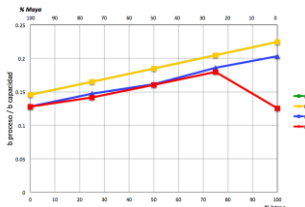
**Figura 195** Utilización de procesos en Salina Cruz reconfigurada para el escenario 4



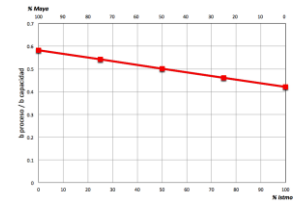
**Figura 196** Utilización de Isomerización en Salina Cruz reconfigurada por escenario



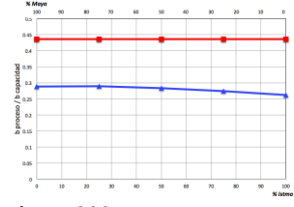
**Figura 197** Utilización de Alquilación en Salina Cruz reconfigurada por escenario



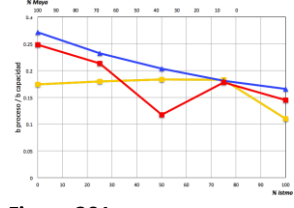
**Figura 198** Utilización de Reformación en Salina Cruz reconfigurada por escenario



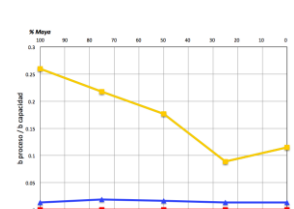
**Figura 199** Utilización de Destilación al vacío en Salina Cruz reconfigurada por escenario



**Figura 200** Utilización de Craqueo catalítico en Salina Cruz reconfigurada por escenario



**Figura 201** Utilización de Reductora de viscosidad en Salina Cruz reconfigurada por escenario



**Figura 202** Utilización de Coquización en Salina Cruz reconfigurada por escenario

## 5.9 Refinería de Tula reconfigurada

### 5.9.1 Resultado de Rendimientos

Los vectores de producción de Tula reconfigurada, al igual que Salamanca y Salina reconfiguradas, exhibirán la producción de coque al añadir el proceso de coquización. La Figura 203 grafica los rendimientos del escenario 1 en mencionada refinería reconfigurada, se puede apreciar que la hipótesis 2 indica precisamente los vectores de producción adquiridos de H/COMET, por otro lado, se observa que la producción de gasolinas y destilados intermedios crece a partir de los destilados pesados como efecto de la reestructuración en Tula.

Los rendimientos del escenario 2 se observan en la Figura 204, la hipótesis 2 se valida, de igual manera se aprecia la disminución de destilados pesados para aumentar la producción de gasolinas y destilados intermedios. El escenario 3 ilustra cómo la producción de gasolina y de destilados intermedios es creciente conforme la relación de istmo es mayor (Figura 1205), en este caso la disminución de destilados pesados no es tan evidente, aun así, la hipótesis 2 se ajusta adecuadamente a los resultados simulados por H/COMET. La Figura 206 prueba que la hipótesis 2 constituye viablemente los vectores de producción en el escenario 4, en esta ocasión es trascendental que se demuestra el decline de la producción de destilados intermedios comparada con de destilados pesados cuando la proporción de Maya aumenta.

Los rendimientos de GLP por cada escenario señalan que el escenario 1 genera la mayor obtención de este petrolífero y el escenario 3 la menor (Figura 207). La hipótesis 1 para esta circunstancia es cierta debido a que la producción de GLP es distinta para cada escenario. El escenario 1 presenta la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 208), la hipótesis 1 se afirma porque en cada escenario existe una producción distinta de gasolinas, es evidente el incremento de este grupo de petrolíferos al reconfigurar principalmente para el escenario 1 y 4. Los destilados intermedios en Tula reconfigurada (Figura 209) revelan distintos rendimientos por lo que la hipótesis 1 se concreta. El escenario 2 logra la mayor producción de este grupo de refinados.

La Figura 210 ilustra la obtención de destilados pesados, en el escenario 1 se consumen los destilados para convertirse primordialmente en gasolinas, mientras que en el escenario 2 la disminución de estos destilados se transforma en destilados intermedios. La hipótesis 1 se verifica al observar distintos rendimientos por escenario.

En la Figura 211 se enfatiza que los escenarios de producción de coque son diferentes, por ende, la hipótesis 1 se cumple. El escenario 4 no produce coque, porque hay un alto porcentaje de gasolinas (Figura 208) y destilados pesados (Figura 210) que no se procesan en la coquizadora. Los resultados de residuos por escenario no se presentan porque en todos los casos son cero.

### 5.9.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

La utilización en el escenario 1 de los procesos de refinación Tula reconfigurada se formulan en la Figura 212, todos los procesos presentan una tendencia lineal. La Figura 213 despliega la utilización de procesos para el escenario 2. En el escenario 3 (Figura 214) se muestra la tendencia de los procesos de refinación en Tula reconfigurada. La utilización de procesos en el escenario 4 se ilustra la Figura 215.

En la Figura 216 se observa la utilización del proceso de isomerización por escenario. La utilización de alquilación en Tula reconfigurada (Figura 217) exponer los distintos grados de utilización por escenario. La Figura 218 indica que la utilización de la reformación difiere por escenario. Para la destilación al vacío (Figura 219) se aprecia idénticos niveles de utilización. En el proceso de craqueo catalítico en Tula reconfigurada (Figura 220) se distinguen los diferentes grados de utilización. El proceso de reducción de viscosidad por escenario se grafica en la Figura 221. La utilización de coquización por escenario se aprecia en la Figura 222, además se observa que en el escenario 4 no se emplea la coquizadora, causando que no haya producción de coque, tal como la Figura 211 muestra.

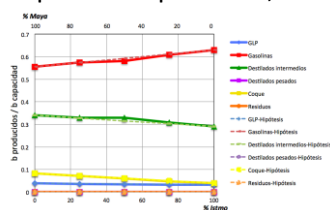


Figura 203. Rendimientos de petrolíferos en Tula reconfigurada para el escenario 1

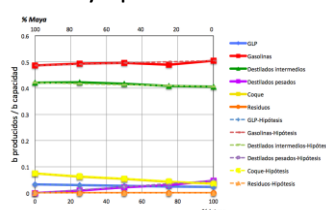


Figura 204. Rendimientos de petrolíferos en Tula reconfigurada para el escenario 2

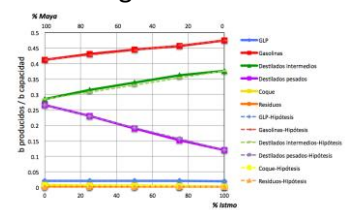


Figura 205. Rendimientos de petrolíferos en Tula reconfigurada para el escenario 3



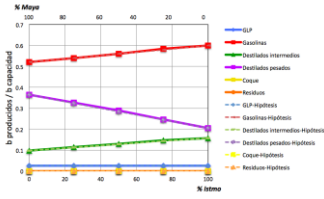


Figura 206. Rendimientos de petrolíferos en Tula reconfigurada para el escenario 4

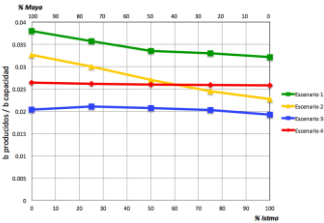


Figura 207. Rendimientos de GLP en Tula reconfigurada por escenario

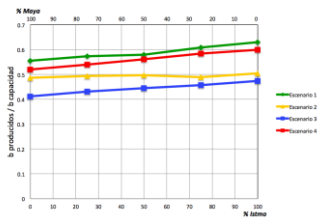


Figura 208. Rendimientos de gasolinas en Tula reconfigurada por escenario

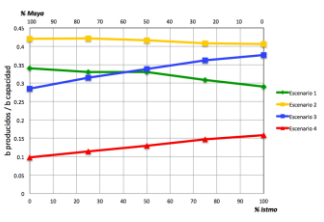


Figura 209. Rendimientos de destilados intermedios en Tula reconfigurada por escenario

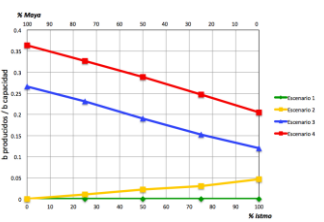


Figura 210. Rendimientos de destilados pesados en Tula reconfigurada por escenario

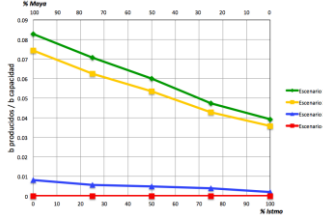


Figura 211. Rendimientos de coque en Tula reconfigurada por escenario

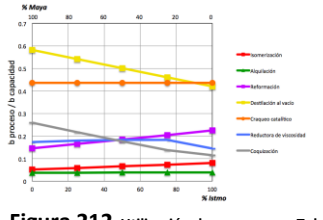


Figura 212. Utilización de procesos en Tula reconfigurada para el escenario 1

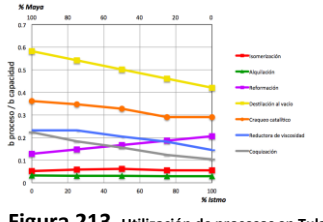


Figura 213. Utilización de procesos en Tula reconfigurada para el escenario 2

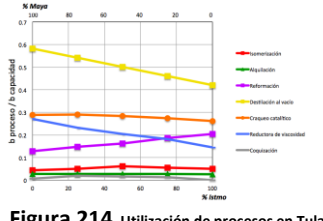


Figura 214. Utilización de procesos en Tula reconfigurada para el escenario 3

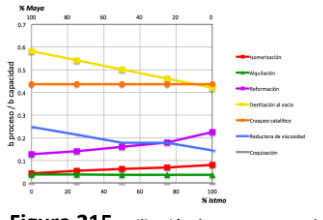


Figura 215. Utilización de procesos en Tula reconfigurada para el escenario 4

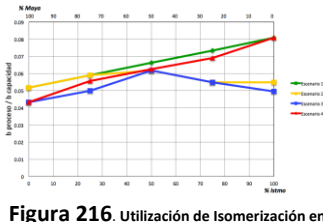


Figura 216. Utilización de Isomerización en Tula reconfigurada por escenario

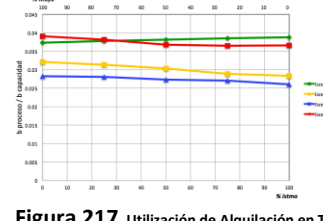


Figura 217. Utilización de Alquilación en Tula reconfigurada por escenario

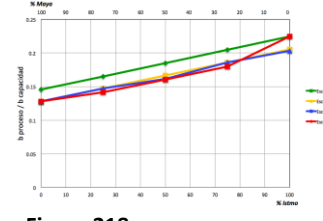


Figura 218. Utilización de Refinación en Tula reconfigurada por escenario



Figura 219. Utilización de Destilación al vacío en Tula reconfigurada por escenario

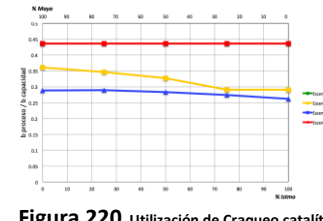


Figura 220. Utilización de Craqueo catalítico en Tula reconfigurada por escenario

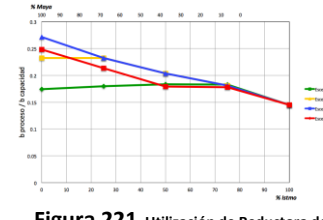


Figura 221. Utilización de Reductora de viscosidad en Tula reconfigurada por escenario

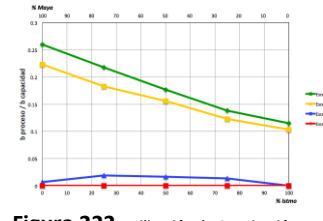


Figura 222. Utilización de Coquización en Tula reconfigurada por escenario

## 5.10 Nueva refinería

### 5.10.1 Resultado de Rendimientos

La Figura 223 muestra los rendimientos del escenario 1 en la Nueva refinería, donde se destaca que la hipótesis 2 puntualiza precisamente los vectores de producción obtenidos de H/COMET, del mismo modo se observa que la producción de gasolinas es elevada, dejando una baja obtención de

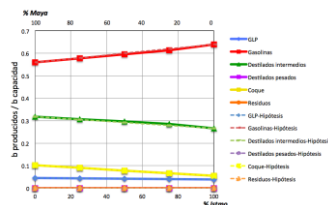
destilados pesados. Los rendimientos del escenario 2 se observan en la Figura 224, la hipótesis 2 se consolida, además se aprecia una tendencia constante de gasolinas y destilados intermedios creciendo sutilmente cuando la relación Istmo es mayor. El escenario 3 ilustra un comportamiento similar al caso anterior, sin embargo, la producción de gasolina y de destilados intermedios es menor (Figura 225) pero la de destilados pesados se acrecienta. La hipótesis 2 se ajusta adecuadamente a los resultados simulados de H/COMET. La Figura 226 expresa que la hipótesis 2 establece debidamente los vectores de producción en el escenario 4, es notable el decline de la producción de destilados intermedios compensado con el incremento principalmente de gasolinas y significativamente en destilados pesados.

La producción de GLP por cada escenario (Figura 277) exterioriza que el escenario 1 genera la mayor de obtención de este petrolífero y el escenario 3 la menor. La hipótesis 1 para este apartado es verdadera debido a que la producción de GLP se modifica para cada escenario implicando que la refinación de este petrolífero depende de los niveles de precios. El escenario 1 presenta la más alta producción de gasolinas y el escenario 3 la más baja (Figura 228), la hipótesis 1 se cumple porque en cada escenario existe una producción distinta de gasolinas. Los destilados intermedios en la Nueva refinería (Figura 229) manifiestan desiguales rendimientos por lo que la hipótesis 1 es cierta. En este caso el escenario 2 y 3 alcanzan la mayor producción de este refinado. La Figura 230 detalla la obtención de destilados pesados, donde el escenario 4 estimula una mayor producción de este petrolífero mientras que el escenario 1 no concibe el refinado puesto que se incrementa la obtención de gasolinas (Figura 228), GLP (Figura 227) y destilados intermedios (Figura 229). La hipótesis 1 se verifica al observar desemejantes rendimientos por escenario. Para el rendimiento de coque (Figura 231) se advierte que por escenarios la producción es diferente y decrece cuando la relación de petróleo Istmo aumenta por lo tanto la hipótesis 1 se válida. Los resultados de residuos por escenario no se presentan porque en todos los casos son cero.

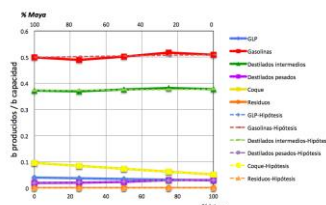
### 5.10.2 Resultado de la utilización de procesos de refinación

La utilización de los procesos de refinación del escenario 1 en la Nueva refinería se expresa en la Figura 232. En la Figura 233 se ilustra la utilización de procesos para el escenario 2. En el escenario 3 (Figura 234) se representa la tendencia de los procesos de refinación en la Nueva refinería. La utilización de procesos en el escenario 4 se grafica en la Figura 235.

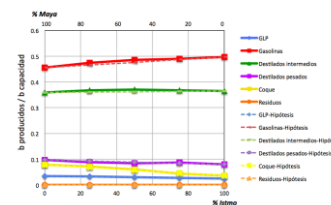
En la Figura 236 se observa el grado de utilización del proceso de isomerización por escenario. La utilización de alquilación en la Nueva refinería (Figura 237) exhibe los distintos niveles de utilización por escenario. La Figura 238 muestra la utilización de la reformación por cada escenario. Para la destilación al vacío (Figura 249) se aprecian idénticos niveles de utilización, excepto en el escenario 1. El proceso de craqueo catalítico por escenario en la Nueva refinería se observa en la Figura 230. La utilización de coquización por escenario se visualiza en la Figura 241.



**Figura 223.** Rendimientos de petrolíferos en Nueva refinería para el escenario 1



**Figura 224.** Rendimientos de petrolíferos en Nueva refinería para el escenario 2



**Figura 225.** Rendimientos de petrolíferos en Nueva refinería para el escenario 3

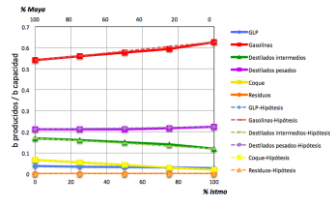


Figura 226. Rendimientos de petrolíferos en Nueva refinería para el escenario 4

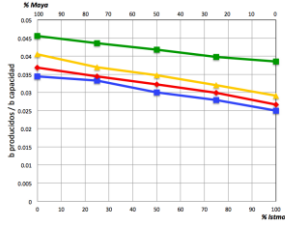


Figura 227. Rendimientos de GLP en Nueva refinería por escenario

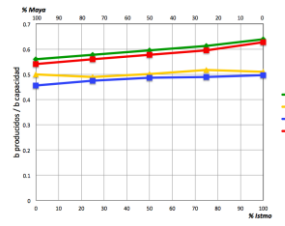


Figura 228. Rendimientos de gasolinas en Nueva refinería por escenario

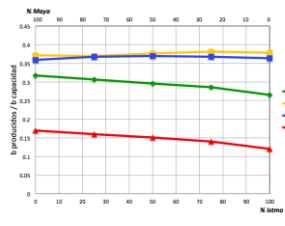


Figura 229. Rendimientos de destilados intermedios en Nueva refinería por escenario

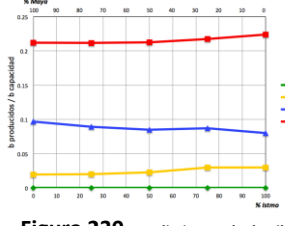


Figura 230. Rendimientos de destilados pesados en Nueva refinería por escenario

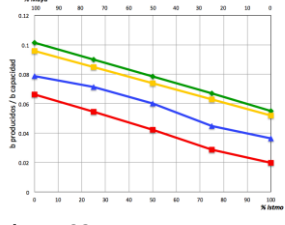


Figura 231. Rendimientos de coque en Nueva refinería por escenario

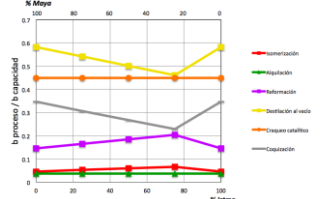


Figura 232. Utilización de procesos en Nueva refinería para el escenario 1

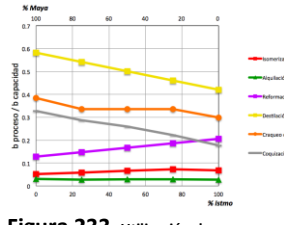


Figura 233. Utilización de procesos en Nueva refinería para el escenario 2

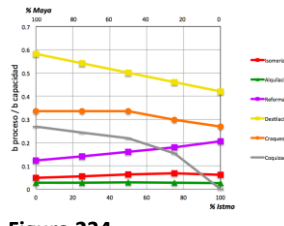


Figura 234. Utilización de procesos en Nueva refinería para el escenario 3

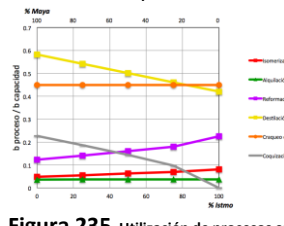


Figura 235. Utilización de procesos en Nueva refinería para el escenario 4

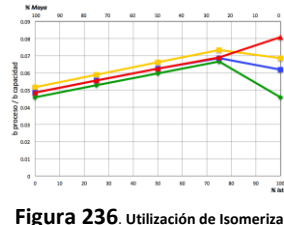


Figura 236. Utilización de Isomerización en Nueva refinería por escenario

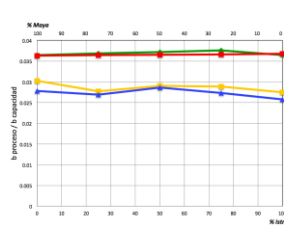


Figura 237. Utilización de Alquilación en Nueva refinería por escenario

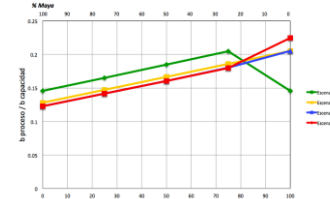


Figura 238. Utilización de Reformación en Nueva refinería por escenario

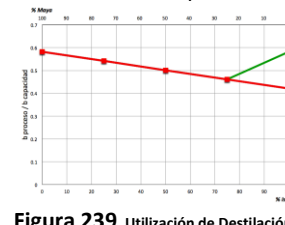


Figura 239. Utilización de Destilación al vacío en Nueva refinería por escenario

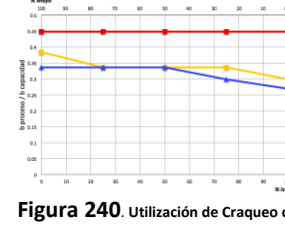


Figura 240. Utilización de Craqueo catalítico en Nueva refinería por escenario

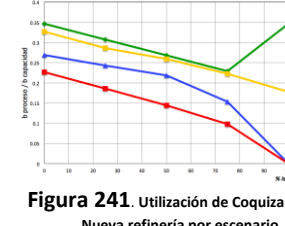


Figura 241. Utilización de Coquización en Nueva refinería por escenario

Posterior al análisis de los vectores de producción de los grupos de petrolíferos y utilización de procesos de refinación en el SNR se encuentra que la hipótesis 2 resulta viable para calcular los rendimientos en función únicamente de los crudos puros. Por otra parte se encontró que en la mayoría de los procesos de refinación cambia para cada escenario pero en algunos procesos se mantiene sin variación aparente al cambiar la composición de crudo lo que significa que ese

proceso se llena totalmente puesto que se toman los rendimientos óptimos de H/COMET, es decir, cuando algún proceso se usa totalmente, en consecuencia en pocos casos siempre se llena ese proceso primero y por eso algunas la gráficas muestran comportamiento uniforme para cada escenario.

En los rendimientos en las refinerías la hipótesis 1 resultó ser cierta, en otras palabras, ahora se puede afirmar que los niveles de precios afectan la obtención de petrolíferos por lo que hay una producción distinta para cada escenario y las ecuaciones características en cada caso se extraen para calcular a partir de ellas la generación de refinados en el SNR, así como el nivel de utilización de los procesos seleccionado de refinación.

## 5.11 Sustitución marginal

El rendimiento de los vectores de producción de petrolíferos, al sustituir crudos nacionales por crudos importados, se presentan como el diferencial de barriles producidos normalizados entre la capacidad de destilación de cada refinería ( $\Delta b$  producidos/b capacidad) que significa la variación del volumen producido de petrolíferos por cada barril de petróleo que ingresa a la refinería con base en las composiciones de mezcla expuestas en el capítulo 4 (Sustitución marginal). Es importante retomar que estos vectores son correctivos por lo que cuantifican el aumento o decremento en la producción de cada petrolífero en las refinerías.

### 5.11.1 Sustitutos de Istmo

#### 5.11.1.1 West Texas intermediate (WTI) - Estados Unidos

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Istmo por WTI en la refinería de Cadereyta se grafica en la Figura 242. Se obtiene mejora en el rendimiento de gasolina, en cambio la producción de destilados intermedios adquiere valores negativos, es decir una disminución de éstos al ir incrementando paulatinamente la cantidad de crudo WTI.

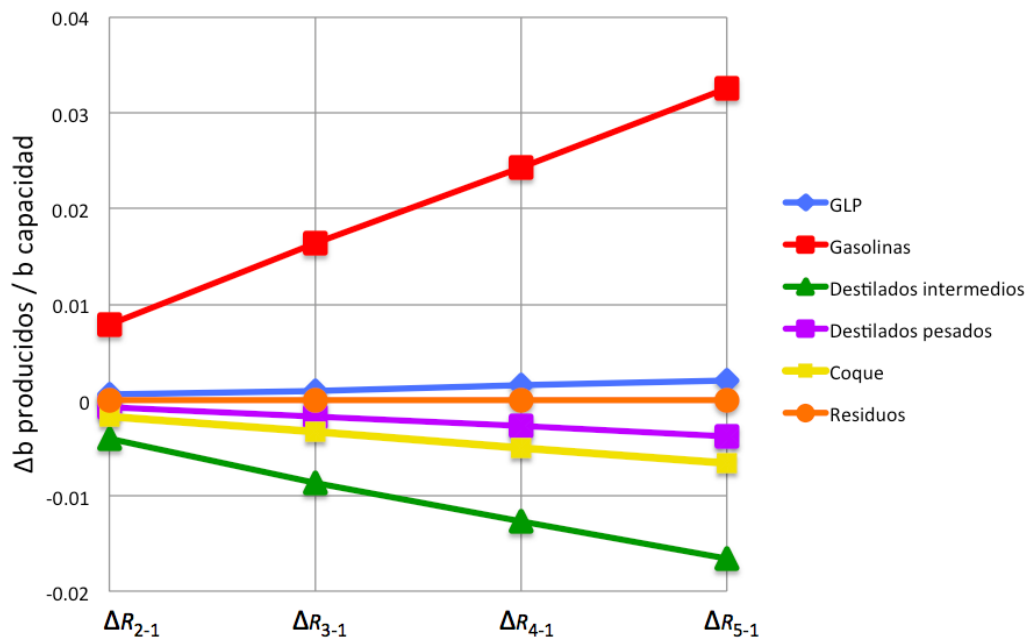


Figura 242. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Cadereyta

La Figura 243 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinería de Madero como resultado de sustituir Istmo por WTI, en este caso se exhibe el aumento en la obtención de gasolinas

y destilados pesados, además, el coque indica una tendencia decreciente al tener una mayor relación de petróleo WTI.

