SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027

Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

México, 2013

Secretaría de Energía

Pedro Joaquín Coldwell
Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez
Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Maria de Lourdes Melgar Palacios
Subsecretaria de Electricidad

Enrique Ochoa Reza
Subsecretario de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández
Oficial Mayor

Javier Estrada Estrada
Director General de Planeación e Información Energéticas

Víctor Manuel Avilés Castro
Director General de Comunicación Social

RESPONSABLES DE LA ELABORACIÓN DE PROSPECTIVAS Y CONTACTO:

Javier Estrada Estrada

Director General de Planeación e Información Energéticas
(jestrada@energia.gob.mx)

Joel Hernández Santoyo

Director de Integración de Prospectivas del Sector
(jhsantoyo@energia.gob.mx)

José Alfredo Ontiveros Montesinos

Subdirector de Integración de Política Energética
(jontiveros@energia.gob.mx)

Fabiola Rodríguez Bolaños

Subdirectora de Políticas de Combustibles
(frodriguez@energia.gob.mx)

Erika Yazmin Jaime Buenrostro

Jefa de Departamento de Programas Sectoriales
(ejaime@energia.gob.mx)

Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera

Jefa de Departamento de Política Energética
(aubaldo@energia.gob.mx)

Israel Ricardo Chavarría Hernández

Servicio Social

En la portada: Plataformas de la Sonda de Campeche, Aguas Territoriales de México.

Diseño de portada: Karimi Anabel Molina Garduño. (Jefa del Departamento de Diseño Gráfico).

Apoyo administrativo: María de la Paz León Femat, Maricela de Guadalupe Novelo Manrique.

2013. Secretaría de Energía

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la participación de las siguientes dependencias, entidades, organismos e instituciones para la integración de esta prospectiva:

Dirección Corporativa de Operaciones de PEMEX

Dirección Corporativa de Finanzas de PEMEX

PEMEX Exploración y Producción

PEMEX Gas y Petroquímica Básica

PEMEX Refinación

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Reguladora de Energía

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Instituto Mexicano del Petróleo

Subsecretaría de Hidrocarburos

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Secretaría de Economía

Dirección General de Gas L.P., Secretaría de Energía

Dirección de Integración de Estrategias

CONTENIDO

Presentación 16

Introducción 18

Resumen ejecutivo 20

1 México en el Mercado Internacional de Petróleo y Petrolíferos 28

1.1 Disponibilidad y consumo 28
1.1.1 Petróleo 28
1.1.2 Petrolíferos 38
1.2 Mercados relevantes para México 44
1.2.1 Petróleo 44
1.2.2 Petrolíferos 49
1.3 Tendencias mundiales de los mercados 52
1.3.1 Petróleo 52
1.3.2 Petrolíferos 59

2 Marco regulatorio de la industria del petróleo 74

2.1 Estructura del Sector Petrolero 74
2.2 Las Atribuciones del Estado 75
2.2.1 Secretaría de Energía 78
2.2.2 Petróleos Mexicanos 79
2.2.3 Comisión Nacional de Hidrocarburos 81
2.2.4 Comisión Reguladora de Energía 82
2.3 Sector Privado 82
2.4 Política de Precios 83
2.4.1 Precios y Subsidios 84
2.4.2 Base Tributaria 85

3 Mercado Nacional de Petróleo y Petrolíferos, 2002-2012 88

3.1 Oferta nacional de petróleo 88
3.1.1 Distribución de las reservas de hidrocarburos 88
3.1.2 Exploración y Producción 98
3.1.3 Demanda de petróleo 110
3.2 Sistema Nacional de Refinación (SNR) 112
3.2.1 Capacidad de refinación 114
3.2.2 Proceso de petróleo en el SNR 117
3.3 Producción de petrolíferos 118
3.3.1 Almacenamiento y distribución 127
3.4 Demanda de petrolíferos 129
3.4.1 Sector Transporte 130
3.4.2 Sector Eléctrico 142
3.4.3 Sector Industrial 144
3.4.4 Sector Petrolero 146
3.5 Comercio exterior de petróleo y petrolíferos 146
3.5.1 Petróleo 146
3.6 Precios de petróleo y petrolíferos 154
3.6.1 Petróleo 154

4 Variables y Supuestos del Caso Base 161

4.1 Supuestos macroeconómicos 161
4.1.1 Contexto económico actual 161
4.1.2 Precio de los productos petrolíferos 163
4.1.3 Premisas del portafolio de inversión de PEP del caso base 165

4.1.4 Parque vehicular 167

5 Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027 170

5.1 Oferta nacional de petróleo crudo 170
5.1.1 Cartera de proyectos en la oferta de petróleo 170
5.1.2 Incorporación de reservas de hidrocarburos 171
5.1.3 Producción de petróleo crudo 174
5.1.4 Requerimientos de inversión 182
5.2 Demanda de petróleo crudo 184
5.3 Evolución del Sistema Nacional de Refinación, 2013-2027 186
5.3.1 Incorporación de capacidad de procesamiento 186
5.3.2 Proceso de petróleo en el SNR 190
5.3.3 Producción nacional de petrolíferos, 2013-2027 192
5.4 Demanda de petrolíferos 197
5.4.1 Sector Transporte 197
5.4.2 Sector Eléctrico 205
5.4.3 Sector Industrial. 207
5.4.4 Sector Petrolero 210
5.5 Comercio exterior de petróleo y petrolíferos 211
5.5.1 Petróleo 211
5.5.2 Petrolíferos 212