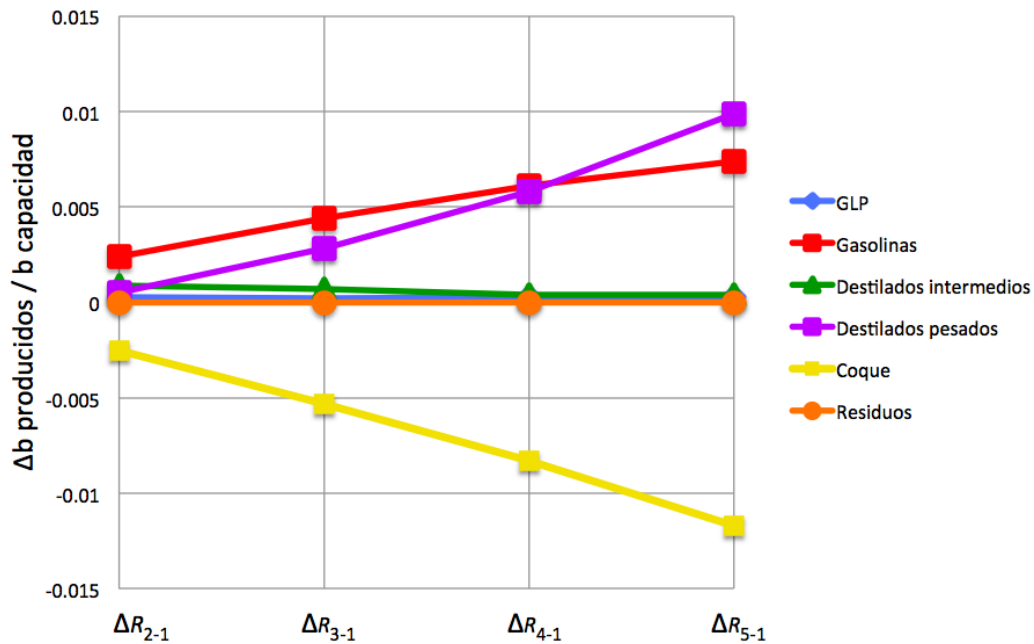


Figura 243. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Madero

El remplazo de crudo Istmo por WTI en la refinería de Minatitlán se observa en la Figura 244, se evidencia el crecimiento de la producción de gasolinas y destilados intermedios, no obstante, el coque declina conforme la composición de WTI se eleva.

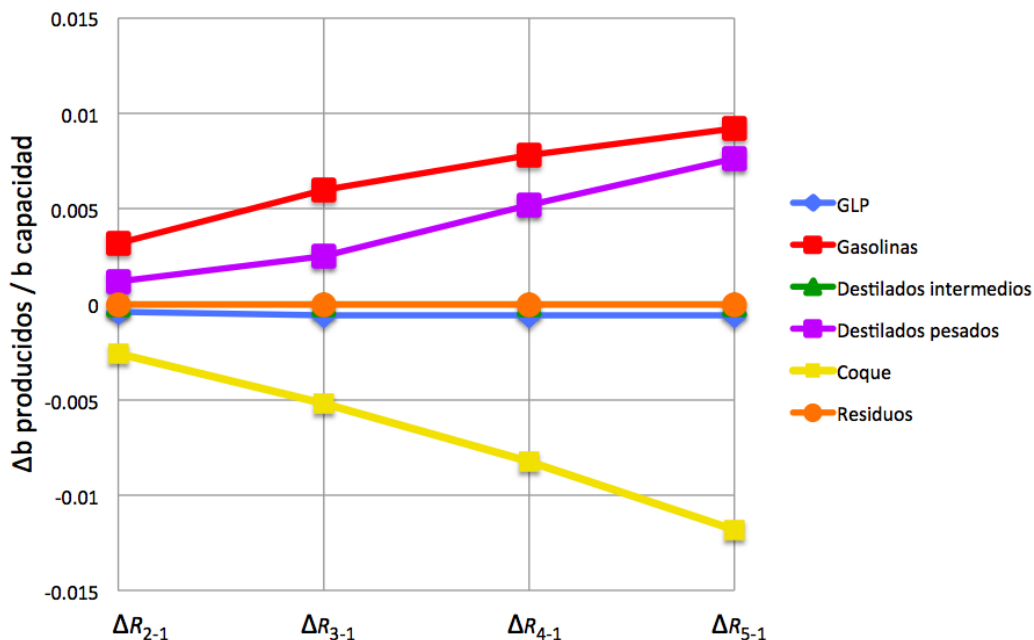


Figura 244. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Minatitlán

La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Istmo por WTI en la refinería de Salamanca se muestra en la Figura 245 donde hay una ampliación en la obtención de gasolinas y destilados pesados. Dada la configuración de la refinería no existe un cambio para coque ya que no se origina en Salamanca.

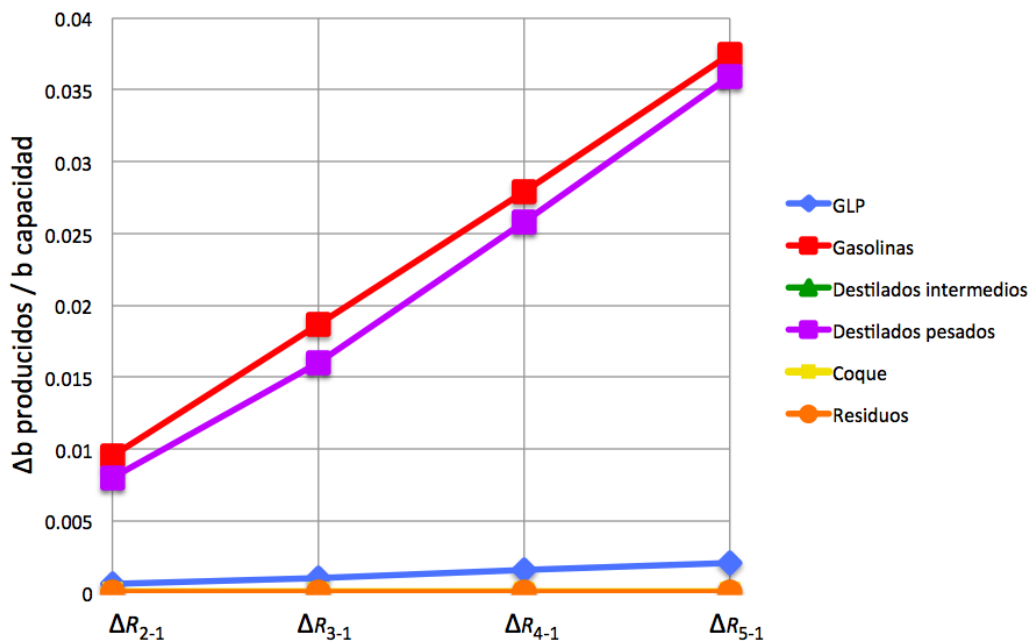


Figura 245. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Salamanca

En Salina Cruz el efecto de sustituir petróleo Istmo por WTI se expone en la Figura 246, en este caso la producción de destilados pesados e intermedios decae al ascender la relación del crudo importado, sin embargo, la obtención de gasolinas se aumenta.

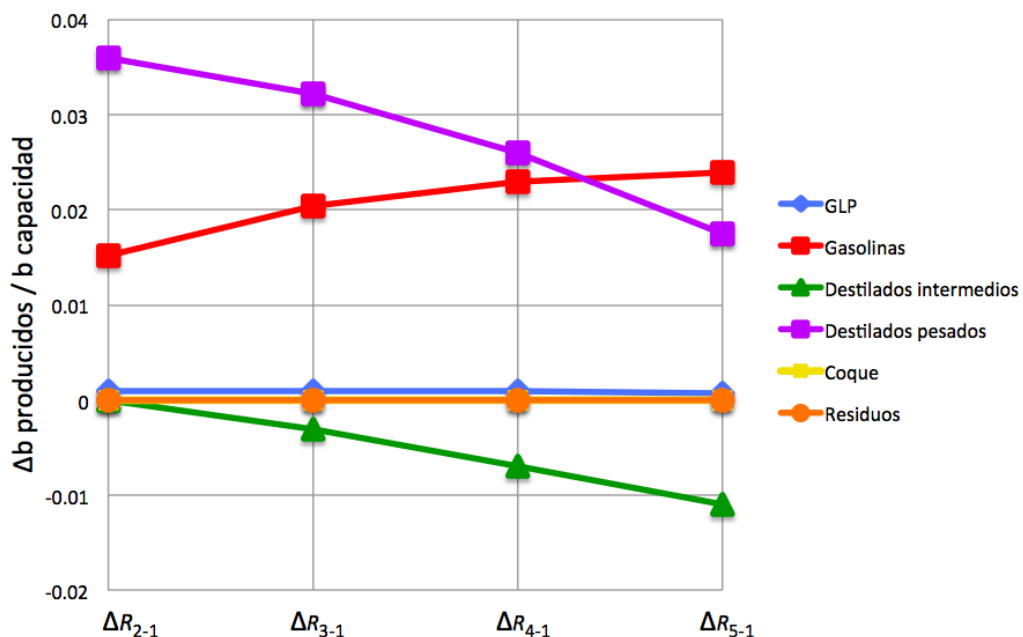


Figura 246. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Salina Cruz

El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Istmo por WTI en Tula se manifiesta en la Figura 247. Se destaca el incremento de gasolinas y el descenso en la obtención de destilados intermedios y pesados.

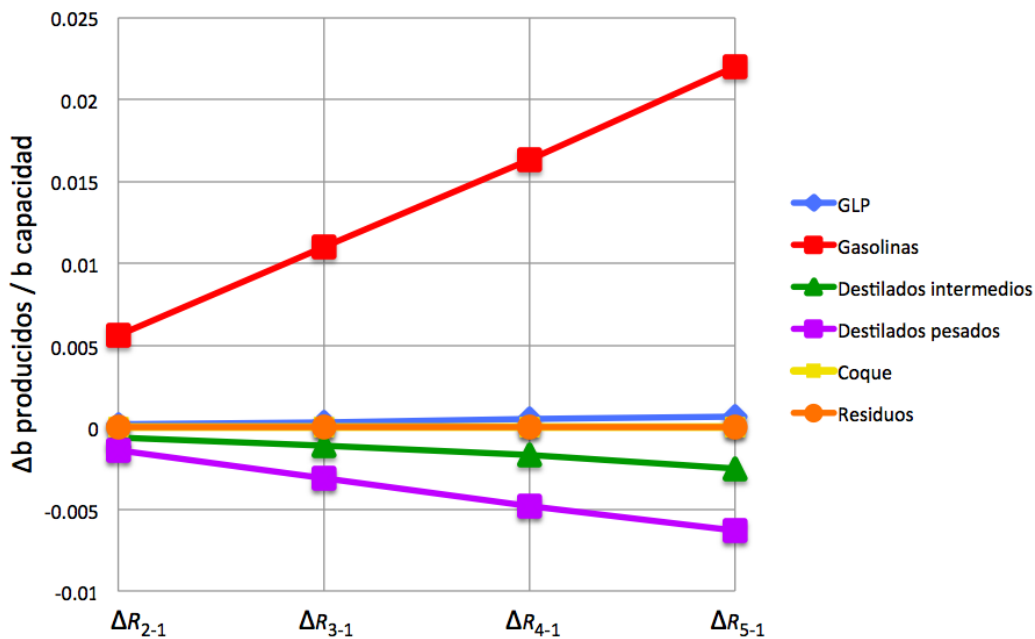


Figura 247. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Tula

En la Figura 248 se visualiza el resultado de permutar petróleo Istmo por WTI en la refinería de Salamanca reconfigurada, tal como lo indica la gráfica, la producción de gasolinas y destilados pesados mejora por otro lado la producción de coque disminuye conforme aumenta la presencia de WTI.

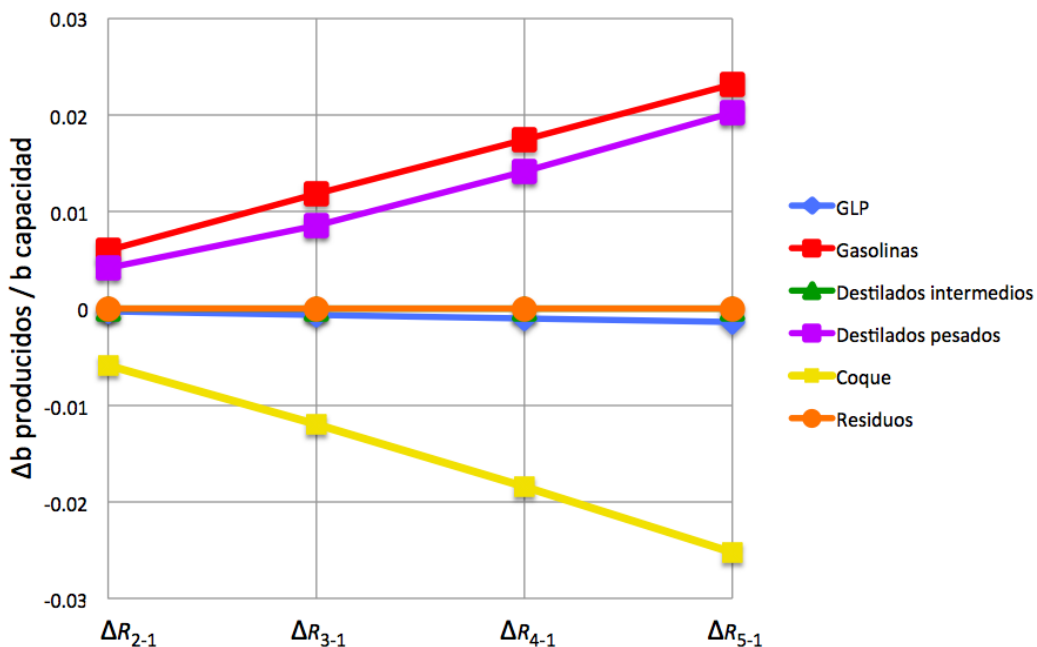


Figura 248. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Salamanca reconfigurada

La sustitución de crudo Istmo por WTI en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 249. Emerge la producción de gasolinas y destilados pesados al crecer la relación de WTI en la mezcla en consecuencia la obtención de coque se empobrece.

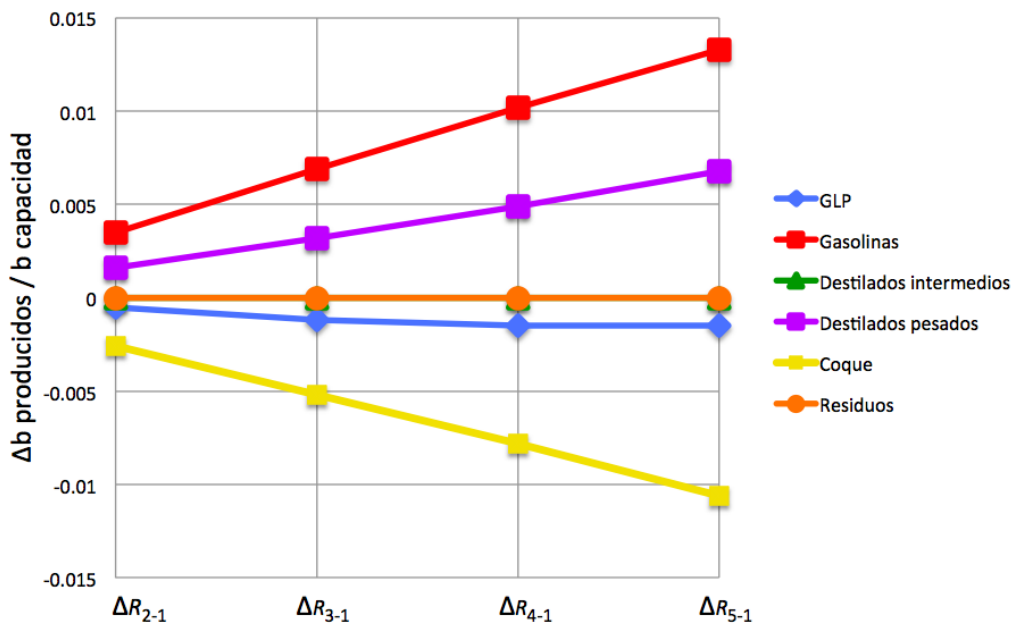


Figura 249. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Salina Cruz reconfigurada

El cambio en el rendimiento de la refinería de Tula reconfigurada por reemplazar petróleo Istmo por WTI se señala en la Figura 250, hay descenso en la producción de destilados intermedios y pesados pero la obtención de gasolinas crece cuando el carácter de crudo WTI es mayor.

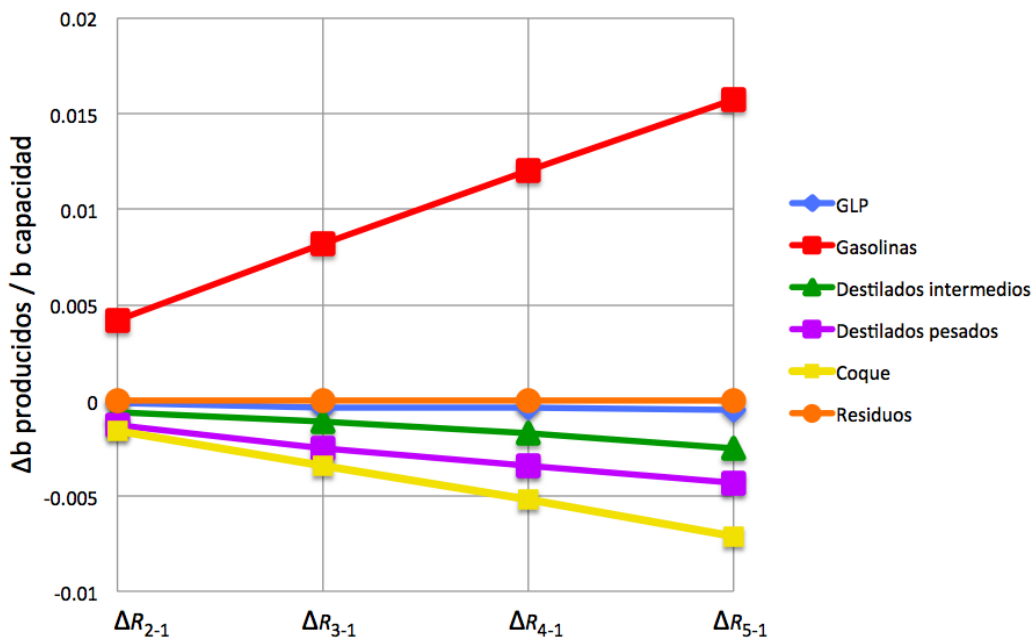


Figura 250. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Tula reconfigurada

El crecimiento en la producción de gasolinas y destilados pesados al permutar petróleo Istmo por WTI en la Nueva refinería se establece en la Figura 251. En este contexto se indica además el declive en la obtención de coque conforme es más grande la relación del crudo extranjero. La evaluación de WTI en el SNR demuestra que, los rendimientos de gasolinas mejoran considerablemente por otra



parte los destilados pesados también incrementarían, pero la reconfiguración en las refinerías ayuda a disminuir la producción de estos refinados.

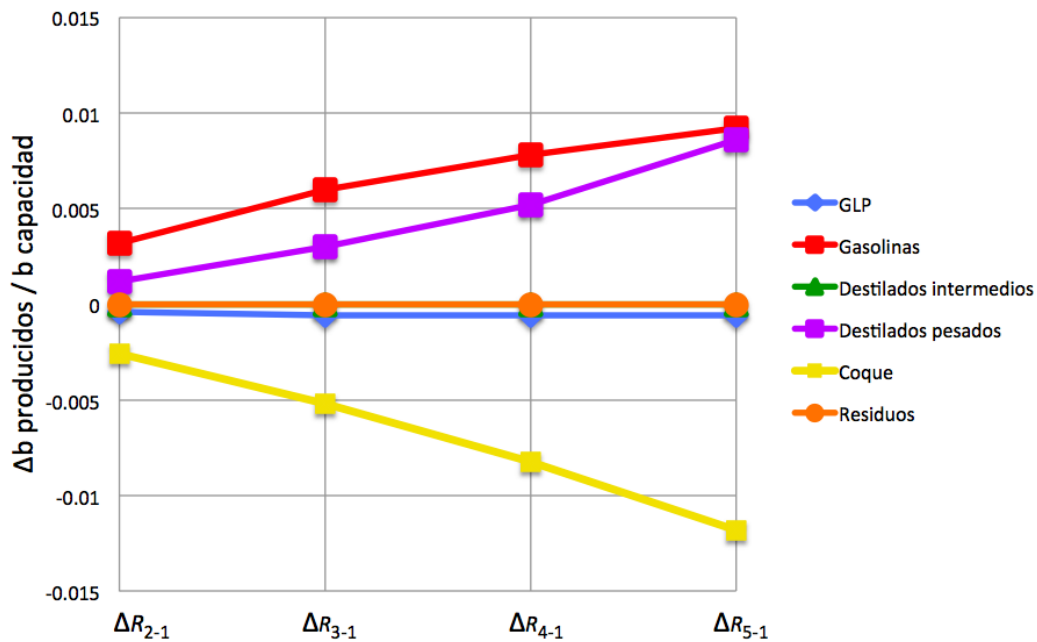


Figura 251. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTI en Nueva refinería

### 5.11.1.2 Brent – Reino Unido

Nuevamente por cuestiones de espacio a partir de este crudo se agrupan las gráficas, respetando el orden de presentación igual que en caso anterior empezando con Cadereyta y terminando con la Nueva refinería.

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Istmo por Brent en la refinería de Cadereyta se grafica en la Figura 252. Tal como se indica se obtiene mejora en el rendimiento de gasolina en cambio la producción de coque, destilados intermedios y pesados consiguen valores negativos, lo que implica una disminución de estos productos al ir incrementando gradualmente la cantidad de crudo Brent. La Figura 253 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinería de Madero como resultado de sustituir Istmo por Brent, en este caso se exhibe el aumento en la obtención de destilados pesados además hay una mejora leve en el rendimiento de gasolina y destilados intermedios al ir teniendo una mayor relación de petróleo Brent.

El remplazo de crudo Istmo por Brent en la refinería de Minatitlán se observa en la Figura 254, se evidencia el crecimiento esencialmente en la producción de destilados pesados, no obstante, el coque declina conforme la composición de Brent se eleva. La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Istmo por Brent en la refinería de Salamanca se muestra en la Figura 255 donde hay una acentuación en la obtención de destilados pesados y gasolinas.

En Salina Cruz el efecto por sustituir petróleo Istmo por Brent se expone en la Figura 256, en este caso la producción de destilados intermedios decae al ascender la relación del crudo importado, sin embargo, la obtención de destilados pesados y gasolinas aumenta. El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Istmo por Brent en Tula se manifiesta en la Figura 257. Nuevamente se enfatiza el incremento de destilados pesados y el descenso en la obtención de destilados intermedios.

En la Figura 258 se visualiza el resultado de permutar petróleo Istmo por Brent en la refinería de Salamanca reconfigurada, tal como indica la gráfica, la producción de destilados pesados mejora principalmente, por otro lado, la producción de coque disminuye conforme aumenta la presencia de Brent. La sustitución de crudo Istmo por Brent en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 259. Resalta la producción de destilados pesados y gasolinas al crecer la relación de Brent en la mezcla, en consecuencia, la obtención de coque se empobrece.

El cambio en el rendimiento de la refinería de Tula reconfigurada por reemplazar petróleo Istmo por Brent se señala en la Figura 260. Hay descenso en la producción de destilados pesados pero la obtención de destilados intermedios y gasolinas se incrementa cuando el carácter de crudo Brent es mayor. El crecimiento en la producción de gasolinas y destilados pesados al permutar petróleo Istmo por Brent en la Nueva refinería se establecen en la Figura 261. Se puede intuir que el uso de este crudo extranjero en el SNR no conviene del todo porque la tendencia general señala que se generan más destilados pesados que tienen bajo valor mientras que las gasolinas crecen ligeramente, al mismo tiempo, los destilados intermedios también de alto valor logran diferenciales negativos.

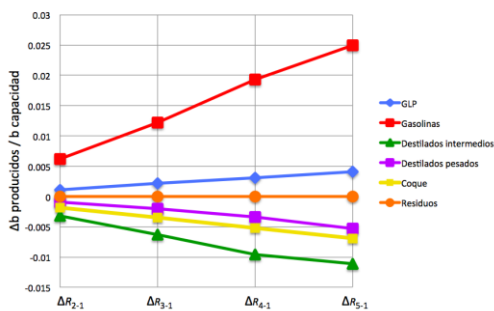


Figura 252. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Cadereyta

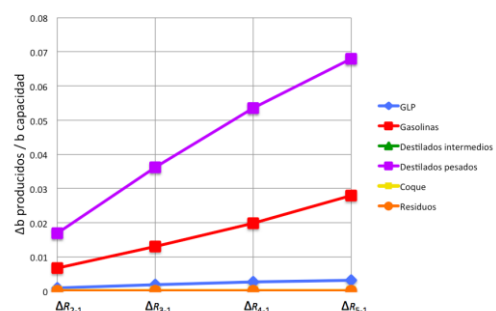


Figura 255. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Salamanca

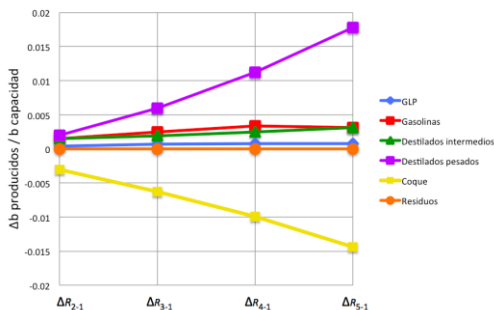


Figura 253. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Madero

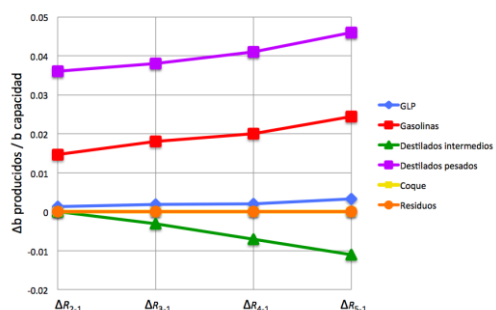


Figura 256. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Salina Cruz

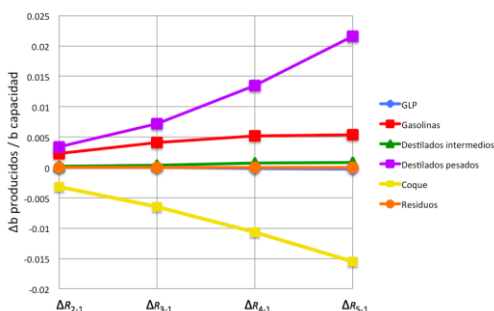


Figura 254. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Minatitlán

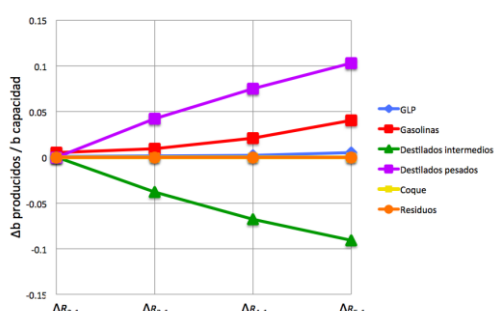


Figura 257. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Tula

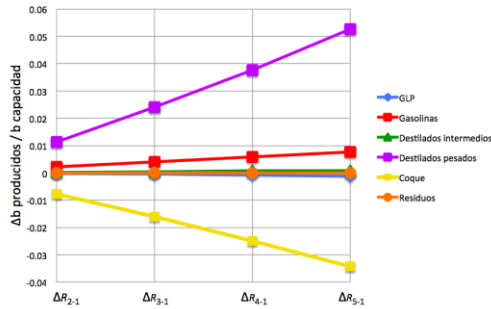


Figura 258. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Salamanca reconfigurada

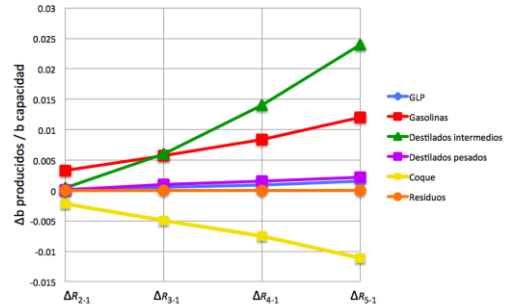


Figura 260. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Tula reconfigurada

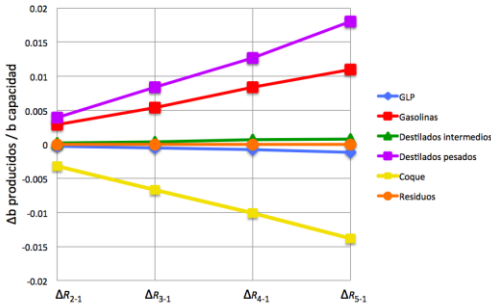


Figura 259. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Salina Cruz reconfigurada

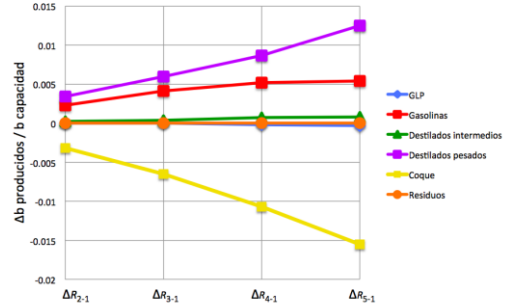


Figura 261. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Brent en Nueva refinera

### 5.11.1.3 Árabe ligero (ARL) – Arabia Saudita

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero (ARL) en la refinera de Cadereyta se grafican en la Figura 262, como se aprecia se obtiene mejora en el rendimiento de GLP y gasolinas en cambio la producción de destilados intermedios disminuye al ir incrementando paulatinamente la cantidad de crudo ARL. La Figura 263 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinera de Madero como resultado de sustituir Istmo por ARL, en esta ocasión se exhibe el aumento en la obtención de destilados pesados y GLP, además, las gasolinas y destilados intermedios indica una tendencia decreciente al tener una mayor relación de petróleo Árabe ligero.

El remplazo de crudo Istmo por ARL en la refinera de Minatitlán se observa en la Figura 264, se evidencia el crecimiento de la producción de GLP y tenuemente de coque, no obstante, gasolinas declina conforme la composición de Árabe ligero se eleva. La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Istmo por ARL en la refinera de Salamanca se muestra en la Figura 265 donde sólo se ve mejora en la obtención de GLP, destilados pesados y gasolinas decrecen su producción cuando el porcentaje de Árabe ligero sube.

En Salina Cruz el efecto por sustituir petróleo Istmo por ARL se expone en la Figura 266, en este caso la producción de destilados intermedios y gasolinas decae al ascender la relación del crudo importado, sin embargo, la obtención de destilados pesados y GLP se aumenta. El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Istmo por ARL en Tula se manifiesta en la Figura 267. Se destaca el incremento del rendimiento de GLP y sutilmente en las gasolinas, inconvenientemente hay el descenso en la obtención de destilados intermedios.

En la Figura 268 se visualiza el resultado de permutar petróleo Istmo por ARL en la refinera de Salamanca reconfigurada, tal como indica la gráfica, la producción de coque y GLP asciende por otro lado la producción de destilados pesados disminuye conforme aumenta la presencia de Árabe ligero. La sustitución de crudo Istmo por ARL en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 269. La

producción de GLP se acrecienta al elevarse la relación de Árabe ligero en la mezcla, conjuntamente la obtención de gasolinas y destilados pesados se abate.

El cambio en el rendimiento de la refinería de Tula reconfigurada por reemplazar petróleo Istmo por ARL se señala en la Figura 270, en esta ocasión hay descenso en la producción de destilados intermedios y pesados, mientras que la obtención de gasolinas y GLP otra vez se acrecienta cuando el carácter de crudo Árabe ligero es mayor. El crecimiento en la producción de GLP por permutar petróleo Istmo por ARL en la Nueva refinería se establece en la Figura 271. El efecto de procesar crudo Árabe ligero el SNR implica aumento esencialmente en la producción de GLP, desafortunadamente la tendencia es la disminución del rendimiento de gasolinas y destilados intermedios que poseen un alto valor, incluso con la reconfiguración hay poca mejora en la obtención de éstos, por ende no convendría el empleo de este petróleo extranjero dadas las condiciones en las refinerías mexicanas.

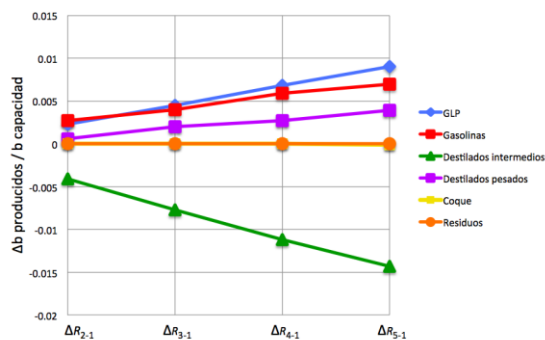


Figura 262. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Cadereyta

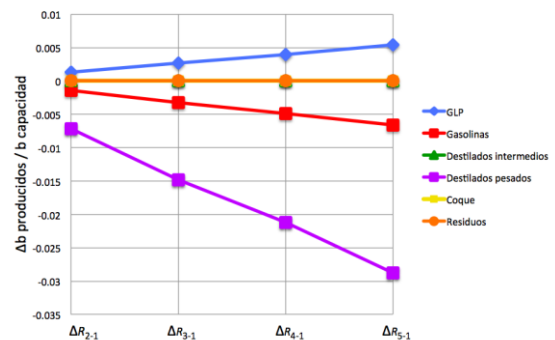


Figura 265. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Salamanca

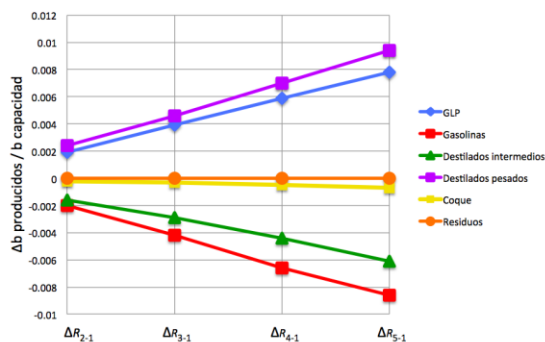


Figura 263. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Madero

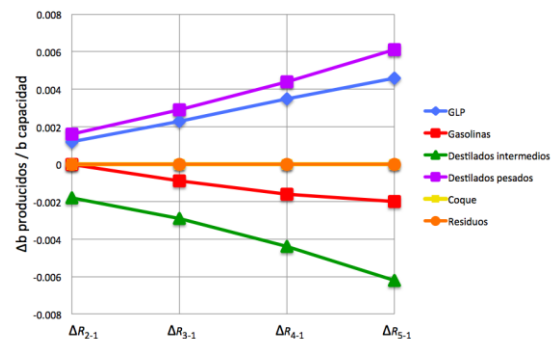


Figura 266. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Salina Cruz

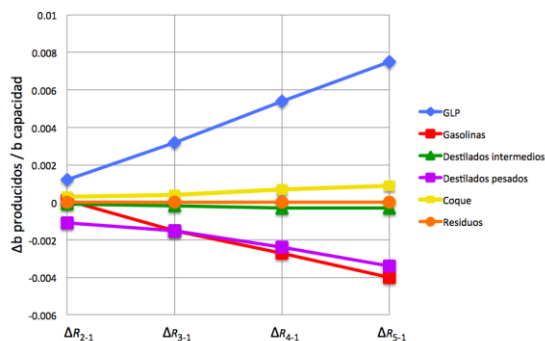


Figura 264. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Minatitlán

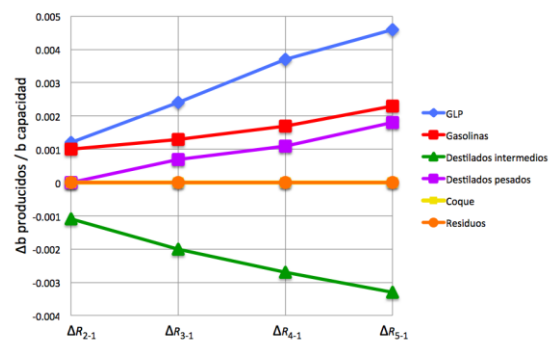


Figura 267. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Tula

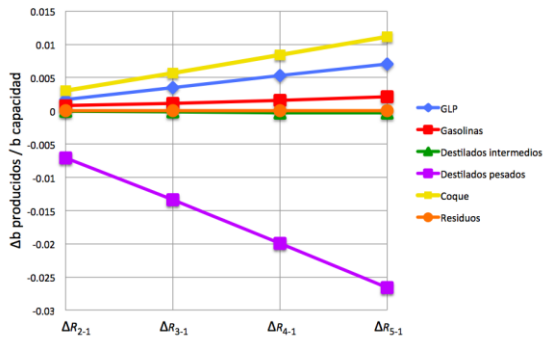


Figura 268. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Salamanca reconfigurada

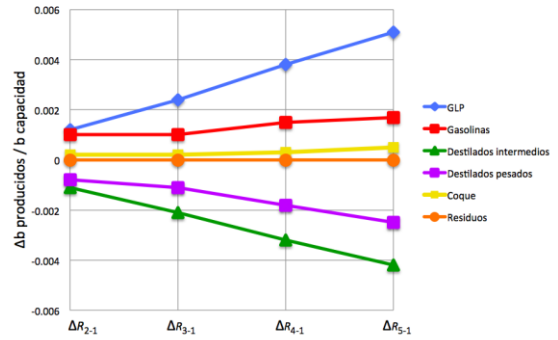


Figura 270. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Tula reconfigurada

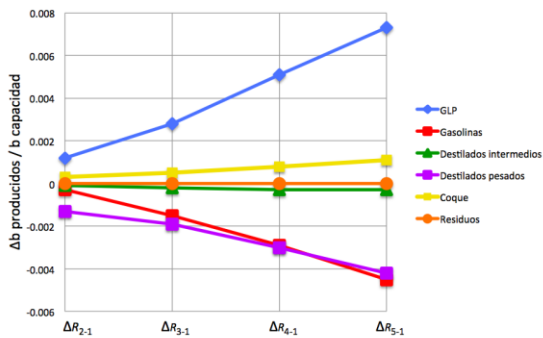


Figura 269. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Salina Cruz reconfigurada

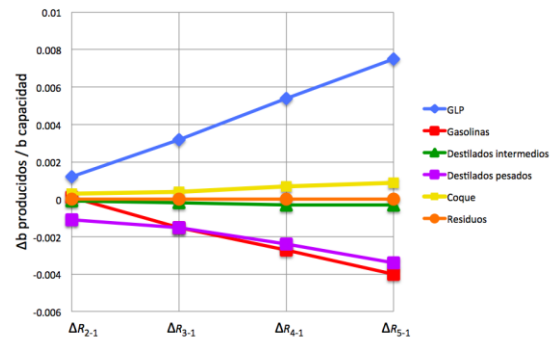


Figura 271. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por Árabe ligero en Nueva refinería

#### 5.11.1.4 West Texas Sour (WTS) – Estados Unidos

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Istmo por WTS en la refinería de Cadereyta se grafica en la Figura 272. Se obtiene mejora en el rendimiento destilados pesados, en cambio la producción de gasolinas y destilados intermedios consigue vectores negativos cuanto mayor sea la cantidad de crudo WTS. La Figura 273 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinería de Madero como resultado de sustituir Istmo por WTS. Se exhibe el aumento en la obtención de GLP, coque y gasolinas además destilados intermedios y pesados indican una tendencia decreciente al tener una mayor relación de petróleo WTS.

El remplazo de crudo Istmo por WTS en la refinería de Minatitlán se observa en la Figura 274, se evidencia el crecimiento de la producción de coque y gasolinas mayormente, no obstante, los destilados pesados declinan conforme la composición de WTS se eleva. La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Istmo por WTS en la refinería de Salamanca se muestra en la Figura 275. se percibe desarrollo en la obtención de petrolíferos únicamente y el decrecimiento de la producción de destilados pesados y gasolinas.

En Salina Cruz el efecto de sustituir petróleo Istmo por WTS se expone en la Figura 276, en esta ocasión la producción de destilados intermedios decae al ascender la relación del crudo importado, sin embargo, la obtención de destilados pesados y gasolinas aumenta. El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Istmo por WTS en Tula se manifiesta en la Figura 277. Se matiza el incremento de gasolinas y destilados pesados, así como el descenso en la obtención de destilados intermedios.

En la Figura 278 se visualiza el resultado de permutar petróleo Istmo por WTS en la refinería de Salamanca reconfigurada, tal como indica la gráfica, la producción de coque y destilados intermedios mejora, por otro lado, la producción de destilados pesados disminuye conforme aumenta la

presencia de WTS. La sustitución de crudo Istmo por WTS en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 279. Se remarca la producción de coque al crecer la relación de WTS en la mezcla, por lo tanto, la obtención de destilados pesados decae sin mejorar extensamente los vectores de gasolinas y destilados intermedios.

El cambio en el rendimiento de la refinería de Tula reconfigurada por reemplazar petróleo Istmo por WTS se señala en la Figura 280, en esta ocasión hay descenso en la producción de destilados pesados pero la obtención de destilados intermedios y coque se acrecienta cuando el carácter de crudo WTS es mayor. El crecimiento en la producción de coque y gasolinas por permutar petróleo Istmo por WTS en la Nueva refinería se establece en la Figura 281. Posterior al análisis de introducir dicho crudo en el SNR, se distingue que debido a su naturaleza en general se mejoran los rendimientos de destilados pesados, con la reconfiguración crece la producción de coque y no tanto la de gasolinas o destilados intermedios, esto quiere decir que tampoco resulta tan favorable usar este petróleo de importación en el SNR.

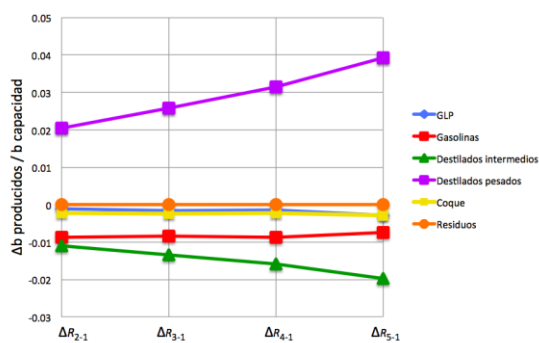


Figura 272. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Cadereyta

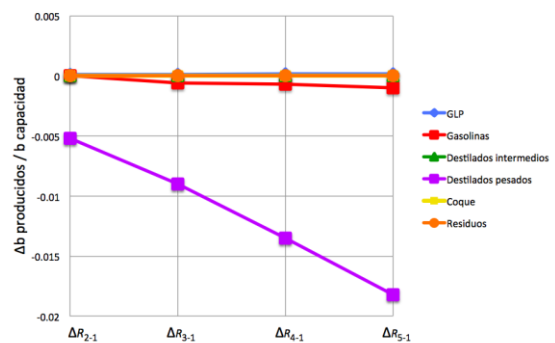


Figura 275. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Salamanca

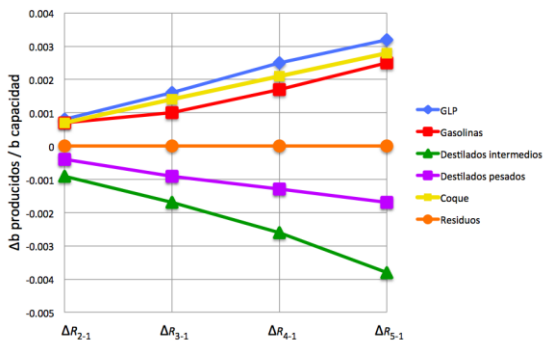


Figura 273. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Madero

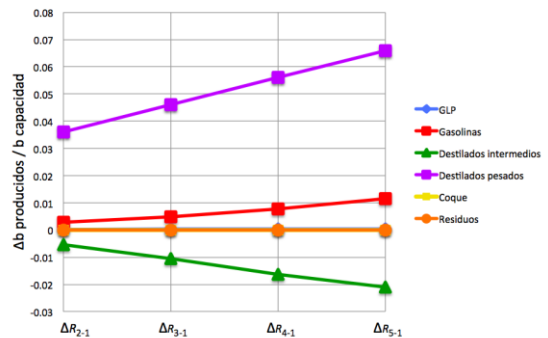


Figura 276. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Salina Cruz

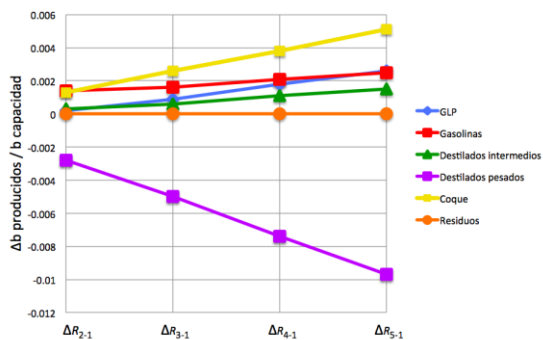


Figura 274. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Minatitlán

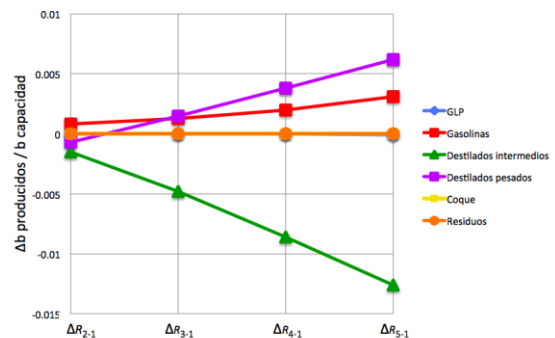


Figura 277. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Tula

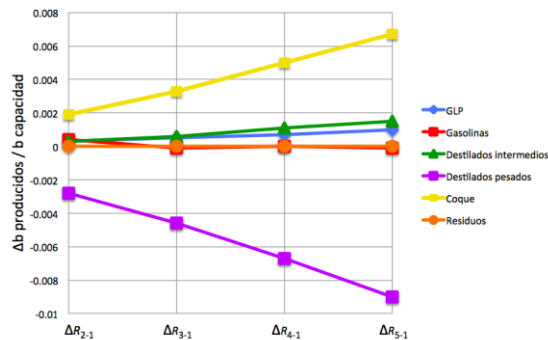


Figura 278. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Salamanca reconfigurada

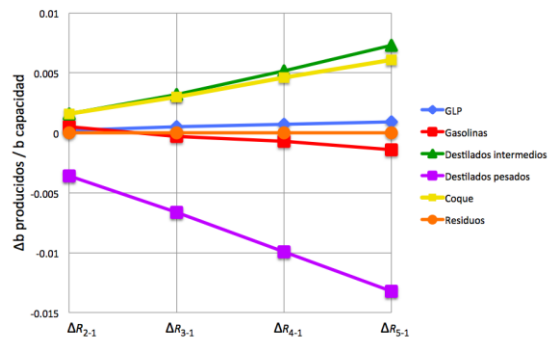


Figura 280. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Tula reconfigurada

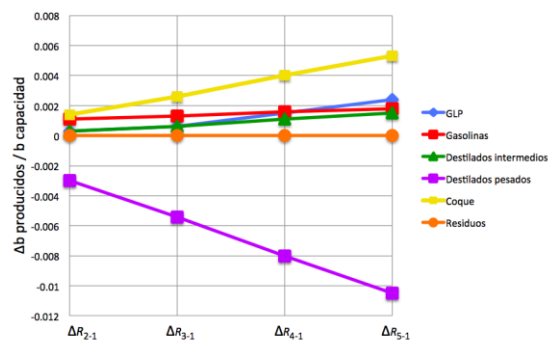


Figura 279. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Salina Cruz reconfigurada

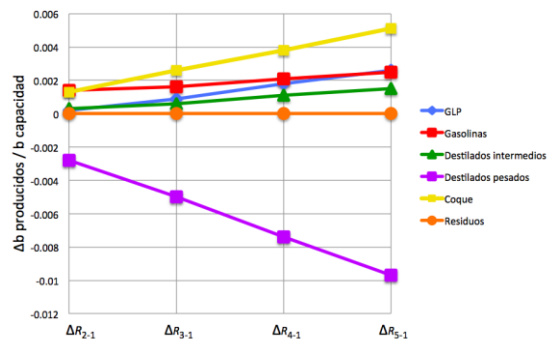


Figura 281. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Istmo por WTS en Nueva refinera

Una vez estudiado el efecto de introducir crudos internacionales en el SNR como sustitutos de Istmo, se puede notar que en la mayoría de los casos los diferenciales expresan una relación matemática lineal por lo cual resulta eficaz hacer regresión lineal para calcular las variaciones del rendimiento de petrolíferos en mezclas de crudos diferentes de 50% Maya - 50% Istmo puesto que con el análisis previo se miden diferenciales normalizados y al cambiar la relación en la composición se puede deducir la producción de petrolíferos mediante dichos diferenciales utilizando diversas mezclas de crudos nacionales e internacionales siempre y cuando la relación de petróleo importado no exceda el umbral del 50%<sup>22</sup>. Una vez incorporados los vectores diferenciales de rendimientos se puede estimar la producción de refinados para una mezcla 60% Maya - 20% Istmo - 10% WTI - 10%Brent<sup>23</sup> o una de 25% Maya - 25% Istmo - 20% ARL - 15% WTS - 5%Brent - 10%WTI, ya que a través de las ecuaciones obtenidas de la regresión lineal se conoce la variación en la obtención de petrolíferos por cada barril al sustituir un crudo nacional en las refineras, tal como se mencionó en el capítulo 4, con la ecuación 5.

Existe un conjunto de ecuaciones para calcular el diferencial de rendimientos de los grupos de petrolíferos para cada crudo sustituto de Istmo. Las ecuaciones son una medida del efecto que tiene agregar un crudo de importación al SNR, por lo tanto, independientemente de la composición de mezcla de referencia las expresiones determinan las desviaciones en la producción de refinados. Conviene estudiar los posibles reemplazos de petróleo Maya para examinar si también guardan una relación lineal.

<sup>22</sup> Teóricamente sí se puede superar, pero políticamente en este trabajo se fija el tope de 50% crudo nacional y 50% crudo extranjero.

<sup>23</sup> La referencia aquí es la producción de una mezcla 60% Maya - 40% Istmo que se evalúa con la hipótesis dos que resultó verdadera y se suman los vectores correctivos al sustituir 25% de Istmo con WTI (porque hay 40% de Istmo y 10% representa el 25% de esa cantidad) y 25% con Brent obtenidos de la regresión lineal respectivamente.

## **5.11.2 Sustitutos de Maya**

### **5.11.2.1 Tubarao - Brasil**

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Maya por Tubarao en la refinería de Cadereyta se grafican en la Figura 282. Se obtiene mejora en el rendimiento de destilados intermedios en cambio la producción de gasolinas disminuye al ir incrementando paulatinamente la cantidad de crudo Tubarao. La Figura 283 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinería de Madero como resultado de sustituir Maya por Tubarao. Se exhibe el aumento en la obtención de destilados pesados además el coque y gasolinas indican una tendencia decreciente al tener una mayor relación de petróleo Tubarao.

El remplazo de crudo Maya por Tubarao en la refinería de Minatitlán se observa en la Figura 284, se evidencia el crecimiento de la producción de destilados pesados, no obstante, el coque y gasolinas declinan conforme la composición de Tubarao se eleva. La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Maya por Tubarao en la refinería de Salamanca se muestra en la Figura 285 donde se presenta una diferencia casi constante de destilados pesados acompañada de un descenso en la producción de gasolinas.

En Salina Cruz el efecto por sustituir petróleo Maya por Tubarao se expone en la Figura 286, en este caso como en el anterior la producción de gasolinas decae al ascender la relación del crudo importado, sin embargo, la obtención de destilados pesados se aumenta. El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Maya por Tubarao en Tula se manifiesta en la Figura 287. Se destaca el incremento de destilados pesados y ligeramente destilados intermedios, sin embargo, la obtención de gasolinas desciende.

En la Figura 288 se visualiza el resultado de permutar petróleo Maya por Tubarao en la refinería de Salamanca reconfigurada. Tal como indica la gráfica, la producción destilados pesados mejora, por otro lado, el resto de petrolíferos se mantienen con evolución aproximadamente constante conforme aumenta la presencia de Tubarao. La sustitución de crudo Maya por Tubarao en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 289. Emerge nuevamente la producción de destilados pesados al crecer la relación de Tubarao en la mezcla, en consecuencia, la obtención de gasolinas y coque se empobrece.

El cambio en el rendimiento de la refinería de Tula reconfigurada por reemplazar petróleo Maya por Tubarao se señala en la Figura 290, en esta ocasión hay descenso en la producción de destilados pesados y gasolinas, pero la obtención de destilados intermedios se acrecienta cuando el carácter de crudo Tubarao es mayor. El crecimiento en la producción de destilados pesados al permutar petróleo Maya por Tubarao en la Nueva refinería se establece en la Figura 291. En este contexto los resultados indican que es poco beneficioso el uso del crudo Tubarao en el SNR en general se acentúa la producción de destilados pesados, además la reconfiguración aumenta ligeramente los rendimientos de destilados intermedios no así de gasolinas.



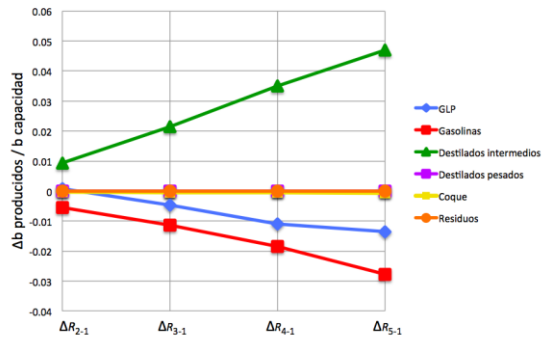


Figura 282. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Cadereyta

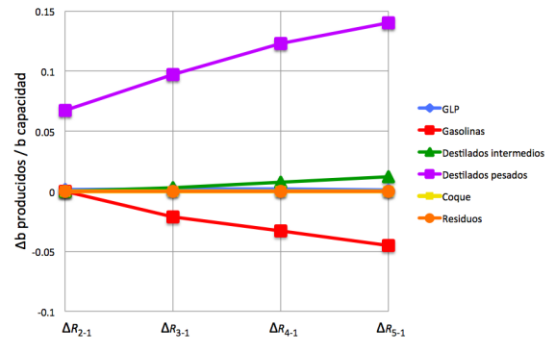


Figura 286. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Salina Cruz

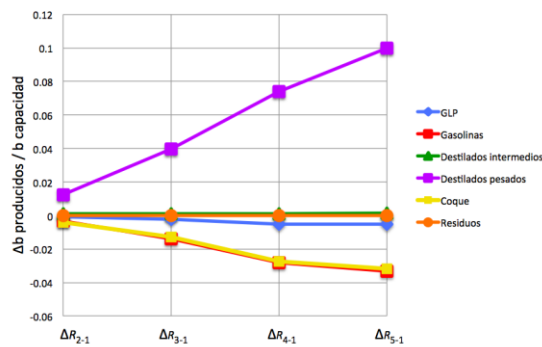


Figura 283. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Madero

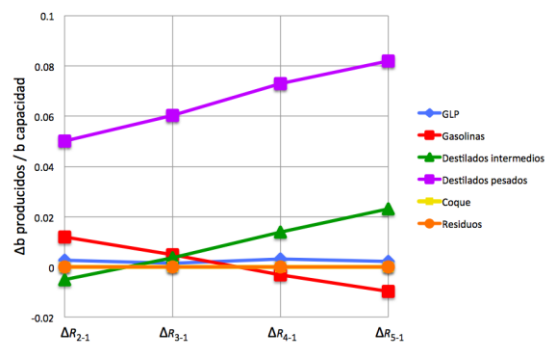


Figura 287. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Tula

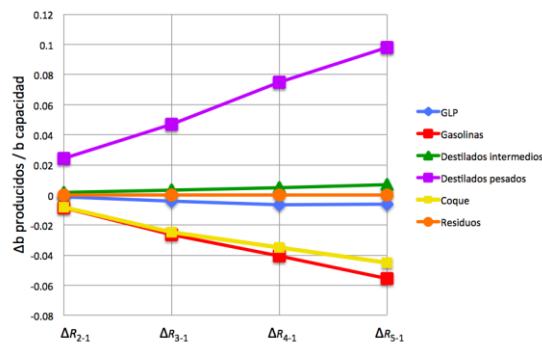


Figura 284. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Minatitlán

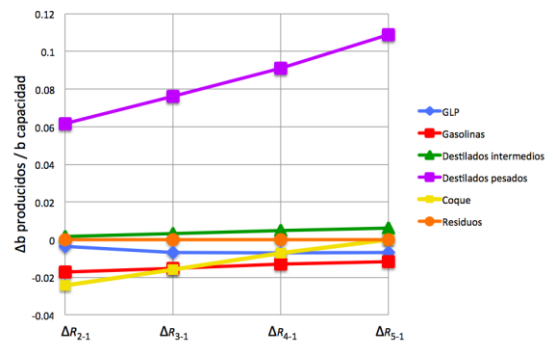


Figura 288. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Salamanca reconfigurada

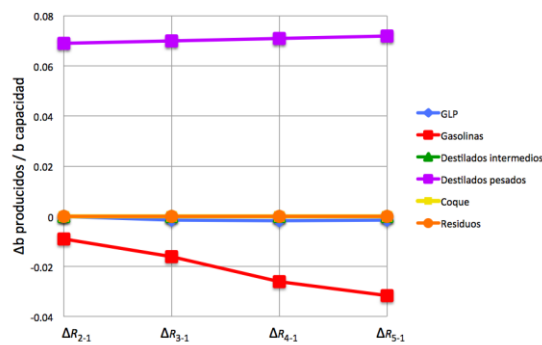


Figura 285. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Salamanca

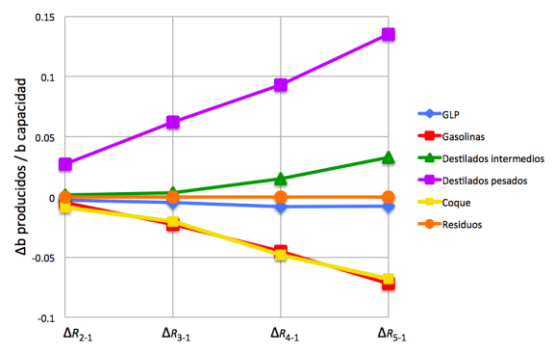
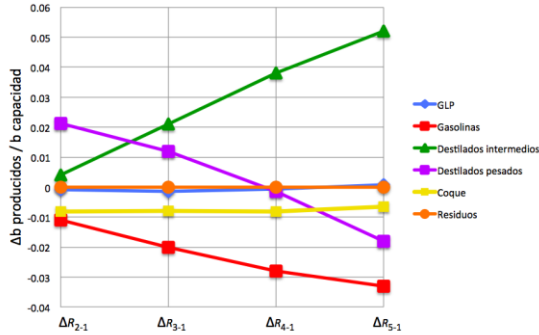
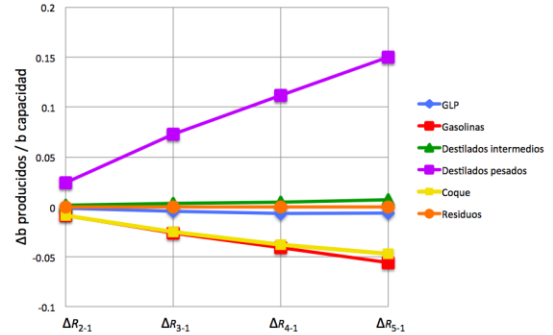


Figura 289. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Salina Cruz reconfigurada



**Figura 290.** Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Tula reconfigurada



**Figura 291.** Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Tubarao en Nueva refinera

### 5.11.2.2 Suncor - Canadá

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Maya por Suncor en la refinera de Cadereyta se grafican en la Figura 292, como se aprecia se obtiene mejora en el rendimiento de destilados intermedios en cambio la producción de gasolinas y GLP disminuye al ir incrementando gradualmente la cantidad de crudo Suncor. La Figura 293 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinera de Madero como resultado de sustituir Maya por Suncor. Se exhibe el aumento en la obtención de gasolinas además los destilados intermedios indican una tendencia decreciente al tener una mayor relación de petróleo Suncor.

El remplazo de crudo Maya por Suncor en la refinera de Minatitlán se observa en la Figura 294, se evidencia el crecimiento de la producción de gasolinas y destilados intermedios, no obstante, la de destilados pesados declina conforme la composición de Suncor se eleva. La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Maya por Suncor en la refinera de Salamanca se muestra en la Figura 295 donde se exterioriza un incremento en destilados pesados, así como un descenso tenue en la producción de GLP.

En Salina Cruz el efecto por sustituir petróleo Maya por Suncor se expone en la Figura 296, en este caso la producción de gasolinas y destilados intermedios sube cuando asciende la relación del crudo importado, además la obtención de destilados pesados decae. El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Maya por Suncor en Tula se manifiesta en la Figura 297. Se destaca el incremento de destilados intermedios y gasolinas, consecuentemente la obtención de destilados pesados desciende.

En la Figura 298 se visualiza el resultado de permutar petróleo Maya por Suncor en la refinera de Salamanca reconfigurada, tal como indica la gráfica, la producción de destilados intermedios y pesados mejora, por otro lado, la producción de gasolinas disminuye conforme aumenta la presencia de Suncor. La sustitución de crudo Maya por Tubarao en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 299. Es notable la producción de gasolinas y destilados intermedios al crecer la relación de Suncor en la mezcla por ende la obtención de destilados pesados se empobrece.

El cambio en el rendimiento de la refinera de Tula reconfigurada por reemplazar petróleo Maya por Suncor se señala en la Figura 300., en esta ocasión hay descenso en la producción de destilados pesados pero la obtención de gasolinas y destilados intermedios se acrecienta cuando el carácter de crudo Suncor es mayor. El crecimiento en la producción de destilados pesados por permutar petróleo Maya por Suncor en la Nueva refinera se establecen en la Figura 301. Al evaluar el desempeño del crudo Suncor en el SNR se demuestra que los rendimientos de gasolina y destilados intermedios se realzan, asimismo la reconfiguración logra reducir la producción de destilados pesados y aumentar la obtención de destilados intermedios en Salamanca.

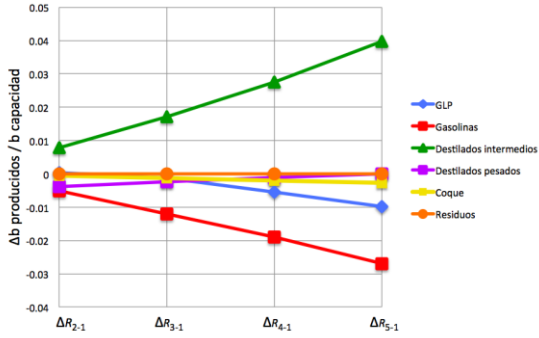


Figura 292. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Cadereyta

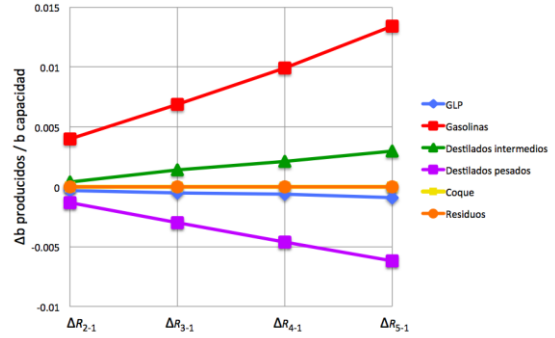


Figura 296. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Salina Cruz

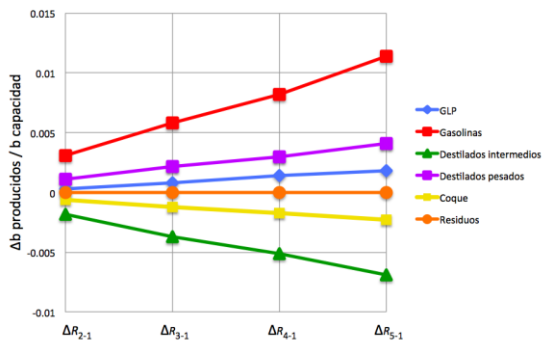


Figura 293. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Madero

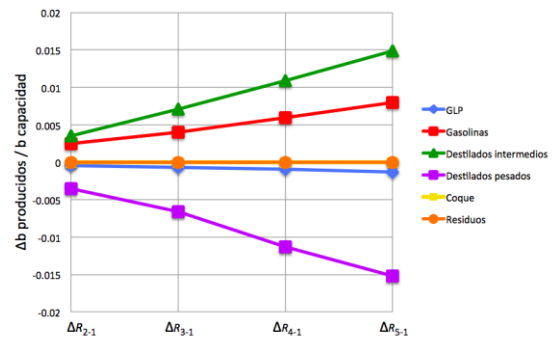


Figura 297. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Tula

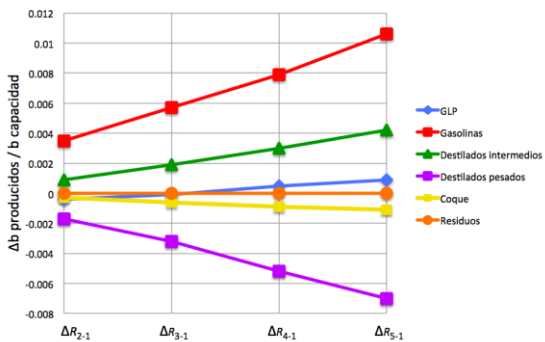


Figura 294. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Minatitlán

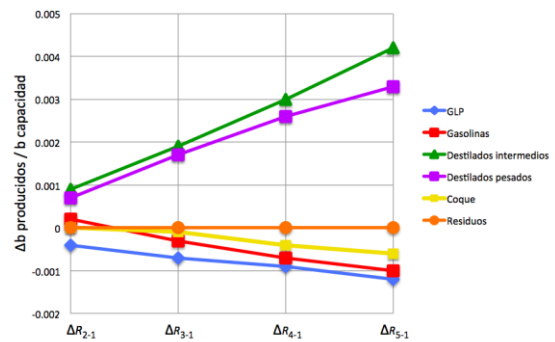


Figura 298. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Salamanca reconfigurada

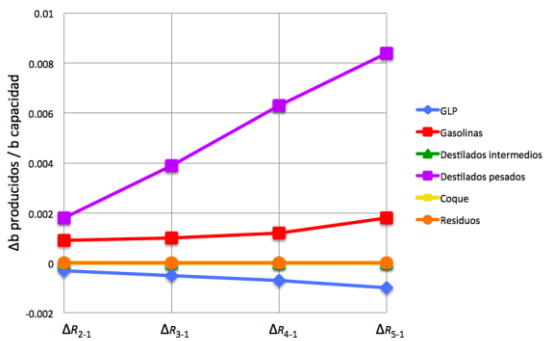


Figura 295. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Salamanca

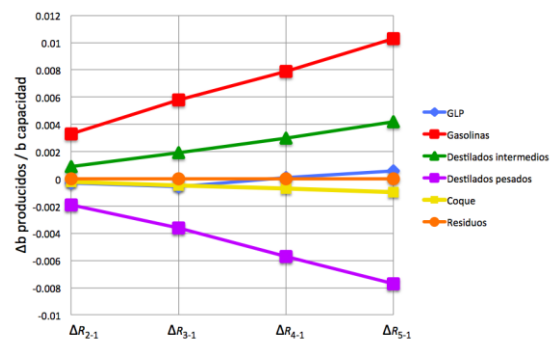


Figura 299. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Salina Cruz reconfigurada

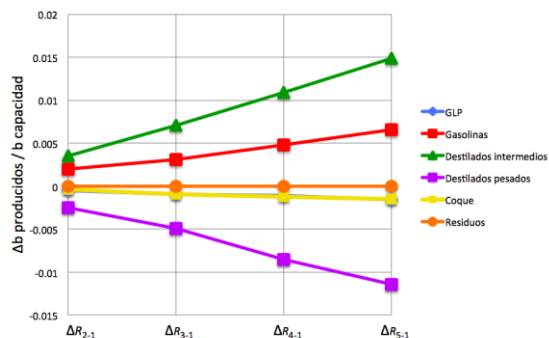


Figura 300. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Tula reconfigurada

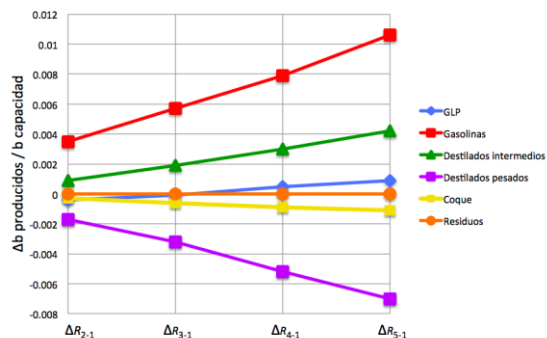


Figura 301. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Suncor en Nueva refinera

### 5.11.2.3 Árabe pesado (ARH) - Arabia Saudita

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado (ARH) en la refinera de Cadereyta se grafican en la Figura 302, como se aprecia se obtiene mejora en el rendimiento de gasolinas en cambio la producción de destilados intermedios disminuye al ir incrementando la cantidad de crudo ARH. La Figura 303 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinera de Madero como resultado de sustituir Maya por ARH. Se exhibe el aumento en la obtención de destilados pesados además el coque indica una tendencia decreciente al tener una mayor relación de petróleo Árabe pesado.

El remplazo de crudo Maya por ARH en la refinera de Minatitlán se observa en la Figura 304, se evidencia el crecimiento de la producción de gasolinas, no obstante destilados intermedios y coque declinan conforme la composición de Árabe pesado se eleva. La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Maya por ARH en la refinera de Salamanca se muestra en la Figura 305 donde se acentúa la producción de destilados, así como de gasolinas.

En Salina Cruz el efecto por sustituir petróleo Maya por Tubarao se expone en la Figura 306, en este caso la obtención de destilados intermedios y gasolinas aumenta por lo tanto la producción de destilados pesados decae al ascender la relación del crudo importado. El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Maya por ARH en Tula se manifiesta en la Figura 307. Se destaca el incremento de gasolinas y GLP aunque ligeramente, la obtención de destilados intermedios desciende.

En la Figura 308 se visualiza el resultado de permutar petróleo Maya por ARH en la refinera de Salamanca reconfigurada. Tal como indica la gráfica, la producción de gasolinas mejora por otro parte el coque decrece conforme aumenta la presencia de Árabe pesado. La sustitución de crudo Maya por ARH en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 309. Se remarca la producción de gasolinas y destilados pesados al crecer la relación de Árabe pesado en la mezcla, en cambio la obtención de destilados intermedios y coque se abate.

El cambio en el rendimiento de la refinera de Tula reconfigurada por reemplazar petróleo Maya por Árabe pesado se señala en la Figura 310, hay descenso en la producción de destilados intermedios y pesados pero la obtención de gasolinas se acrecienta cuando el carácter de crudo ARH es mayor. El crecimiento en la producción de gasolinas y destilados pesados por permutar petróleo Maya por ARH en la Nueva refinera se establecen en la Figura 311. Existe una buena respuesta el introducir crudo Árabe pesado en el SNR porque se mejoran los rendimientos de gasolinas y disminuye la producción de destilados pesados (excepto en Salamanca). Al reconfigurar el perfil de productos beneficia preferentemente las gasolinas.

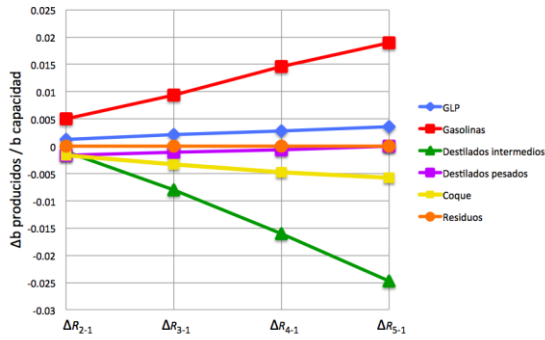


Figura 302. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Cadereyta

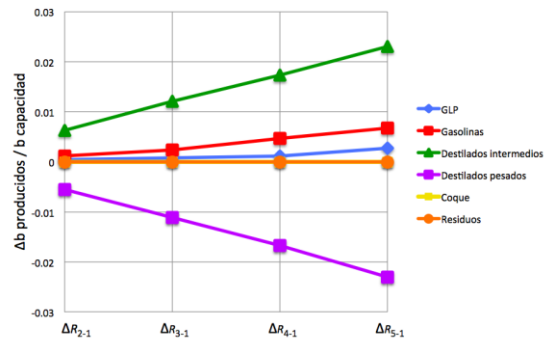


Figura 306. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Salina Cruz

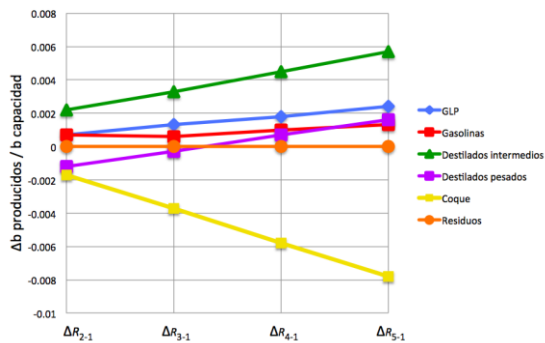


Figura 303. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Madero

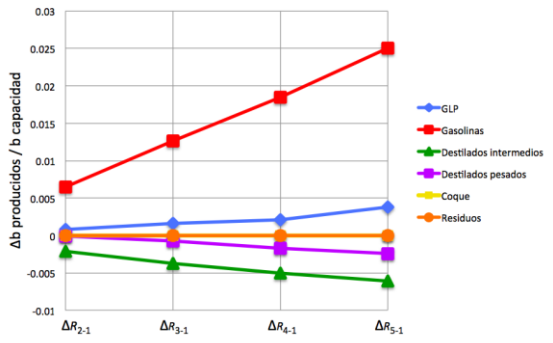


Figura 307. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Tula

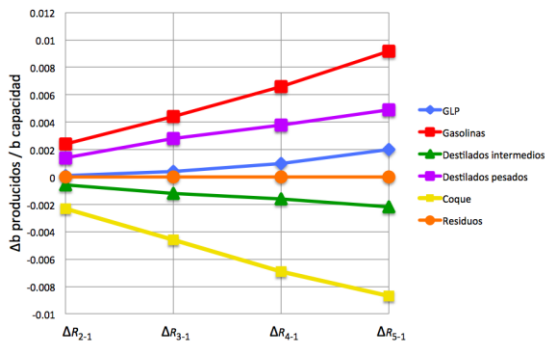


Figura 304. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Minatitlán

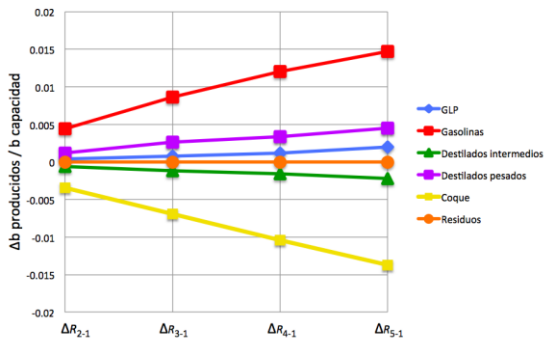


Figura 308. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Salamanca reconfigurada

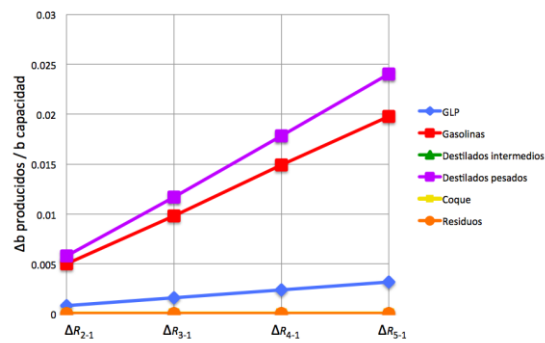


Figura 305. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Salamanca

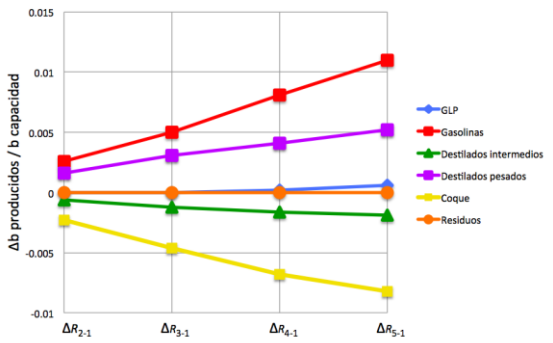


Figura 309. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Salina Cruz reconfigurada

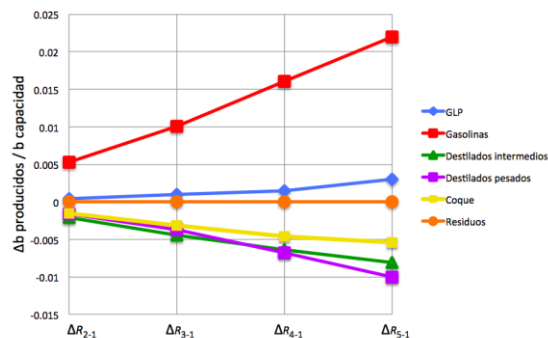


Figura 310. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Tula reconfigurada

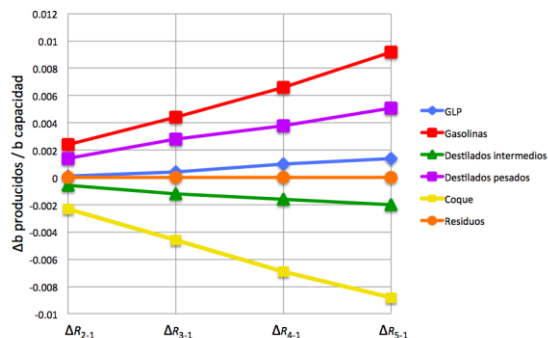


Figura 311. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Árabe pesado en Nueva refinería

#### 5.11.2.4 Southern Green Canyon (SGC) – Estados Unidos

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Maya por SGC en la refinería de Cadereyta se grafica en la Figura 312. Se obtiene mejora en el rendimiento de gasolinas, GLP y destilados intermedios en cambio la producción de coque disminuye al ir incrementando paulatinamente la cantidad de crudo SGC. La Figura 313 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinería de Madero como resultado de sustituir Maya por SGC. Se exhibe el aumento en la obtención de destilados pesados, además el coque tiene una tendencia decreciente al tener una mayor relación de petróleo SGC.

El remplazo de crudo Maya por SGC en la refinería de Minatitlán se observa en la Figura 314, se evidencia el crecimiento de la producción de destilados pesados y ligeramente en gasolinas, no obstante, el coque declina conforme la composición de SGC se eleva. La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Maya por SGC en la refinería de Salamanca se muestra en la Figura 315 donde se presenta crecimiento en la producción de destilados pesados y gasolinas.

En Salina Cruz el efecto por sustituir petróleo Maya por SGC se expone en la Figura 316. La producción de destilados pesados y gasolinas sube cuanto más es la relación del crudo importado. El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Maya por SGC en Tula se manifiesta en la Figura 31. Se destaca el incremento de destilados pesados y gasolinas, sin embargo, la obtención de destilados intermedios desciende.

En la Figura 318 se visualiza el resultado de permutar petróleo Maya por SGC en la refinería de Salamanca reconfigurada, tal como indica la gráfica, la producción de destilados pesados mejora, por otro lado, el coque decae conforme aumenta la presencia de SGC. La sustitución de crudo Maya por SGC en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 319. Al crecer la relación de SGC en la mezcla, emerge nuevamente la producción de destilados pesados y muy sutilmente la de gasolinas en cambio la producción de coque baja.

El cambio en el rendimiento de la refinería de Tula reconfigurada al reemplazar petróleo Maya por SGC se señala en la Figura 320. Se observa descenso en la producción de coque, pero la obtención de gasolinas y destilados pesados se acrecienta cuando el carácter de crudo SGC es mayor. El crecimiento en la producción de destilados pesados al permutar petróleo Maya por SGC en la Nueva refinería se establece en la Figura 321. En general el empleo de crudo SGC en el SNR produce incremento en el rendimiento de destilados pesados (excepto en Cadereyta) y al reconfigurar se ayuda a acortar el porcentaje de estos productos, pero sin lograr agrandar la producción de gasolinas o destilados intermedios.

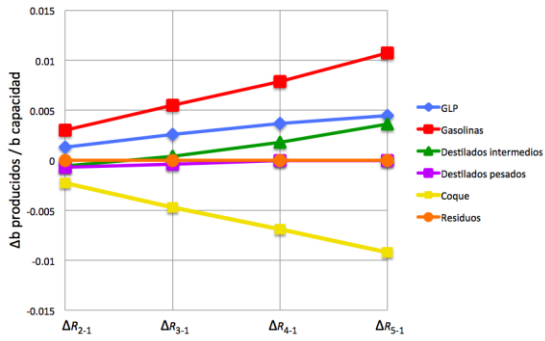


Figura 312. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Cadereyta

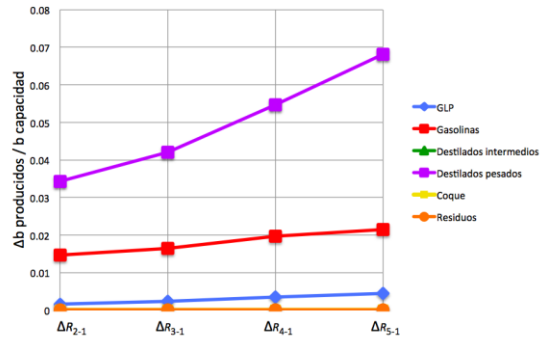


Figura 316. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Salina Cruz

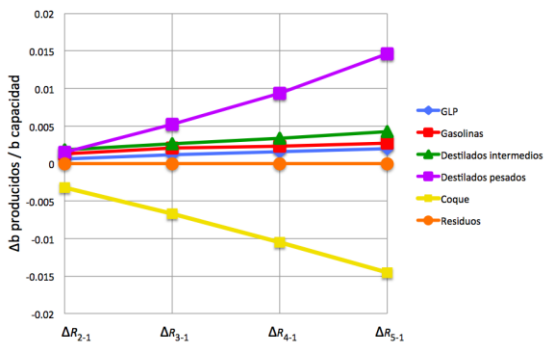


Figura 313. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Madero

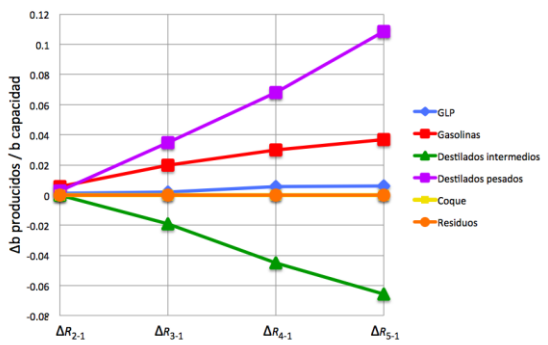


Figura 317. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Tula

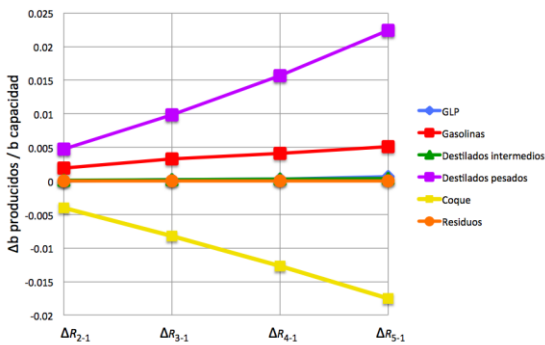


Figura 314. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Minatitlán

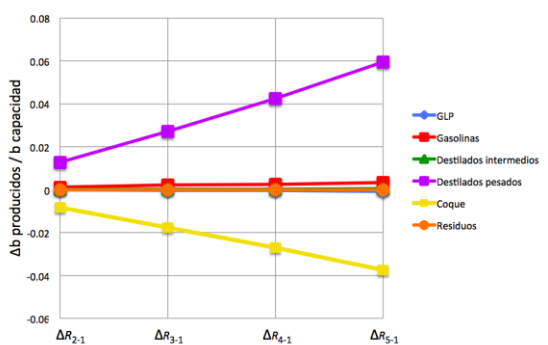


Figura 318. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Salamanca reconfigurada

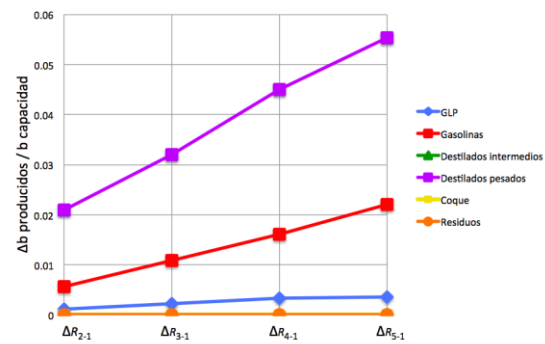


Figura 315. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Salamanca

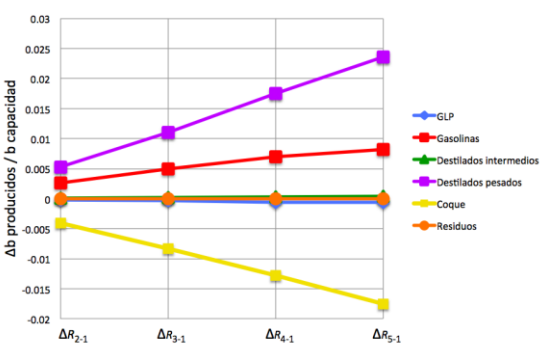


Figura 319. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Salina Cruz reconfigurada

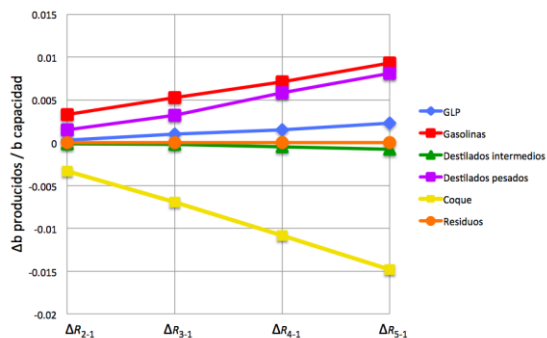


Figura 320. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Tula reconfigurada

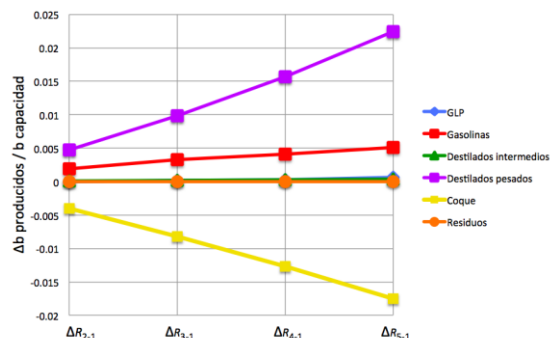


Figura 321. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por SGC en Nueva refinera

### 5.11.2.5 Bachaquero 17 - Venezuela

El diferencial de producción de petrolíferos al sustituir crudo Maya por Tubarao en la refinera de Cadereyta se grafica en la Figura 322. Se obtiene mejora en el rendimiento de destilados intermedios, en cambio la producción de gasolinas disminuye al ir incrementando gradualmente la cantidad de crudo Bachaquero. La Figura 323 ilustra el cambio en la producción de refinados en la refinera de Madero como resultado de sustituir Maya por Bachaquero. Se exhibe el aumento en la obtención de destilados pesados, por ende, las gasolinas y destilados intermedios señalan una tendencia decreciente, al tener una mayor relación de petróleo Bachaquero.

El remplazo de crudo Maya por Bachaquero en la refinera de Minatitlán se observa en la Figura 324. Se evidencia el crecimiento de la producción de destilados pesados, no obstante, las gasolinas declinan conforme la composición de Bachaquero se eleva. La variación en el rendimiento de petrolíferos al permutar Maya por Bachaquero en la refinera de Salamanca se muestra en la Figura 325 donde se acentúan los destilados pesados provocando descenso en la producción de gasolinas.

En Salina Cruz el efecto de sustituir petróleo Maya por Bachaquero se expone en la Figura 326, en esta ocasión como en el anterior la producción de gasolinas decae al ascender la relación del crudo importado, sin embargo, la obtención de destilados pesados aumenta. El diferencial en los vectores de producción de petrolíferos al reemplazar crudo Maya por Bachaquero en Tula se manifiesta en la Figura 327. Se destaca el incremento de destilados pesados y el descenso del rendimiento de gasolinas.

En la Figura 328 se visualiza el resultado de permutar petróleo Maya por Bachaquero en la refinera de Salamanca reconfigurada, tal como indica la gráfica, la producción de destilados pesados mejora por otro lado gasolinas y coque decrecen conforme aumenta la presencia de Bachaquero. La sustitución de crudo Maya por Bachaquero en Salina Cruz reconfigurada se distingue en la Figura 329. Se presenta nuevamente la producción de destilados pesados al crecer la relación de Bachaquero en la mezcla en consecuencia la obtención de gasolinas y coque se empobrece.

El cambio en el rendimiento de la refinera de Tula reconfigurada por reemplazar petróleo Maya por Tubarao se señala en la Figura 330. Hay descenso en la producción de gasolinas, pero la obtención de destilados pesados e intermedios se acrecienta cuando el carácter de crudo Bachaquero es mayor. El crecimiento en la producción de destilados pesados e intermedios por sustituir petróleo Maya por Bachaquero en la Nueva refinera se establece en la Figura 331. Posterior al estudio del efecto de adicionar crudo Bachaquero en el SNR se observa que hay una disminución en los rendimientos de gasolinas, cuando se reconfigura descienden notablemente los rendimientos de destilados pesados, pero insuficientemente para llevar los vectores de gasolina a valores positivos, aunque para los destilados intermedios se incrementa la producción.



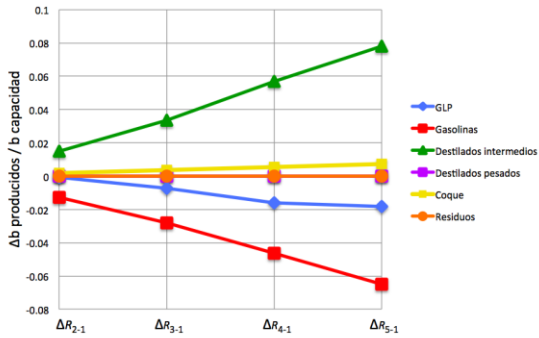


Figura 322. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Cadereyta

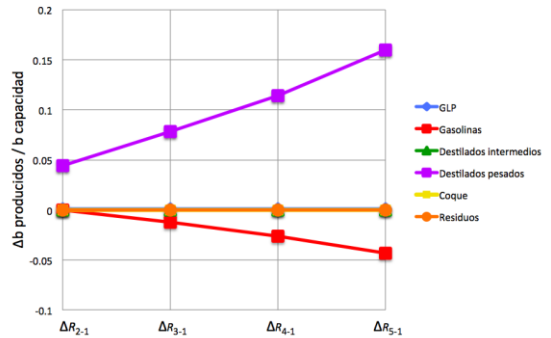


Figura 326. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Salina Cruz

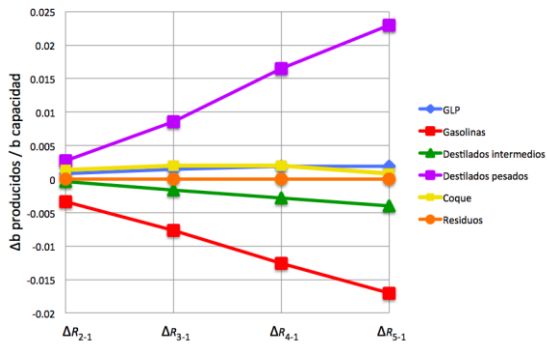


Figura 323. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Madero

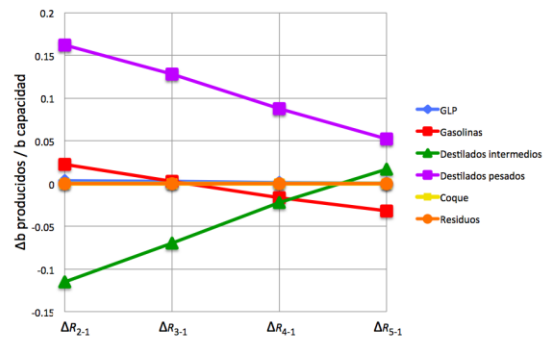


Figura 327. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Tula

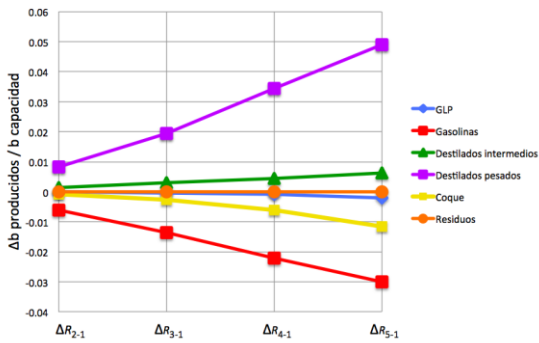


Figura 324. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Minatitlán

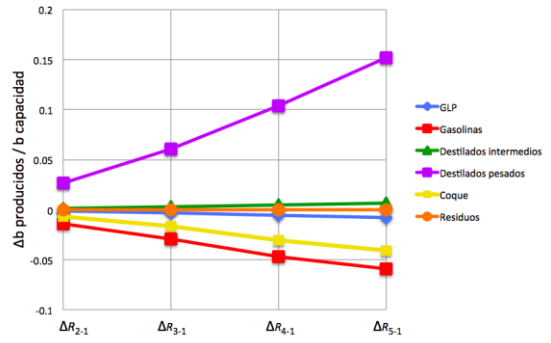


Figura 328. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Salamanca reconfigurada

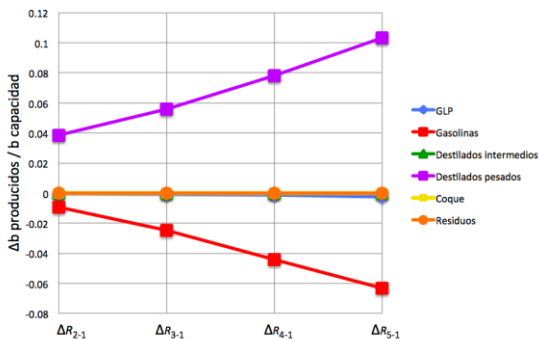


Figura 325. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Salamanca

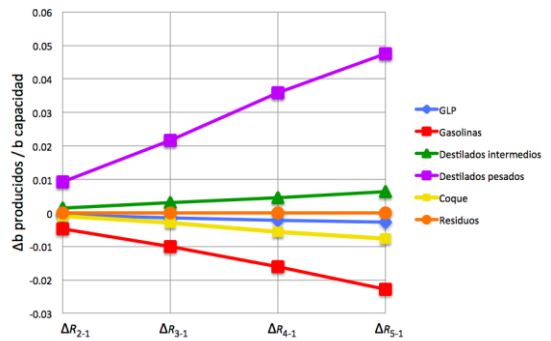


Figura 329. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Salina Cruz reconfigurada

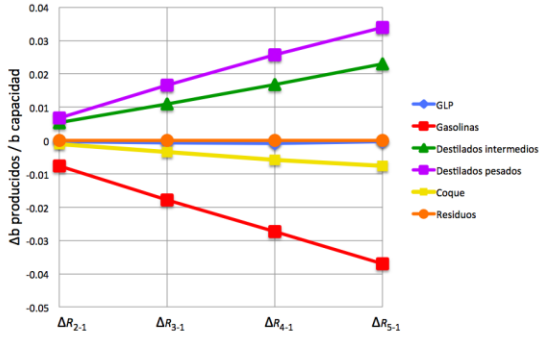


Figura 330. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Tula reconfigurada

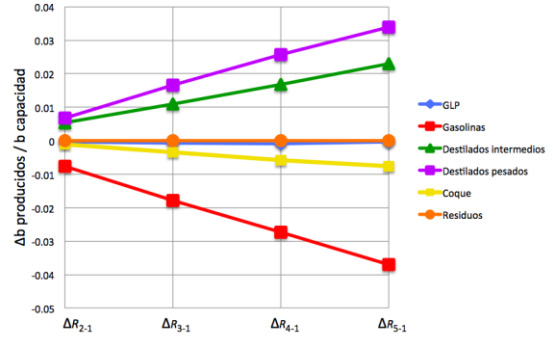


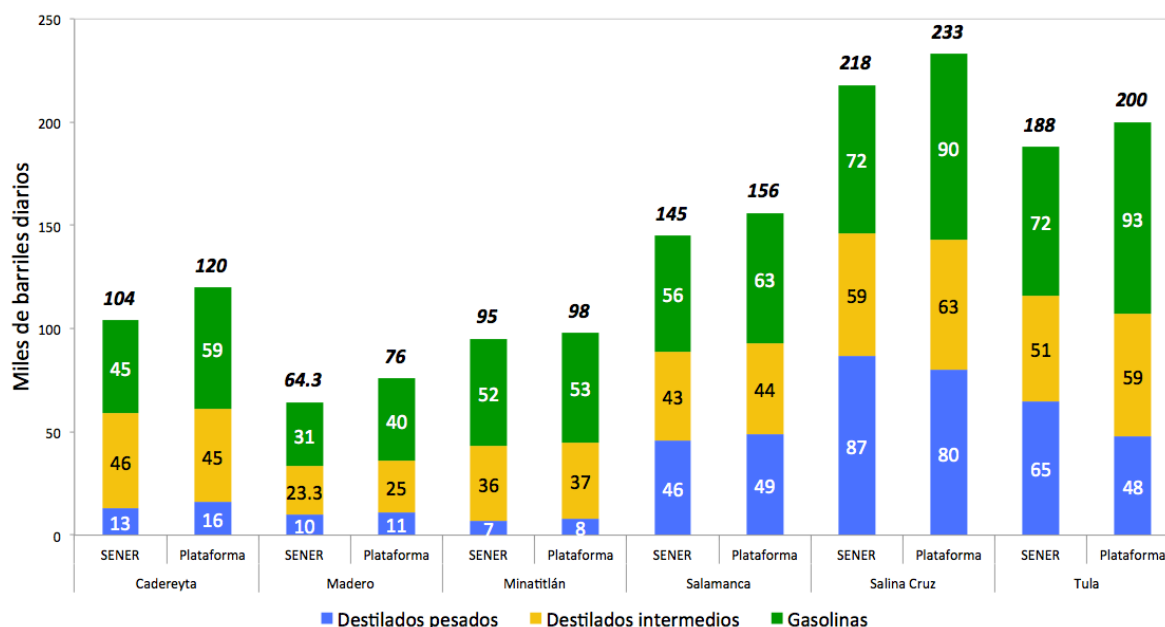
Figura 331. Diferencial de Rendimientos al sustituir crudo Maya por Bachaquero en Nueva refinaria

Una vez estudiado el efecto de introducir crudos internacionales en el SNR como sustitutos de Maya, se puede percibir que, al igual que en el caso de los reemplazos de Istmo, en la mayoría de los casos los diferenciales expresan una relación matemática lineal, por lo cual mediante la ecuación 6 se puede calcular el diferencial de rendimiento de los grupos de petrolíferos para cada crudo sustituto de Maya.

De forma conjunta, una vez incorporados los vectores diferenciales de rendimientos, se puede estimar la producción de refinados para mezclas con combinaciones de sustitutos de Istmo y Maya simultáneamente por ejemplo los rendimientos de una mezcla 20% Maya - 30% Istmo - 15% WTI - 15% ARH - 20% Brent recordando no exceder el límite de 50% de crudo internacional.

## Capítulo 6. Plataforma de modelos de producción de petrolíferos

La integración de las ecuaciones al evaluar los crudos nacionales como los internacionales estudiados en las seis refinerías actuales del SNR, las tres posibles reconfiguraciones de Salamanca, Salina Cruz y Tula, así como la nueva refinería se programan en un archivo de Microsoft® Excel® para facilitar su uso y visualizar los resultados eficazmente, por lo que el libro de Excel® resultante es la plataforma de modelos de producción de petrolíferos del SNR. Para validar la información proporcionada por la plataforma se confronta la producción de refinados en 2016 reportada por SENER en las Tablas 31 y 32 del capítulo 3, sabiendo además la cantidad de crudo Maya e Istmo procesado ese año por las refinerías expuestas en la Tabla 10 del capítulo 2 se puede evidenciar lo eficaz que la plataforma de modelos calcula los rendimientos de petrolíferos. En la Figura 332 se compara la producción de gasolinas, destilados intermedios<sup>24</sup> y destilados pesados reportada por SENER en 2016 con la producción calculada en un escenario promedio<sup>25</sup> por la plataforma, tal como se observa la plataforma estima mayor producción de gasolinas en la mayoría de los casos esto puede deberse a que no toma en cuenta factores como mantenimiento de equipos y que se consideró un escenario promedio, sin embargo entre la obtención de destilados intermedios y pesados existe un mejor parecido entre lo reportado y lo deducido por la plataforma.



Fuente: Elaboración propia con información SENER, IMP y PEMEX

**Figura 332. Comparación de producción de petrolíferos en 2016 entre la información de SENER y la plataforma de modelos**

En este contexto se puede atestiguar que la plataforma arroja datos confiables y mediante la selección de factores como el tipo de escenario se puede adquirir una mayor resolución en cuanto a la producción de petrolíferos.

Por otra parte, la modelación de producción de petrolíferos mediante la plataforma tiene limitaciones las cuales se mencionan a la brevedad: no se pueden modificar las capacidades de plantas asociadas; no se consideran factores relacionados con el mantenimiento de refinerías; se despliega la producción de grupos de petrolíferos y no de refinados individuales (excepto GLP); no se considera en la producción de las refinerías a los biocombustibles como biodiesel.

<sup>24</sup> Suma de turbosina y diesel.

<sup>25</sup> Promedio de la producción de petrolíferos de los cuatro escenarios planteados.

La primera parte de la plataforma consiste en determinar el escenario en que se encuentra un período de estudio. Lo recomendable de la mínima etapa a evaluar es de un año ya que es una plataforma diseñada para el mediano y largo plazo.

### 6.1 Selección de escenario

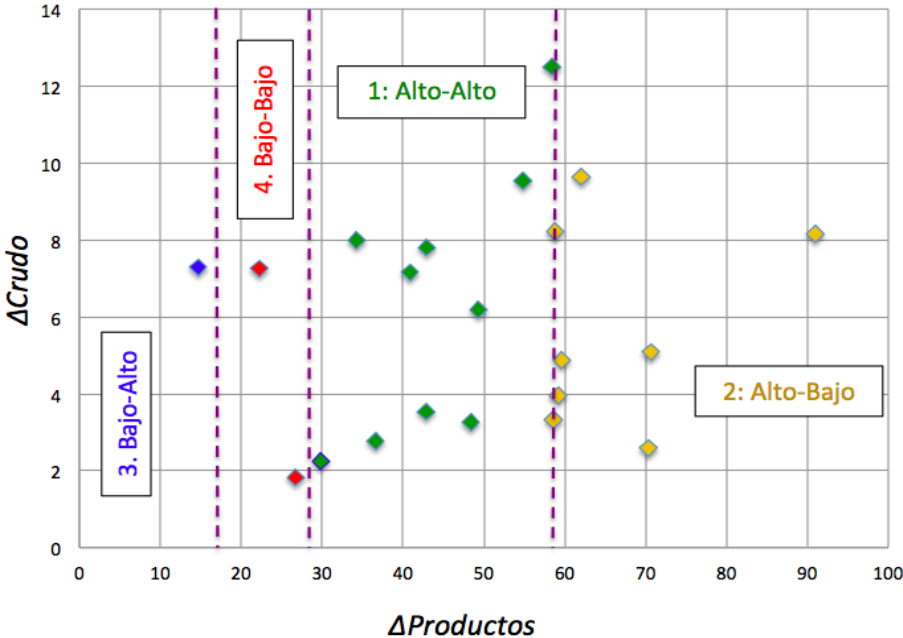
Como parte fundamental del modelo de producción de petrolíferos resulta la identificación adecuada de cada escenario debido a que para la toma de decisiones resulta conveniente cuál de ellos utilizar para describir certeramente la producción de refinados en el período de estudio. Los términos expuestos a continuación en la Tabla 42 muestran los parámetros empíricos para diferenciar cada escenario cuyas unidades están en \$US/barril, en consecuencia, los diferenciales de precios usados se deben homogenizar a esta terminología.

Parámetros (\$US/barril)	Escenario
$\Delta\text{Productos}-\Delta\text{Crudo} \leq 7$	3. Bajo-Alto
$7 < \Delta\text{Productos}-\Delta\text{Crudo} \leq 25$	4. Bajo-Bajo
$25 < \Delta\text{Productos}-\Delta\text{Crudo} \leq 46$	1: Alto-Alto
$\Delta\text{Productos}-\Delta\text{Crudo} > 46$	2: Alto-Bajo

Fuente: Elaboración propia

Tabla 42. Parámetros empíricos para determinar el tipo de escenario

En la Figura 333 se grafica el  $\Delta\text{Productos}$  contra  $\Delta\text{Crudo}$  para ilustrar la clasificación de escenarios del período 1995-2015 conforme a los parámetros planteados, donde cada año tiene un conjunto de precios promedio anuales de crudos y productos que permite determinar en qué tipo de escenario entrarían.



Fuente: Elaboración propia con información de Pemex y SENER

Figura 333. Clasificación de escenarios de precios para los años 1995-2015

En la plataforma de modelos de producción se puede calcular el tipo de escenario en el cuál cae un período de estudio como función de los precios de crudos y petrolíferos, por ejemplo en la Figura 334 se muestra el precio de petróleo Maya (67 \$US/b) e Istmo (70 \$US/b) así como el precio de refinería de gasolina magna (9.17 pesos/b), gasolina Premium (10.3 pesos/b), diesel (9.5 pesos/b),

combustóleo (5900 pesos/m<sup>3</sup>) y el tipo de cambio promedio de 19 pesos/b descargados en las celdas amarillas. Automáticamente se deduce el tipo de escenario bajo ese conjunto de precios y el valor del diferencial de productos menos el diferencial de crudos. Es importante usar las unidades indicadas por la plataforma, con la finalidad de homogenizar la información con la que aparece en el Sistema de Información Energética (SIE).












Crudo Maya	67	\$US/barril	$\Delta$ Productos- $\Delta$ Crudo	28	<b>ESCENARIO</b> <b>1: Alto-Alto</b>	
Crudo Istmo	70	\$US/barril				
Gasolina Magna	9.17	MXN/litro	$(\Delta$ Productos- $\Delta$ Crudo) $\leq$ 7	3. Bajo-Alto		
Gasolina Premium	10.3	MXN/litro			7 < ( $\Delta$ Productos- $\Delta$ Crudo) $\leq$ 25	4. Bajo-Bajo
Diésel	9.5	MXN/litro				
Combustóleo	5900	MXN/m3			$(\Delta$ Productos- $\Delta$ Crudo) > 46	2: Alto-Bajo
Tipo de cambio	19	MXN/\$US				

Fuente: Elaboración propia

Figura 334. Cálculo de escenario en la plataforma de modelos

## 6.2 Crudo alimentado y composición de mezcla

La cantidad de crudo alimentado se muestra en la celda color rosa, este dato depende de otros factores como la producción nacional de petróleo y la disponibilidad de crudos, pero en el libro de cálculo se pueden valorar cantidades desde cero a la capacidad máxima de cada refinera. En la Figura 335 se observa el esquema de llenado de datos para la refinera de Madero, además se aprecian los límites establecidos para el uso de la plataforma. Mediante este proceso se pueden analizar las refineras de estudio.

MADERO		
Crudo procesado (mbd)	0	MAX 190 mbd
<i>Crudos nacionales</i>		
 % Crudo Istmo	0%	
 % Crudo Maya	0%	
<i>Sustitutos Istmo</i>	 % Crudo WTI	0%
	 % Crudo Brent	0%
	 % Crudo ARL	0%
	 % Crudo WTS	0%
<i>Sustitutos Maya</i>	 % Crudo Tubarao	0%
	 % Crudo Suncor	0%
	 % Crudo ARH	0%
	 % Crudo SGC	0%
	 % Crudo BCH17	0%

}  $\Sigma$  50% MAX

Fuente: Elaboración propia

Figura 335. Esquema para la descarga de datos en las refineras de la plataforma

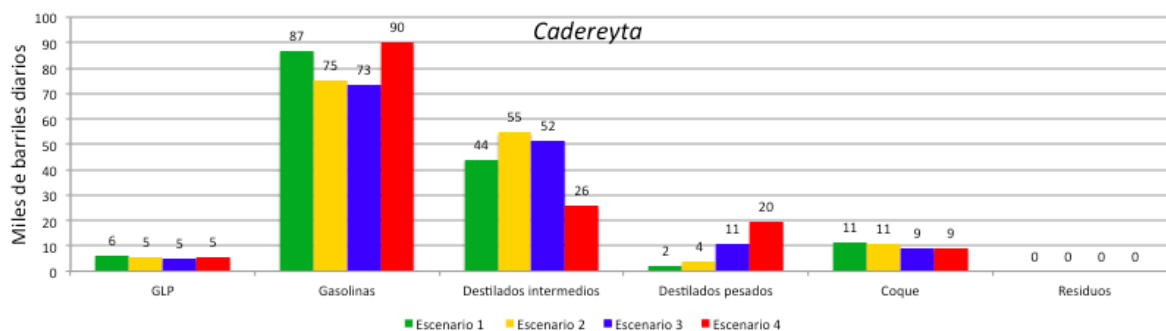
### 6.3 Vectores de producción de petrolíferos

Los resultados de la plataforma son dos principales: los rendimientos de producción y el porcentaje de utilización de procesos de refinación. En la Tabla 43 se ejemplifica la producción de la refinería de Cadereyta para los cuatro escenarios que se despliega por la plataforma al definir la cantidad de crudo procesado (150 mbd) y composición de mezcla (40% Istmo – 60% Maya). Por otra parte, la información también se presenta de forma gráfica para ayudar a comparar la producción entre escenarios, en la Figura 336 se ilustra esta apreciación.

Producto	Escenario 1 (mbd)	Escenario 2 (mbd)	Escenario 3 (mbd)	Escenario 4 (mbd)
GLP	6.03	5.26	4.94	5.35
Gasolinas	86.68	75.24	73.43	90.31
Destilados intermedios	43.96	54.69	51.55	25.74
Destilados pesados	2.25	3.95	10.84	19.63
Coque	11.08	10.86	9.24	8.98
Residuos	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>150</b>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 43. Producción de petrolíferos en Cadereyta por escenario calculada por la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 336. Comparación de la producción de petrolíferos en Cadereyta por escenario calculada por la plataforma**

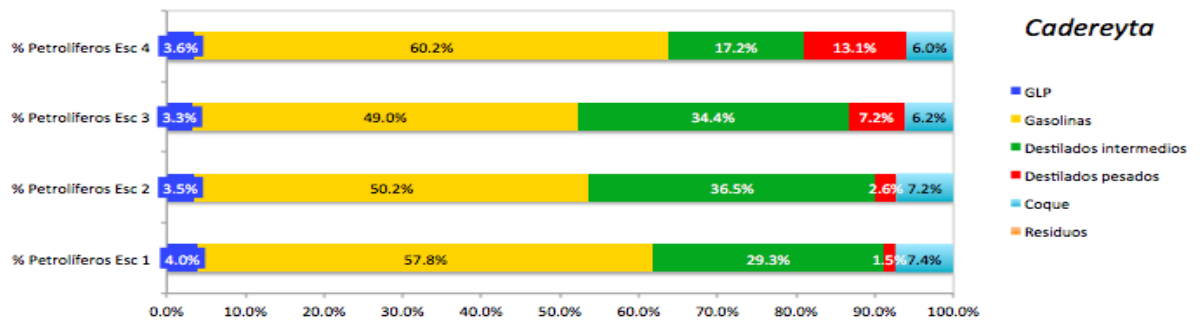
El porcentaje de petrolíferos producidos por escenario en las refinерías de estudio es otro elemento que se expone en la plataforma de modelos, por ejemplo, con la información del caso anterior en la Tabla 44 se exhibe el valor porcentual que cada refinado y en la Figura 337 se observa gráficamente la asimilación porcentual en cada escenario.

Producto	% Petrolíferos Esc 1	% Petrolíferos Esc 2	% Petrolíferos Esc 3	% Petrolíferos Esc 4
GLP	4.02	3.50	3.29	3.57
Gasolinas	57.79	50.16	48.95	60.20
Destilados intermedios	29.31	36.46	34.37	17.16
Destilados pesados	1.50	2.64	7.23	13.09
Coque	7.39	7.24	6.16	5.99

Residuos	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 44. Porcentaje de petrolíferos en Cadereyta por escenario calculado por la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

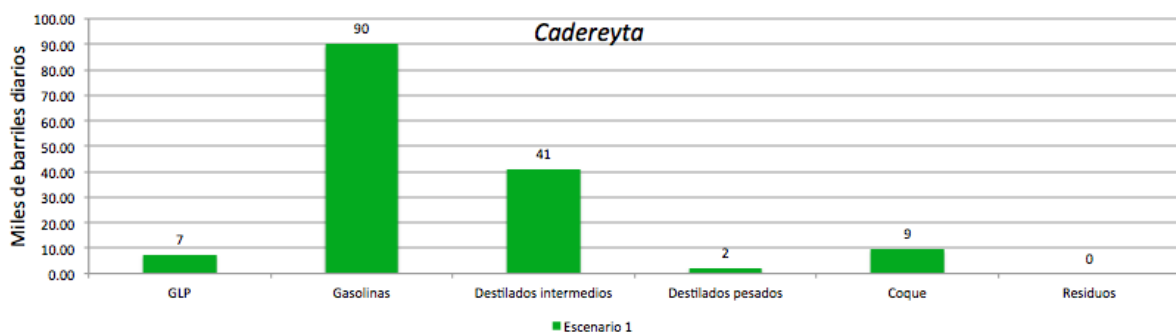
**Figura 337. Comparación del porcentaje de petrolíferos en Cadereyta por escenario calculado por la plataforma**

Cuando se evalúa un crudo de exportación en el SNR los rendimientos de producción se muestran sólo para el escenario 1, tal como se diseñó en el capítulo 4, así por ejemplo si se adiciona un 10% de crudo WTI, 10% de ARL, 10% de Tubarao y 10% ARH<sup>26</sup> se expresará la producción de petrolíferos como indican la Tabla 45 y la Figura 338.

Producto	Escenario 1 (mbd)	% Petrolíferos Esc 1
GLP	7.35	4.90
Gasolinas	90.04	60.02
Destilados intermedios	41.05	27.37
Destilados pesados	2.14	1.43
Coque	9.41	6.28
Residuos	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>150</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 45. Producción de petrolíferos y porcentaje de petrolíferos para una mezcla de crudos nacionales e internacionales en Cadereyta calculados por la plataforma**

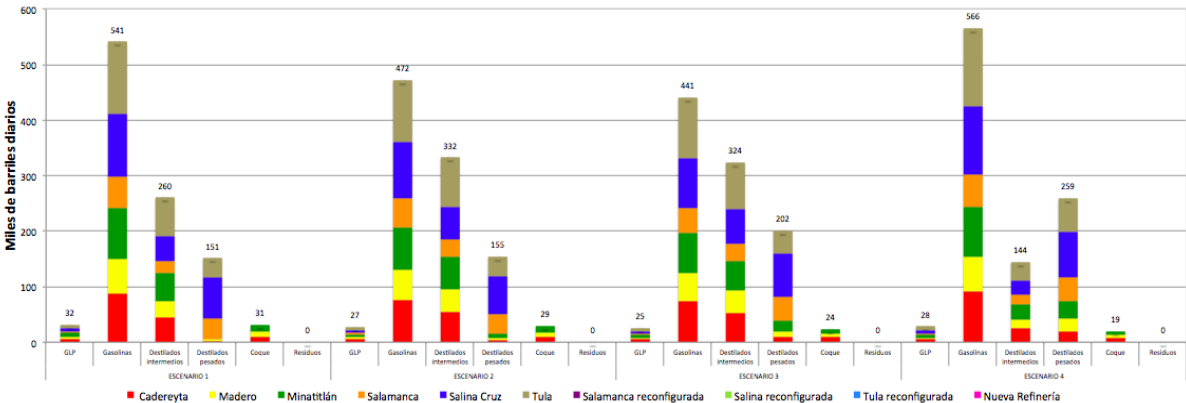


Fuente: Elaboración propia

**Figura 338. Producción de petrolíferos para una mezcla de crudos nacionales e internacionales en Cadereyta calculada por la plataforma**

<sup>26</sup> La composición total de mezcla es 40% Maya - 20% Istmo - 10% WTI - 10% ARL - 10% Tubarao - 10% ARH, en este caso se sustituye 50% del crudo Istmo y 33% de Maya en total.

Otra diligencia de la plataforma de modelos es que permite apreciar la producción total del SNR observando la contribución de cada refinería por tipo de producto y escenario. En la Figura 339 se ejemplifica como se percibe la producción del SNR para la configuración actual de las refinerías.



Fuente: Elaboración propia

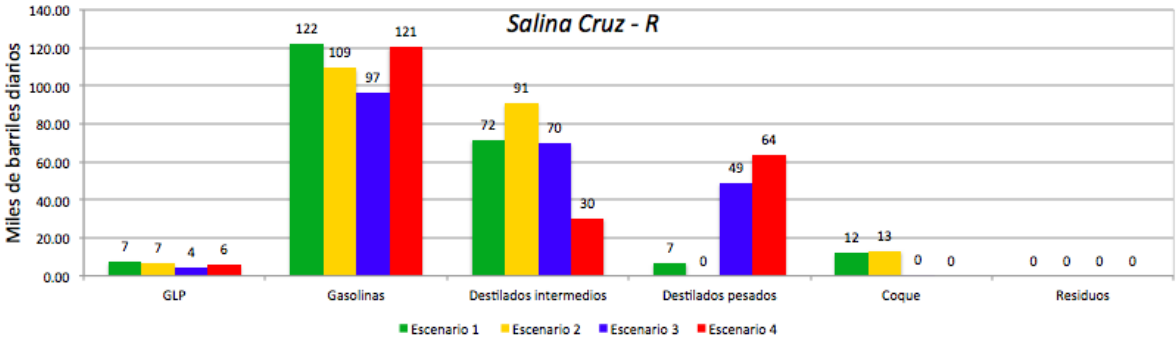
**Figura 339. Producción de petrolíferos en el SNR por escenario**

Cuando se calcula la producción de las refinerías configuradas en la plataforma, la metodología es la misma primero se define la cantidad de crudo procesado y la composición de mezcla. A modo de muestra en la Tabla 46 y la Figura 340 se ilustra la producción de Salina Cruz reconfigura si se alimenta con 220 mbd de petróleo con una relación de 50% Maya – 30% Istmo – 10% ARH – 10% Bachaquero.

Producto	Escenario 1 (mbd)	Escenario 2 (mbd)	Escenario 3 (mbd)	Escenario 4 (mbd)
GLP	7.38	6.15	4.43	5.56
Gasolinas	132.02	112.31	102.39	129.01
Destilados intermedios	69.25	90.91	76.38	38.89
Destilados pesados	0.00	0.00	36.67	46.54
Coque	11.35	10.64	0.13	0.00
Residuos	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 46. Producción de petrolíferos por escenario en una mezcla de crudos nacionales e internacionales en Salina Cruz reconfigurada calculada por la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 340. Producción de petrolíferos por escenario en una mezcla de crudos nacionales e internacionales en Salina Cruz reconfigurada calculada por la plataforma**

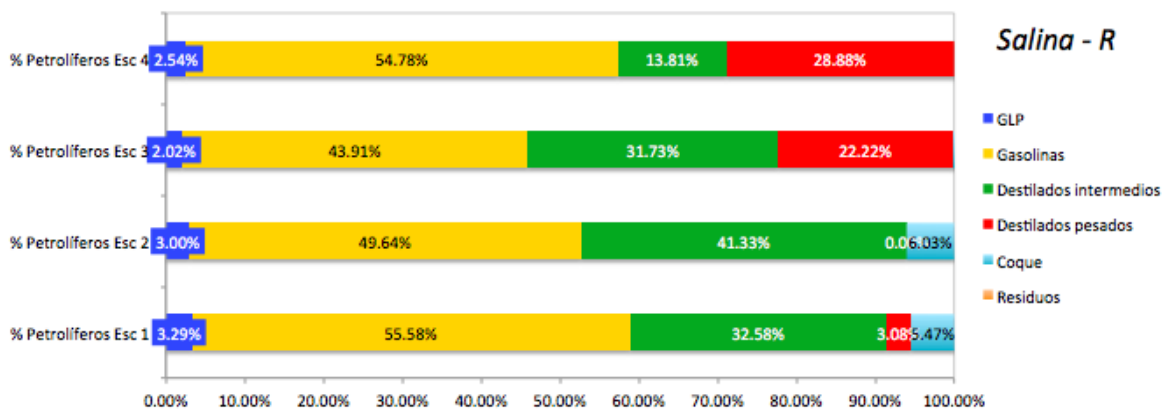


Los porcentajes de petrolíferos se muestran numéricamente en la Tabla 47 y en la Figura 341 se grafican por escenario para su comparación.

Producto	% Petrolíferos Esc 1	% Petrolíferos Esc 2	% Petrolíferos Esc 3	% Petrolíferos Esc 4
GLP	3.29	3.00	2.02	2.54
Gasolinas	55.58	49.64	43.91	54.78
Destilados intermedios	32.58	41.33	31.73	13.81
Destilados pesados	3.08	0	22.22	28.88
Coque	5.47	6.03	0.12	0
Residuos	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia

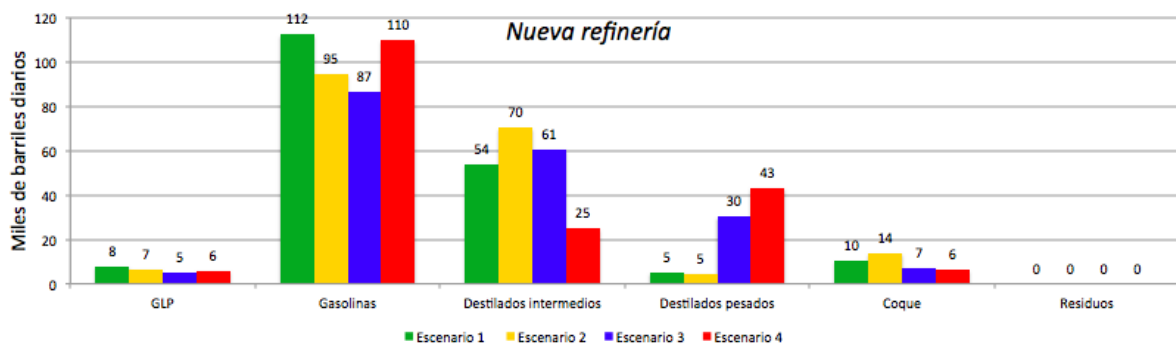
**Tabla 47. Porcentaje de petrolíferos producidos para una mezcla de crudos nacionales e internacionales en Salina Cruz reconfigurada calculada por la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

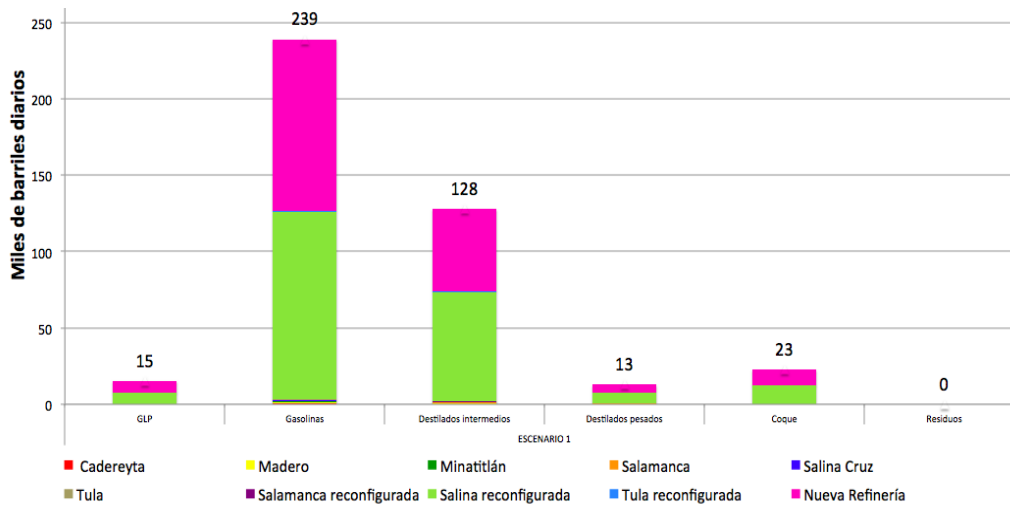
**Figura 341. Comparación del porcentaje de petrolíferos producidos para una mezcla de crudos nacionales e internacionales en Salina Cruz reconfigurada calculado por la plataforma**

Suponiendo que entrara en operación la nueva refinería procesando 190 mbd con una composición de mezcla de 40% Maya – 40% Istmo – 20% SGC, tendría una producción de refinados tal como señala la Figura 342. Conjuntamente en el escenario 1 la obtención total de petrolíferos entre Salina Cruz reconfigurada y esta nueva refinería se aprecia en la Figura 343.



Fuente: Elaboración propia

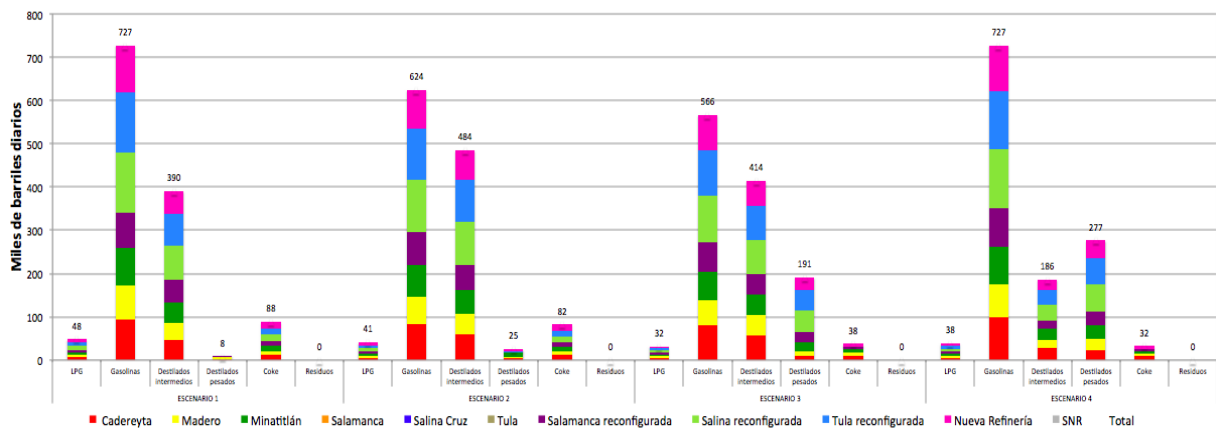
**Figura 342. Producción de petrolíferos por escenario en una mezcla de crudos nacionales e internacionales en la nueva refinería calculada por la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 343. Producción de petrolíferos en Salamanca reconfigurada y nueva refinería para una mezcla de crudos nacionales e internacionales**

De esta manera los vectores de producción de petrolíferos se pueden calcular también para la reconfiguración de Salamanca, Salina Cruz, Tula y en la nueva refinería ya sea individual o globalmente como se observa en la Figura 344.



Fuente: Elaboración propia

**Figura 344. Producción de petrolíferos en el SNR actual más reconfiguraciones y nueva refinería por escenario**

## 6.4 Porcentaje de utilización de los procesos de refinación

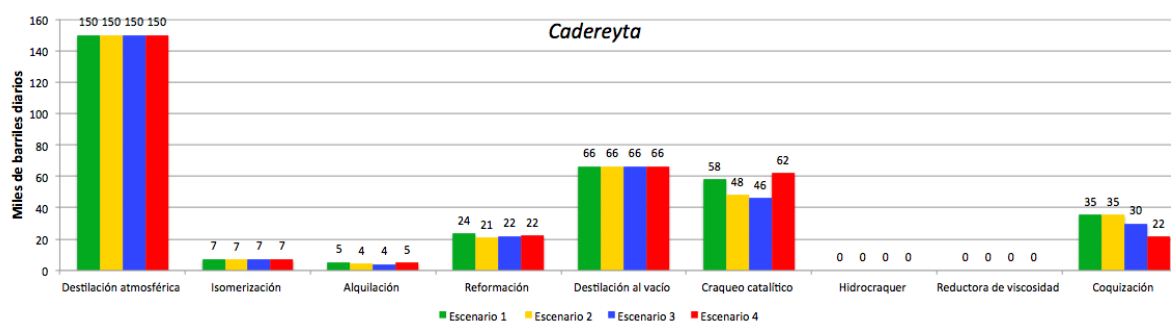
El cálculo de los barriles utilizados, así como el porcentaje de utilización en las plantas asociadas en cada refinería se realiza simultáneamente al cálculo de rendimientos, es decir, al indicar el crudo procesado y la composición de mezcla la plataforma mostrará el nivel de utilización en cada proceso. En la Tabla 43 se presenta la capacidad usada de procesos por la refinería de Cadereyta conservando las condiciones de crudo alimentado de 150 mbd en una relación 40% Istmo – 60% Maya. En la Figura 345 se grafica la información de la Tabla 48.

Proceso	Escenario 1 (mbd)	Escenario 2 (mbd)	Escenario 3 (mbd)	Escenario 4 (mbd)
Destilación atmosférica	150	150	150	150
Isomerización	7.96	7.59	7.96	7.96

Alquilación	5.76	4.71	4.50	5.66
Reformación	25.81	22.83	23.85	24.24
Destilación al vacío	77.64	77.64	77.64	77.64
Craqueo catalítico	65.35	53.82	52.02	69.70
Hidro craqueo	0	0	0	0
Reductora de viscosidad	0	0	0	0
Coquización	38.29	38.23	32.23	23.54

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 48. Capacidad utilizada de los procesos de refinación en Cadereyta por escenario calculada por la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

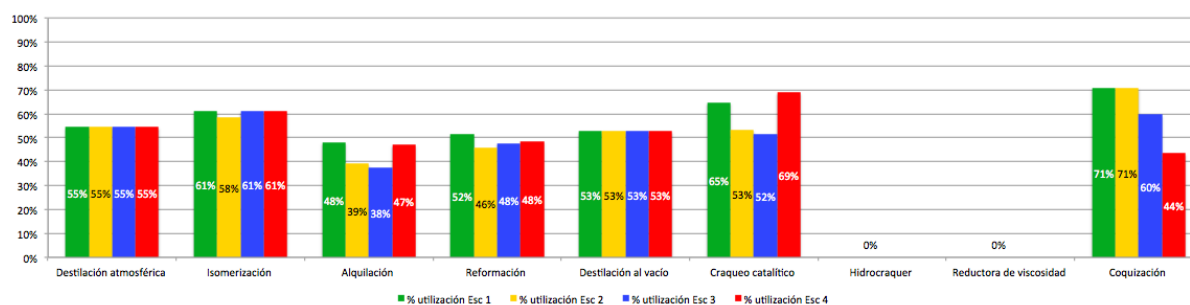
**Figura 345. Comparación de la capacidad de procesos de refinación en Cadereyta por escenario calculado por la plataforma**

Los porcentajes de utilización de los procesos por escenario se calculan por la plataforma con base en la capacidad máxima de cada planta respectivamente, de esta manera en la Tabla 49 se indica esta operación elaborada por el libro de cálculo y en la Figura 346 se visualiza el gráfico comparativo de la utilización de procesos.

Proceso	Utilización Esc 1	Utilización Esc 2	Utilización Esc 3	Utilización Esc 4
Destilación atmosférica	54.55	54.55	54.55	54.55
Isomerización	66.32	63.26	66.32	66.32
Alquilación	52.88	43.18	41.33	51.91
Reformación	56.10	49.63	51.84	52.70
Destilación al vacío	61.77	61.77	61.77	61.77
Craqueo catalítico	72.61	59.80	57.80	77.44
Hidro craqueo	0	0	0	0
Reductora de viscosidad	0	0	0	0
Coquización	76.58	76.46	64.46	47.07

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 49. Porcentaje de utilización de procesos en Cadereyta por escenario calculado por la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 346. Comparación del porcentaje de utilización en Cadereyta por escenario calculado por la plataforma**

Los niveles de utilización en la plataforma se analizan por refinería y escenario ya sea con la configuración actual o en su vertiente de reconfiguración para poder observar la forma en que los procesos trabajan y derivan los rendimientos de producción respectivamente. Por otra parte, los niveles de utilización de los procesos asociados restringen la cantidad de crudo y la composición de mezcla permitida en cada refinería puesto que no se deben exceder de su capacidad máxima instalada, esto además es útil para probar mezclas de crudos de forma que se maximice el nivel utilización en las plantas de la refinería a fin de mejorar su manera de operar. Una valoración adicional en la plataforma es que al evaluar crudos de exportación los porcentajes de utilización se calculan de acuerdo el petróleo que sustituyen, es decir como si fueran crudo Maya o Istmo según el caso.

## 6.5 Caso de aplicación

Uno de los principales y más importantes usos de la plataforma de modelos de producción de petrolíferos es que permite optimizar el SNR ya que comprende tanto la producción de refinados como la utilización de procesos. Una de las áreas más importantes y activas de la optimización es la Programación Lineal. Los problemas que trata se basan en la optimización (minimización o maximización) de una función lineal conocida como función objetivo, sujeta a una serie de restricciones lineales de igualdad o desigualdad (Merino, 2012, p. 11).

Para fines de optimización del SNR, una función objetivo puede ser maximizar la producción de gasolinas o destilados intermedios según su finalidad, puede determinarse cuál de ellas usar conforme a zonas de demanda donde se requiere más de cierto refinado. En este trabajo a modo de muestra se optimiza el SNR actual para el escenario 1<sup>27</sup> el nivel de utilización de la tecnología principal de las refinerías, ya sea craqueo catalítico o coquización, según su configuración por lo que la función objetivo es maximizar dicho proceso, como consecuencia de mejorar la operación de las plantas también se favorece la obtención de gasolinas y destilados intermedios cuyo valor comercial es favorable.

Las variables para este caso son el crudo alimentado<sup>28</sup> y la composición de mezcla considerando los crudos nacionales Maya e Istmo, no obstante, en el futuro se puede analizar una optimización incluyendo los crudos internacionales para saber cuánto petróleo se necesitaría exportar y repartir en las refinerías para obtener mejores rendimientos los petrolíferos. Las restricciones son las capacidades de los procesos asociados debido a que físicamente no se puede exceder su capacidad instalada en cada uno. Los resultados de esta optimización se presentan por refinería indicando la

<sup>27</sup> También se puede hacer con los otros escenarios según sea el caso, pero para fines prácticos sólo se realiza con el escenario 1.

<sup>28</sup> No se considera en esta ocasión si es suficiente la producción nacional de petróleo o la disponibilidad de crudos para abastecer a las refinerías.

relación Maya/Istmo, así como la alimentación de petróleo óptimos, por otro lado se exterioriza el modo en que la refinería operaría exhibiendo los niveles de utilización respectivamente, puede haber más soluciones que satisfagan las restricciones porque al considerar el crudo procesado como variable éste puede aumentar o disminuir a forma de no rebasar la capacidad de los procesos, pero se buscará obtener además mejora en la producción de gasolinas y destilados intermedios. En la refinería de Cadereyta la mezcla óptima es 43.28% Istmo – 56.72% Maya procesando 214.98 mbd. En la Tabla 50 se observa la producción óptima de petrolíferos y el porcentaje que representa cada producto.

Producto	Escenario 1 (mbd)	% Petrolíferos Esc 1
GLP	8.61	4
Gasolinas	124.72	58.01
Destilados intermedios	62.99	29.30
Destilados pesados	3.05	1.42
Coque	15.63	7.27
Residuos	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>214.99</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia

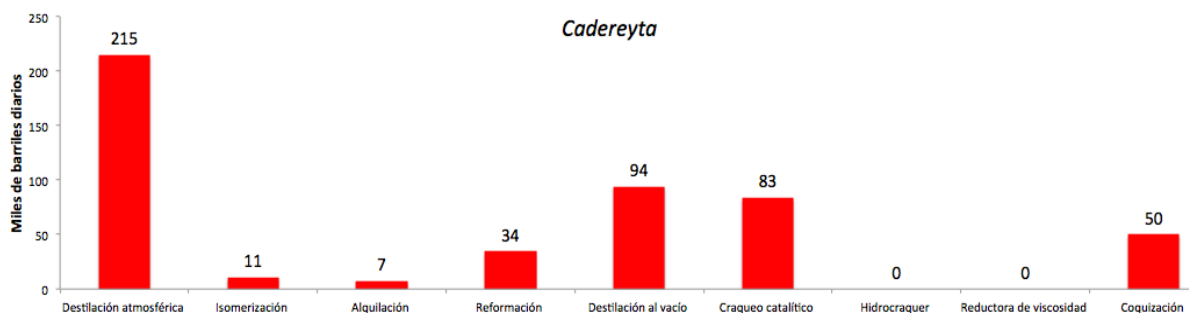
**Tabla 50. Producción y porcentaje de petrolíferos optimizados en Cadereyta mediante la plataforma**

La forma de operar de la refinería se aprecia en la Tabla 49, se puede percibir que se llena la coquización que es la tecnología principal que le da su calificación de conversión profunda (*Full conversión*), asimismo se usa 78% de la capacidad total de Cadereyta (destilación atmosférica) y el proceso de craqueo catalítico también presenta un alto grado de uso (92%). En la Figura 347 se exponen los miles de barriles diarios que se utilizan en los procesos bajo estas condiciones óptimas.

Proceso	% Utilización Esc 1
Destilación atmosférica	78.18
Isomerización	87.92
Alquilación	68.80
Reformación	74.91
Destilación al vacío	74.93
Craqueo catalítico	92.65
Reductora de viscosidad	0
Coquización	100

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 51. Porcentaje de utilización de procesos optimizados en Cadereyta mediante la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 347. Utilización de procesos optimizados en Cadereyta mediante la plataforma**

En Madero la mezcla óptima es 2.11% Istmo – 97.89% Maya procesando 146.3 mbd. En la Tabla 52 se aprecia la producción óptima de petrolíferos y el porcentaje que representa cada producto.

Producto	Escenario 1 (mbd)	% Petrolíferos Esc 1
GLP	6.16	4.21
Gasolinas	80.78	55.22
Destilados intermedios	43.02	29.40
Destilados pesados	3.58	2.45
Coque	12.76	8.72
Residuos	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>146.30</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia

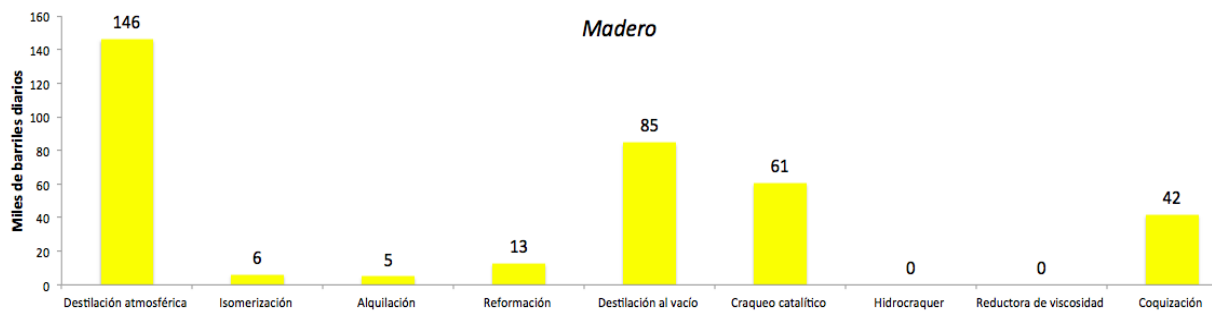
**Tabla 52. Producción y porcentaje de petrolíferos optimizados en Madero mediante la plataforma**

Los porcentajes de utilización de la refinería se aprecian en la Tabla 53, el proceso de craqueo catalítico es que se llena antes que la coquización (83%). La Figura 348 muestra el nivel de utilización óptimo de cada proceso en Madero.

Proceso	% Utilización Esc 1
Destilación atmosférica	77
Isomerización	47.19
Alquilación	52.87
Reformación	42.22
Destilación al vacío	97.35
Craqueo catalítico	100
Reductora de viscosidad	0
Coquización	83.68

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 53. Porcentaje de utilización de procesos optimizados en Madero mediante la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 348. Utilización de procesos optimizados en Madero mediante la plataforma**

La mezcla óptima en Minatitlán es 19.94% Istmo – 80.06% Maya procesando 186.2 mbd. La producción y porcentaje óptimo de petrolíferos se encuentran en la Tabla 54.

Producto	Escenario 1 (mbd)	% Petrolíferos Esc 1
GLP	7.69	4.21
Gasolinas	99.71	55.22
Destilados intermedios	62.04	29.40

Destilados pesados	0	2.45
Coque	16.77	8.72
Residuos	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>186.21</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia

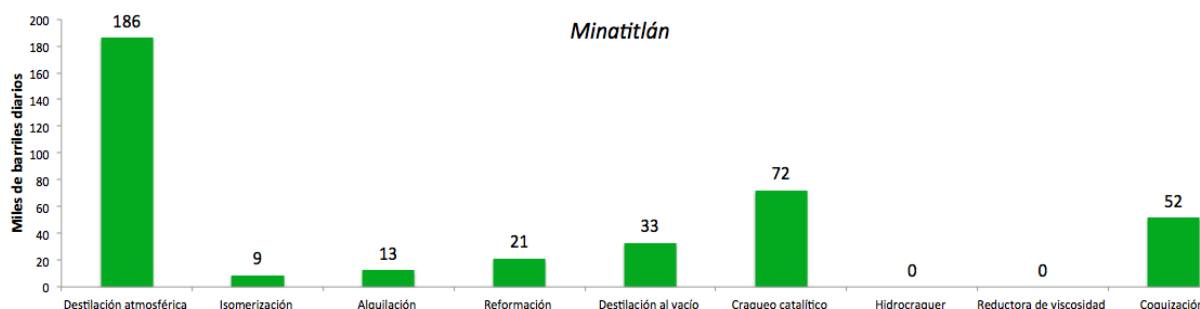
**Tabla 54. Producción y porcentaje de petrolíferos optimizados en Minatitlán mediante la plataforma**

Para esta refinería los porcentajes de utilización de la refinería se presentan en la Tabla 55, el proceso de craqueo catalítico es que se usa totalmente mientras la coquización alcanza 92% de su capacidad. El nivel de utilización óptimo de procesos asociados en Minatitlán se visualiza en la Figura 349.

Proceso	% Utilización Esc 1
Destilación atmosférica	65.34
Isomerización	57
Alquilación	46.95
Reformación	43.55
Destilación al vacío	63.61
Craqueo catalítico	100
Reductora de viscosidad	0
Coquización	92.65

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 55. Porcentaje de utilización de procesos optimizados en Minatitlán mediante la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 349. Utilización optimizada de procesos en Minatitlán mediante la plataforma**

En la refinería de Salamanca la mezcla óptima es 82.73% Istmo – 17.27% Maya procesando 124.12 mbd. En la Tabla 56 se observa la producción óptima de petrolíferos y el porcentaje de cada refinado.

Producto	Escenario 1 (mbd)	% Petrolíferos Esc 1
GLP	3.54	2.85
Gasolinas	63.27	50.97
Destilados intermedios	22.89	18.44
Destilados pesados	34.43	27.74
Coque	0	0
Residuos	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>124.12</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia

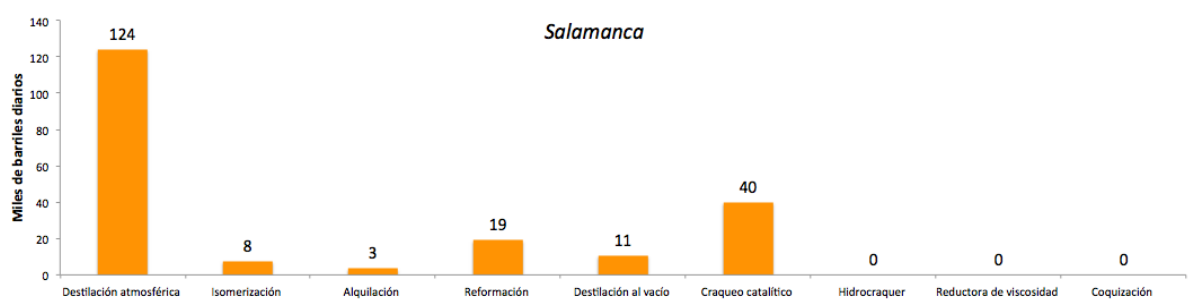
**Tabla 56. Producción y porcentaje de petrolíferos optimizados en Salamanca mediante la plataforma**

Los porcentajes de utilización de los procesos se detallan en la Tabla 57, el proceso de craqueo catalítico se usa totalmente y en la Figura 350 se expresa la capacidad asociada de las plantas de refinación.

Proceso	% Utilización Esc 1
Destilación atmosférica	56.42
Isomerización	72.35
Alquilación	100
Reformación	48.74
Destilación al vacío	35.01
Craqueo catalítico	100
Reductora de viscosidad	0
Coquización	0

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 57. Porcentaje de utilización de procesos optimizados en Salamanca mediante la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 350. Utilización optimizada de procesos en Salamanca mediante la plataforma**

En Salina Cruz la relación óptima es 67.97% Istmo – 32.03% Maya procesando 206.67 mbd. En la Tabla 58 se ilustra la producción óptima de petrolíferos y el porcentaje de cada producto.

Producto	Escenario 1 (mbd)	% Petrolíferos Esc 1
GLP	5.39	2.61
Gasolinas	98.50	47.66
Destilados intermedios	37.80	18.29
Destilados pesados	64.98	31.44
Coque	0	0
Residuos	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>206.67</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 58. Producción y porcentaje de petrolíferos optimizados en Salina Cruz mediante la plataforma**

Los porcentajes de utilización de la refinería se observan en la Tabla 59, el proceso de craqueo catalítico es el que se llena completamente trabajando al 62% de su capacidad total. La Figura 348 muestra el nivel de utilización óptimo de cada proceso en Salina Cruz.

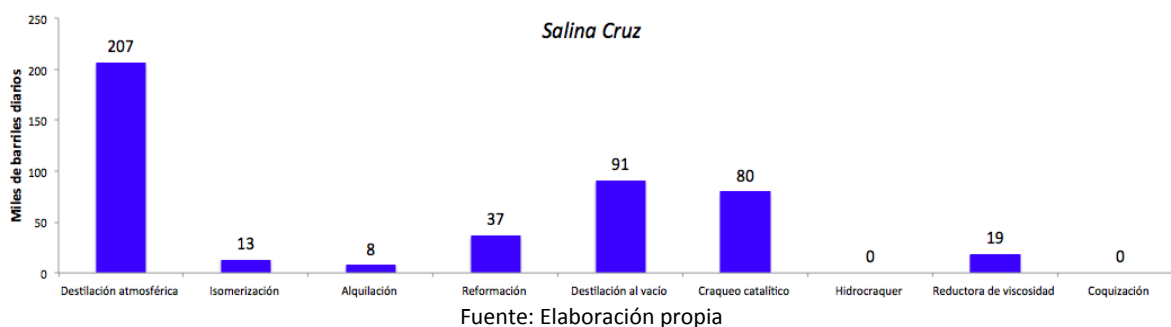
Proceso	% Utilización Esc 1
Destilación atmosférica	62.63
Isomerización	86.27



Alquilación	53.55
Reformación	73.59
Destilación al vacío	55.16
Craqueo catalítico	100
Reductora de viscosidad	37.4
Coquización	0

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 59. Porcentaje de utilización de procesos optimizados en Salina Cruz mediante la plataforma**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 351. Utilización de procesos optimizados en Salina Cruz mediante la plataforma**

La proporción óptima de mezcla en Tula es 78.74% Istmo – 21.26% Maya procesando 240.8 mbd. La producción y porcentaje óptimo de petrolíferos se encuentran en la Tabla 60.

Producto	Escenario 1 (mbd)	% Petrolíferos Esc 1
GLP	5.67	2.35
Gasolinas	130.26	54.09
Destilados intermedios	71.40	29.65
Destilados pesados	33.48	13.90
Coque	0	0
Residuos	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>240.80</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia

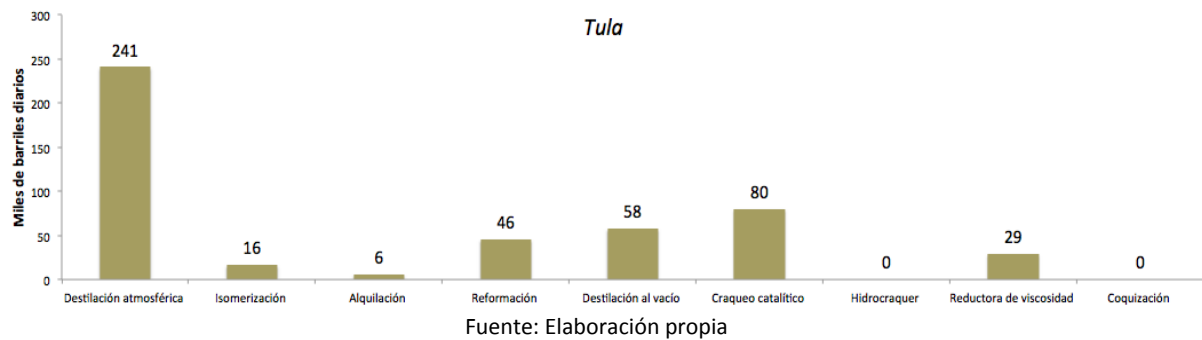
**Tabla 60. Producción y porcentaje de petrolíferos optimizados en Tula mediante la plataforma**

En esta refinería los porcentajes de utilización de la refinería se expresan en la Tabla 61, el proceso de craqueo catalítico es que se usa al 100% y la reductora de viscosidad logra un 70% de uso. El nivel de utilización óptimo de los procesos de refinación en Tula se presenta en la Figura 352.

Proceso	% Utilización Esc 1
Destilación atmosférica	76.44
Isomerización	94.11
Alquilación	75.55
Reformación	70.01
Destilación al vacío	64.24
Craqueo catalítico	100
Reductora de viscosidad	70.60
Coquización	0

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 61. Porcentaje de utilización de procesos optimizados en Tula mediante la plataforma**



**Figura 352. Utilización optimizada de procesos en Tula mediante la plataforma**

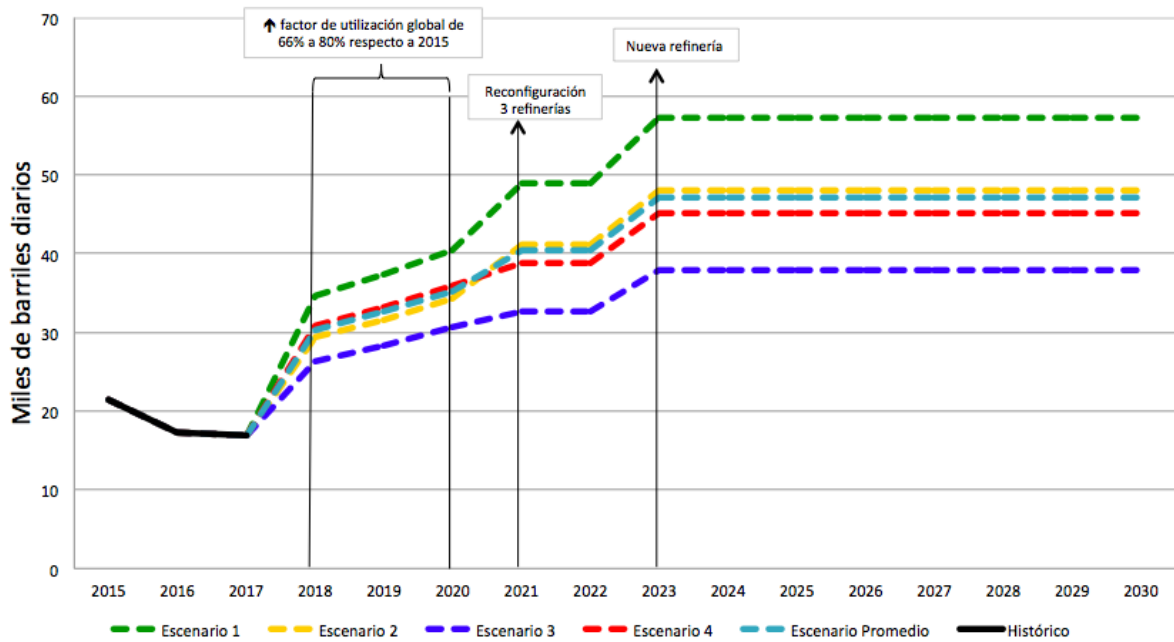
La plataforma de modelos de producción bajo esta temática se ha usado de referencia para SIMISE (Sistema de Modelación Integral del Sistema Energético), desarrollado en la UNAM, cuyo objetivo es obtener proyecciones de largo plazo de las principales variables económicas, así como de las variables de consumo de energía que aparecen en los Balances Nacionales de Energía. La plataforma apoya en el módulo de petrolíferos que gestiona y produce modelos matemáticos para generar escenarios de planeación.

Finalmente, como otro caso de aplicación se presentan algunas proyecciones realizadas por la plataforma utilizadas para SIMISE con motivo de su participación en el *Energy Modeling Forum 34* de Norte América. Para la elaboración de las curvas de producción de cada uno de los petrolíferos de 2017-2030 se asumen los 4 escenarios ya planteados para la construcción de los vectores de rendimientos, además de un quinto que promedia los rendimientos de los escenarios anteriores. Se fija que las refinerías trabajen con crudo de composición promedio de 55%Itsmo - 45%Maya.

Los factores de utilización global<sup>29</sup> en las refinerías se toman de SENER, 2016a, p. 21 y el crudo procesado de partida de la Tabla 10 el capítulo 1. En los diferentes escenarios se consideran la reconfiguración de 3 refinerías (Salamanca, Salina Cruz y Tula) adicionando coquización en ellas en 2021 y en 2023 la incorporación de una nueva refinería al SNR considerando que trabajaría en promedio con un factor de utilización de 70%. De 2018 a 2020 se estima que el factor de utilización global de las refinerías crezca 16% pasando de un 66% a 80% respecto del año 2015 (SENER, 2016b, p. 76)

Las proyecciones de todos los escenarios se hacen a partir de 2017. Los datos de producción de los petrolíferos de 2015, 2016 y 2017 son obtenidos del SIE. Posteriormente se comparan los resultados graficando la generación de los diferentes petrolíferos con las proyecciones de SENER que se plasman en (SENER, 2016b, p. 77) y en (SENER, 2016a, p. 16) para el caso de gasolinas, destilados intermedios y coque puesto que no se encuentra la información de proyecciones de otros petrolíferos como GLP y asfaltos (que se suman a destilados pesados). El primer petrolífero que expone es el GLP en la Figura 353 donde se aprecia que la proforma responde adecuadamente a los cambios del factor de utilización global y las reconfiguraciones.

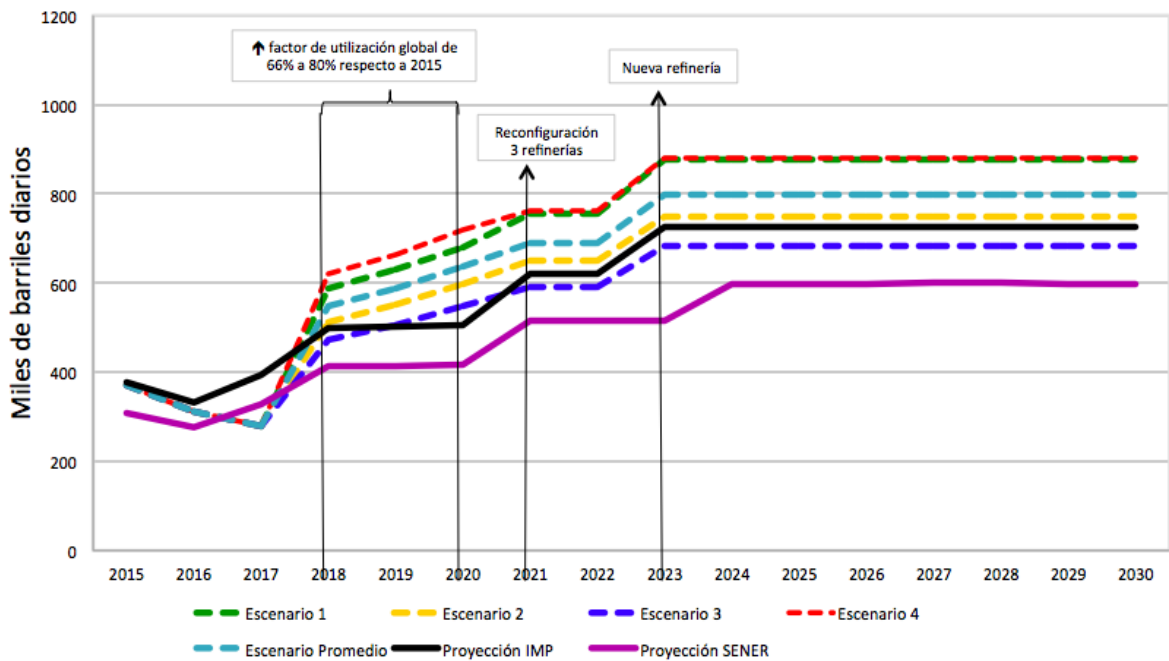
<sup>29</sup> Es la relación en que una refinería usa la capacidad de destilación atmosférica referente a la capacidad total instalada, por ejemplo, un factor de utilización de 60% significa que se usa el 60% de su capacidad total.



Fuente: Elaboración propia

**Figura 353. Producción nacional de GLP 2015-2030**

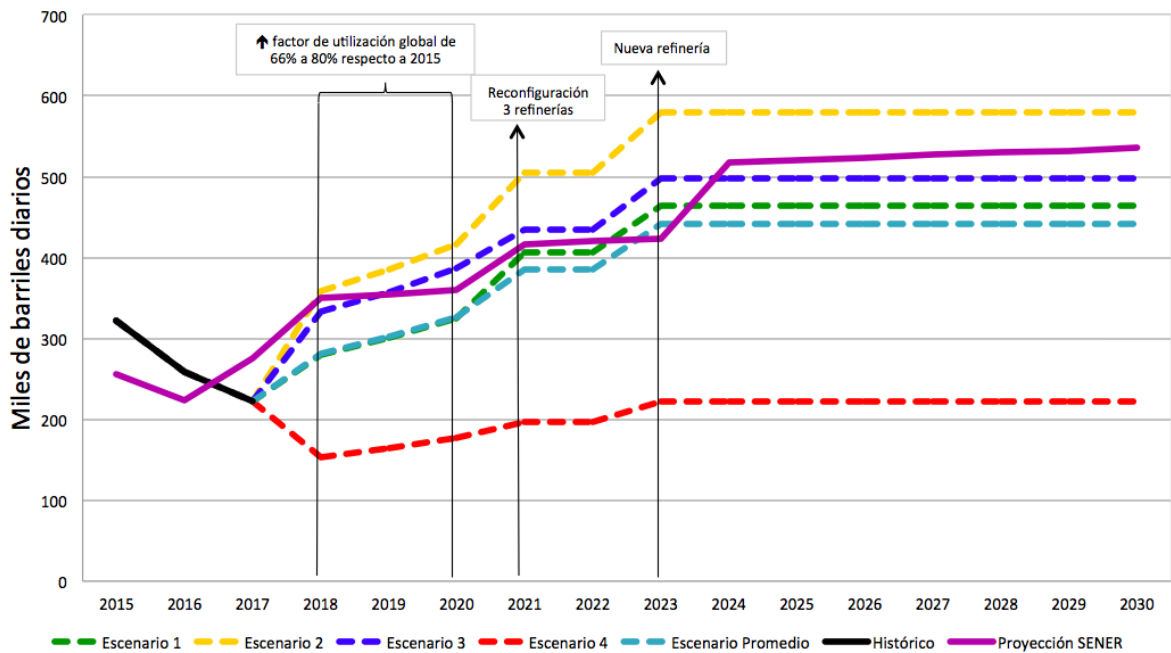
En la Figura 354 se observa que los escenarios 2 y 3 son los que más convergen con la proyección del IMP, mientras que la proyección de SENER está por debajo de todos los escenarios. Esta variación puede deberse a que no se sabe con precisión la composición de crudos que se alimentan en cada una de las refineries, en consecuencia, los rendimientos de los petrolíferos se ven afectados.



Fuente: Elaboración propia

**Figura 354. Producción nacional de gasolinas 2015-2030**

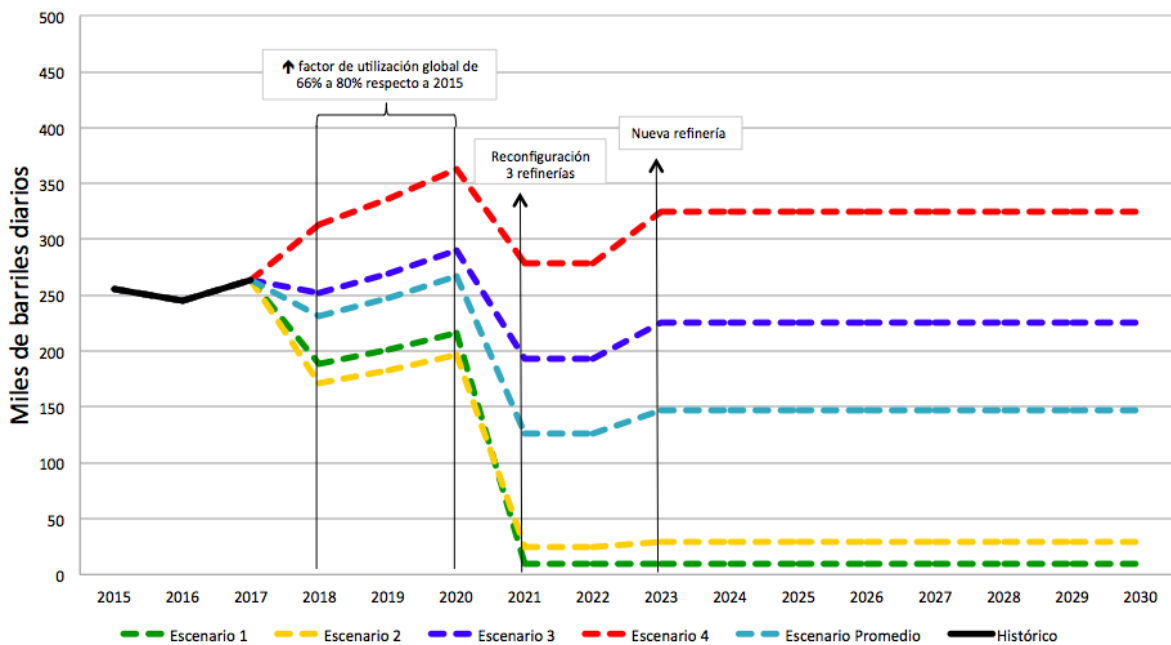
Para los destilados intermedios (Figura 355) el escenario 3 se aproxima mejor a la proyección de SENER, sin embargo, el escenario 4 muestra un comportamiento diferente a los otros debido a que cuando el  $\Delta$ Productos y  $\Delta$ Crudos son bajos (escenario tipo 4) se incentiva mayormente la producción de gasolinas y destilados pesados rezagando a los destilados intermedios.



Fuente: Elaboración propia

**Figura 355. Producción nacional de destilados intermedios 2015-2030**

Los destilados pesados son sensibles a la reconfiguración de las refineries (adición del proceso de coquización), como la Figura 356 sugiere estos destilados disminuyen notablemente en el período que se reconfigurarían para transformarse en petrolíferos más ligeros (principalmente gasolina y destilado intermedios), en contraparte al caso anterior el escenario 4 es el que más produce estos refinados.

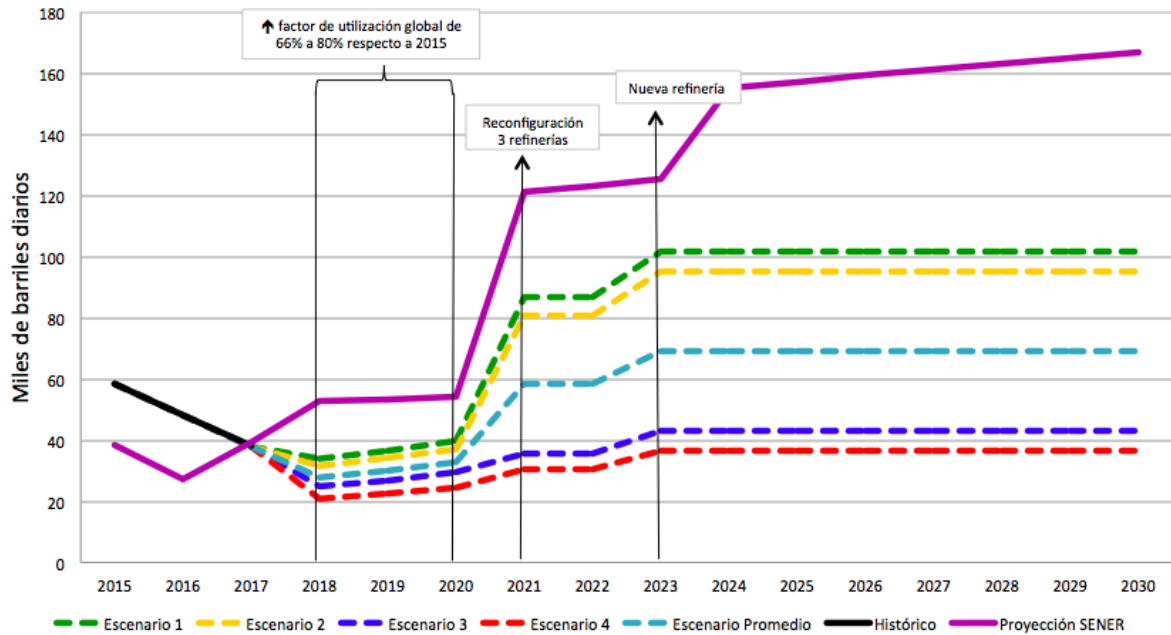


Fuente: Elaboración propia

**Figura 356. Producción nacional de destilados pesados 2015-2030**

En el caso del coque en la Figura 357 se muestra que la proyección de SENER está por encima de todos los escenarios presentados por la plataforma esto puede atribuirse a la consideración inicial de

una composición promedio de 55% Istmo y 55% Maya causando imprecisión al momento de calcular la producción de este producto.



Fuente: Elaboración propia

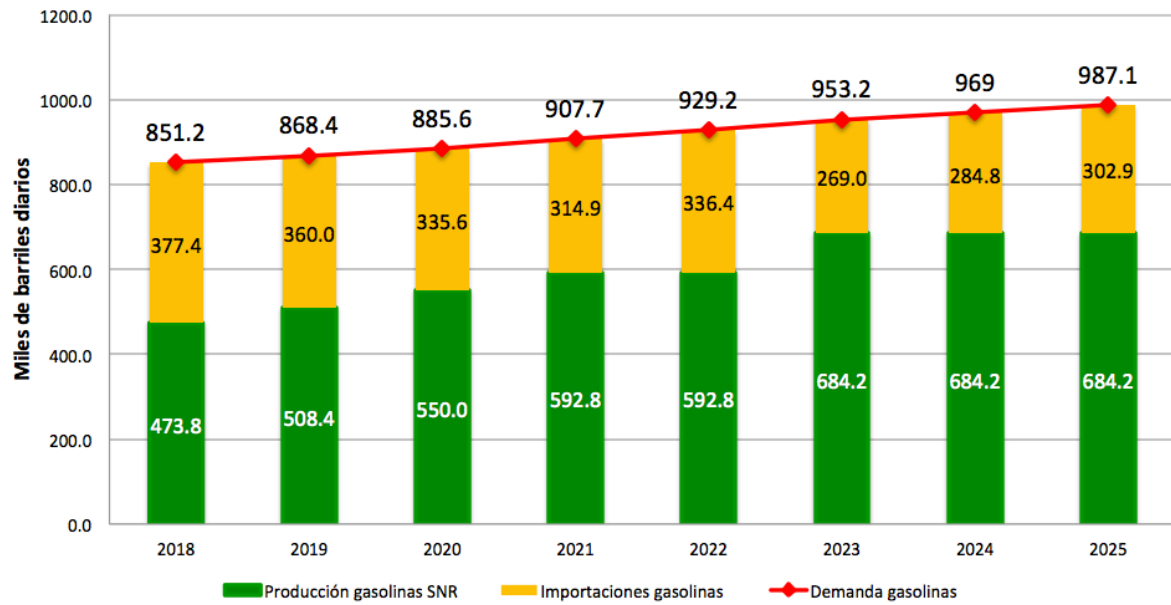
**Figura 357. Producción nacional de coque 2015-2030**

Para finalizar se exhibe que este tipo de análisis también funciona para fines de comercio internacional de petrolíferos al estimar la importación de éstos. Por ejemplo, retomando la producción proyectada de gasolinas de la Figura 354 (considerando un escenario tipo 4) y usando la demanda de SENER (2016b, p. 80) en el período 2018-2025 se pueden calcular las importaciones como la diferencia entre la demanda y producción. Los volúmenes y porcentajes de importación se detallan en la Tabla 62 así como el gráfico representativo de esta información en la Figura 358.

Año	Demanda gasolinas (mbd)	Producción gasolinas SNR (mbd)	Importaciones gasolinas (mbd)	% importaciones
2018	851.20	473.77	377.43	44.34
2019	868.40	508.42	359.98	41.45
2020	885.60	549.99	335.61	37.90
2021	907.70	592.84	314.86	34.69
2022	929.20	592.84	336.36	36.20
2023	953.20	684.24	268.96	28.22
2024	969.00	684.24	284.76	29.39
2025	987.10	684.24	302.86	30.68

Fuente: Elaboración propia con información de SENER

**Tabla 62. Demanda, producción e importaciones de gasolinas 2018-2025**



Fuente: Elaboración propia con información de SENER

Figura 358. Gráfica de la demanda, producción e importaciones de gasolinas 2018-2025

## Conclusiones

Objetivo	<p>El objetivo principal se concretó al crear una plataforma de modelos de producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación en México que puede funcionar como referencia para la formulación de política pública energética, además de ser auxiliar en la generación de escenarios de planeación de mediano y largo plazo.</p> <p>Adicionalmente, se caracterizó el nivel de uso de los procesos de las plantas asociadas de refinación y la introducción de petróleo extranjero en el SNR.</p>
Hipótesis 1	<p>Resultó ser cierta, los niveles de precios afectan la producción de petrolíferos por lo que se diseñaron cuatro modelos de escenarios para acoplar la volatilidad de precios de crudos y productos a fin de obtener una mejor precisión de resultados.</p> <p>Como consecuencia de lo anterior se verifica la hipótesis también para la utilización de capacidad de los procesos de refinación.</p>
Hipótesis 2	<p>Se concretó satisfactoriamente, se puede afirmar que se pueden calcular los vectores de producción de petrolíferos de una mezcla de petróleo Maya e Istmo como función de los rendimientos de crudos puros en todas las refinerías estudiadas.</p>
Vectores de producción de petrolíferos	<p>Define la relación matemática que existe entre la cantidad de crudo que entra a refinación y la cantidad de productos que resultan del proceso. Para el caso de estudio se hizo una reagrupación de petrolíferos que permitió linealizar la mayoría de las ecuaciones características y reducir el gasto computacional.</p>
Utilización de procesos de refinación	<p>Define el grado de uso de los diferentes procesos que suceden en refinación. Indica la forma de operar de las refinerías y discernir qué procesos se usan en mayor o menor medida, según el tipo de crudo y los precios.</p>
Petróleo	<p>Frente a la inminente reducción de la producción nacional de petróleo, no se debe descartar la idea de importar crudo extranjero por cuestiones de seguridad energética más que de soberanía nacional.</p> <p>La plataforma desarrollada ofrece soporte al evaluar algunos crudos sustitutos de los nacionales dependiendo el fin que se busque. Si lo que se busca es mejorar la producción de gasolinas en el SNR las mejores opciones estudiadas son WTI y Árabe pesado, si lo que se busca es aumentar el rendimientos de destilados intermedios hay que optar por Suncor canadiense.</p>
Petrolíferos	<p>Estos productos son de vital importancia en el desarrollo del país por ende el análisis, gestión y regulación en este campo debe continuar y evolucionar, de la misma manera en que el presente trabajo se esfuerza por contribuir a la mejora en esta área.</p>
Refinerías	<p>El Sistema Nacional de Refinación mexicano está en declive y no se debe abandonar confiándose de la apertura del mercado a la iniciativa privada puesto que no es sinónimo de desarrollo, se debe incentivar este sector por razones de seguridad energética, estrategia nacional y bienestar social, así como consumir la operación de la nueva refinería para ayudar a aliviar la demanda creciente de petrolíferos ligeros.</p>
	<p>Se logró apreciar el efecto de la reconfiguración en las refinerías de</p>

Reconfiguración	<p>Salamanca, Salina Cruz y Tula, que consiste en cambiar el perfil de los refinados aprovechando los productos pesados para convertirlos en más ligeros. Además, ésta puede ser una buena opción para disminuir la producción de los destilados pesados, dentro de los cuales está el combustóleo cuyo uso tiende a desaparecer como en el caso de la generación de energía eléctrica.</p> <p>La consecuencia de no reconfigurar acentuaría la dependencia de la importación de combustibles como la gasolina, lo que implicaría incremento sustancial en el precio de este energético.</p> <p>La reconfiguración trae beneficios económicos, por una parte, consigue incrementar la relación de crudo pesado procesado en las refinerías cuyo valor es más barato, y al mejorar el rendimiento de productos ligeros como las gasolinas se adquiere un mejor margen de refinación debido a que estos refinados se venden a mayor precio, de esta manera entraría en juego la inversión en la reconfiguración y recuperación de capital.</p>
Plataforma de modelos de producción de petrolíferos	<p>Se conformó una plataforma diseñada para la planeación de mediano y largo plazo que reúne información actual del Sistema Nacional de Refinación, así como de la nueva refinería y reconfiguraciones para calcular la producción de refinados y la utilización de procesos de refinación como función de los niveles de precios usando los crudos domésticos Maya e Istmo y algunos internacionales seleccionados como sustitutos.</p> <p>Mediante esta herramienta se puede optimizar el SNR ajustando la proporción de crudos que se alimenta a las refinerías. También se puede asociar para realizar estudios económicos derivados de la refinación y además para la generación de proyecciones de petrolíferos al mediano y largo plazo.</p> <p>Debido a algunas medidas usadas para concebir la plataforma como la linealización de ecuaciones o la reagrupación de petrolíferos existe cierta imprecisión comparada con datos reales, no obstante, se sigue captando la naturaleza de los procesos de la refinación para el uso destinado al desarrollo de escenarios de planeación.</p>
Aprovechamiento intenso de H/COMET	<p>Para el desarrollo de la plataforma de rendimientos de refinación se utilizó el software comercial H/COMET, que requiere licencia cara, por lo que se realizó una amplia gama de corridas con H/COMET para dejar disponible una plataforma suficientemente extensa para futuros análisis.</p>
Política energética	<p>Si bien en el presente trabajo no se componen políticas energéticas, la plataforma sirve como una referencia sólida para hacer una planeación, estrategia y/o mejorar ya sea en infraestructura, comercio internacional de petrolíferos, toma de decisiones o en un determinado caso de importación de crudos u otras medidas que, sean necesarias para que el país gestione y regule las acciones establecidas para la adaptación de los retos venideros en esta materia.</p>
Recomendaciones	<p>Para futuros trabajos se podrían añadir otros elementos a la plataforma para enriquecer su conformación, por ejemplo, el cálculo de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en las refinerías</p>



	<p>y la introducción de biocombustibles en la producción nacional de petrolíferos.</p> <p>Un trabajo complementario puede enfocarse en examinar la viabilidad de importar crudo extranjero versus la importación de combustibles terminados con la finalidad de encontrar cuál opción resulta más adecuada teniendo en cuenta beneficios económicos, ambientales, y sociales políticamente hablando.</p>
--	--

## Bibliografía

- Diario Oficial de la Federación de México (2015). *Ley de transición energética*. México: Secretaria de Servicios Parlamentarios. Recuperado el 28 de Agosto de 2017 de <<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>>
- Environment Agency (EA). (1999). *A Strategic review of the petroleum refinery industry sector*. Bristol, U.K. Research & Development Publication 21.
- HPI Consultants, INC. (1996). *HPI Handbook of Petroleum Refining Yields 1996*. Estados Unidos: McGraw-Hill.
- International Energy Agency (IEA). (2017). *Key world energy statistics*. París: International Energy Agency. Recuperado el 22 de Septiembre del 2017 de <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>>
- International Energy Agency (IEA). (2016). *Mexico Energy Outlook 2016*. París: International Energy Agency. Recuperado el 24 de Octubre del 2017 de <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MexicoEnergyOutlook.pdf>>
- Kraus, R. (2011). *Proceso del Refino del petróleo*. España. Recuperado el 18 de Septiembre de 2017, de <[http://ebdi.pemex.com/bdi/docs/Diccio\\_marzo2006-4\\_en.pdf](http://ebdi.pemex.com/bdi/docs/Diccio_marzo2006-4_en.pdf)>
- Maples, R.E. (2000). *Petroleum refinery: Process economics*. U.S.A: Ed. PennWell.
- Merino, M. M. (2012). *Técnicas clásicas de optimización*. Bethesda, Maryland: The International Council on Clean Transportation. Valencia, España: Ed. Universidad Politécnica de Valencia
- Organización Internacional del Trabajo (OIT). (1998). *Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo*. España: Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, Subdirección General de Publicaciones.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). (2010). *Términos usados en la industria petrolera*. México: PEMEX. Recuperado el 23 de Noviembre de 2017, de <[http://ebdi.pemex.com/bdi/docs/Diccio\\_marzo2006-4\\_en.pdf](http://ebdi.pemex.com/bdi/docs/Diccio_marzo2006-4_en.pdf)>
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). (2018). *Base de Datos Institucional (BDI)*. México: PEMEX. Consultado el 28 de Enero de 2018, de <<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>>
- Robles, T.R. (2002). *Análisis y simulación de procesos de refinación del petróleo*. México, D.F. Ed. Alfaomega.
- Secretaria de Energía (SENER). (2007). *Refinación*. México: Secretaria de Energía. Recuperado el 12 de Julio de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/6977/Refinacion\\_Web.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/6977/Refinacion_Web.pdf)>
- Secretaria de Energía (SENER). (2012). *Prospectiva de petrolíferos 2012-2026*. México: Secretaria de Energía. Recuperado el 12 de Mayo de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62955/Prospectiva\\_de\\_Petrol\\_feros\\_2012-2026.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62955/Prospectiva_de_Petrol_feros_2012-2026.pdf)>

- Secretaría de Energía (SENER). (2013). *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 18 de Mayo de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62951/Prospectiva\\_de\\_Petr\\_leo\\_y\\_Petrol\\_feros\\_2013-2027.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62951/Prospectiva_de_Petr_leo_y_Petrol_feros_2013-2027.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2014a). *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2014-2028*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 12 de Julio de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62946/Petr\\_leo\\_y\\_Petrol\\_feros\\_2014-2028.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62946/Petr_leo_y_Petrol_feros_2014-2028.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2014b). *Balance Nacional de Energía 2013*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 18 de Septiembre de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/41975/Balance\\_2013.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/41975/Balance_2013.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2015a). *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 23 de Octubre de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva\\_Petroleo\\_Crudo\\_y\\_Petroliferos.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2015b). *Balance Nacional de Energía 2014*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 3 de Septiembre de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/89382/Balance\\_Nacional\\_de\\_Energ\\_a\\_2014.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/89382/Balance_Nacional_de_Energ_a_2014.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2016a). *Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 17 de Septiembre de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/92090/DGP\\_Diagn\\_stico\\_petrol\\_feros\\_Mayo\\_2016\\_FINAL.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/92090/DGP_Diagn_stico_petrol_feros_Mayo_2016_FINAL.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2016b). *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2016-2030*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 3 de Agosto de 2017, de <[http://www.olade.org/realc/docs/doc\\_103522\\_20170501101247.pdf](http://www.olade.org/realc/docs/doc_103522_20170501101247.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2016c). *Balance Nacional de Energía 2015*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 18 de Septiembre de 2017, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance\\_Nacional\\_de\\_Energ\\_a\\_2015\\_2\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015_2_.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2017a). *Prontuario estadístico de petrolíferos*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 4 de Febrero de 2018, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/256277/Prontuario\\_de\\_GLP\\_julio\\_REV5\\_13\\_Sept.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/256277/Prontuario_de_GLP_julio_REV5_13_Sept.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2017b). *Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 8 de Febrero de 2018, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/272210/Diagn\\_stico\\_de\\_la\\_Industria\\_de\\_Petrol\\_feros\\_2017\\_Parte\\_1.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/272210/Diagn_stico_de_la_Industria_de_Petrol_feros_2017_Parte_1.pdf)>
- Secretaría de Energía (SENER). (2017c). *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 12 de Marzo de 2018, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325641/Prospectiva\\_de\\_Petr\\_leo\\_Crudo\\_y\\_Petroliferos\\_2017-2031.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325641/Prospectiva_de_Petr_leo_Crudo_y_Petroliferos_2017-2031.pdf)>

Secretaría de Energía (SENER). (2017d). *Balance Nacional de Energía 2016*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 15 de Marzo de 2018, de <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/288692/Balance\\_Nacional\\_de\\_Energ\\_a\\_2016\\_\\_2\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/288692/Balance_Nacional_de_Energ_a_2016__2_.pdf)>

Secretaría de Energía (SENER). (2017e). *Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031*. México: Secretaría de Energía. Recuperado el 24 de Marzo de 2018, de <<http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>>

Secretaría de Energía (SENER). (2018). *Sistema de Información Energética (SIE)*. México: Secretaría de Energía. Consultado el 28 de Enero de 2018, de <<http://sie.energia.gob.mx/>>

The International Council on Clean Transportation (ICCT). (2011). *Refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre*. Bethesda, Maryland: The International Council on Clean Transportation.

Wauquier, J. P. (2004). *El refino del petróleo: Petróleo Crudo, Productos Petrolíferos, Esquemas de Fabricación*. España: Ediciones Díaz de Santos.