6 Análisis de Sensibilidad 219

7 Aspectos Tecnológicos de la Industria del Petróleo y Petrolíferos 229

7.1 Tecnologías de exploración y producción de petróleo 229
7.1.1 Tecnologías de exploración y explotación en campos en áreas terrestres (on-shore) y costa afuera (off-shore) 229
7.1.2 Perforación horizontal y fractura hidráulica "multi-fracking" 231
7.1.3 Aguas profundas 233
7.1.4 Tecnologías y procesos de recuperación mejorada y avanzada 234
7.2 Tecnologías de refinación de petróleo 236
7.2.1 Optimización de procesos en refinación de petróleo 236
7.2.2 Sistemas Energéticos Avanzados 239

Anexo A. Balances nacionales históricos y estadísticas complementarias de petróleo petrolíferos, 2002-2012 244

Anexo B. Balances nacionales prospectivos y estadísticas complementarias de petróleo y petrolíferos, 2012-2027 266

Anexo C. Glosario 284

Anexo D. Normatividad 306

Anexo E. Abreviaturas y siglas 312

Anexo F. Factores de conversión 314

Referencias 316

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1 Reservas probadas al cierre de 2012; principales países 29
Cuadro 1.2 Principales productores de petróleo, 2012 34
Cuadro 1.3 Principales consumidores de petróleo, 2012 38
Cuadro 1.4 Evolución de la capacidad de refinación de países seleccionados, 2002 y 2012 41
Cuadro 1.5 Exportación de petróleo a nivel mundial, 2002-2012 47
Cuadro 1.6 Importaciones de petróleo a nivel mundial, 2002-2012 48
Cuadro 1.7 Principales países exportadores e importadores de petróleo, 2011 vs 2012 49
Cuadro 1.8 Oferta mundial de petróleo por región, 2010-2035 54
Cuadro 1.9 Demanda mundial de petróleo por región, 2010-2035 55
Cuadro 1.10 Demanda mundial de petróleo por sector, 2010-2035 56
Cuadro 1.11 Ampliaciones de capacidad de destilación de proyectos existentes, por región 63
Cuadro 1.12 Adiciones por expansión en capacidad de refinación de diferentes procesos secundarios 66
Cuadro 1.13 Incremento de la demanda global y ampliaciones 67
Cuadro 1.14 Requerimientos de capacidad global por proceso, 2011-2035 70
Cuadro 3.1 Distribución de las reservas totales de hidrocarburos por tipo de fluido, 2002-2013 92
Cuadro 3.2 Composición de reservas de petróleo 1P, 2P y 3P. 2004-2013 97
Cuadro 3.3 Perforación de pozos y explotación de campos, 2002-2012 101
Cuadro 3.4 Inversión en capital de Petróleos Mexicanos, 2007-2012 104
Cuadro 3.5 Inversión devengada de Petróleos Mexicanos en 2012 105
Cuadro 3.6 Producción nacional de petróleo crudo por tipo, 2002-2012 106
Cuadro 3.7 Producción nacional de petróleo crudo por región, 2002-2012 108
Cuadro 3.8 Inversión devengada en proyectos estratégicos, 2012 113
Cuadro 3.9 Capacidad instalada por refinería y por proceso, 2002-2012 115
Cuadro 3.10 Entrada en operación de plantas con la reconfiguración de la refinería de Minatitlán 117
Cuadro 3.11 Proceso de crudo por tipo en el SNR, 2002-2012 117
Cuadro 3.12 Proceso de crudo por refinería, 2002-2012 118
Cuadro 3.13 Producción de petrolíferos en el SNR, 2002-2012 119
Cuadro 3.14 Ventas regionales de petrolíferos al sector transporte, 2012 131
Cuadro 3.15 Demanda de combustibles en el autotransporte, 2002-2012 131
Cuadro 3.16 Demanda regional de gasolinas en el sector autotransporte, 2002-2012 131
Cuadro 3.17 Demanda regional de diésel en el sector autotransporte, 2002-2012 135
Cuadro 3.18 Estructura del parque vehicular, 2004-2012 135
Cuadro 3.19 Evolución del parque vehicular a gasolina, 2004-2012 136
Cuadro 3.20 Evolución del parque vehicular a diésel, 2002-2012 136
Cuadro 3.21 Operaciones por tipo de aviación, 2002-2012 139
Cuadro 3.22 Pasajeros transportados por tipo de aviación, 2002-2012 140
Cuadro 3.23 Demanda regional de turbosina, 2002-2012 140
Cuadro 3.24 Demanda de diésel y combustóleo en diferentes modalidades del transporte, 2002-2012 141
Cuadro 3.25 Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico público, 2002-2012 143
Cuadro 3.26 Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico privado, 2002-2012 144
Cuadro 3.27 Evolución de la demanda de combustibles en el sector industrial, 2002-2012 144
Cuadro 3.28 Demanda total de combustibles en el sector petrolero, 2002-2012 146
Cuadro 3.29 Exportaciones de petróleo crudo por país, 2002-2012 149
Cuadro 3.30 Evolución de las importaciones de petrolíferos, 2002-2012 150
Cuadro 3.31 Precio al público de las gasolinas PEMEX Magna, PEMEX Premium 157
Cuadro 3.32 Precio al público de Turbosina y Combustóleo 158
Cuadro 5.1 Incorporación de capacidad[1] de principales procesos en el SNR, entre 2013 y 2027 187
Cuadro 5.2 Producción de petrolíferos en el SNR, 2012-2027 192
Cuadro 5.3 Producción de por petrolífero y centro de trabajo, 2012-2027 196
Cuadro 5.4 Demanda de combustibles en el sector transporte, 2012-2027 198
Cuadro 5.5 Demanda de combustibles en el autotransporte, 2012-2027 198
Cuadro 5.6 Parque vehicular por tipo de combustible, 2012-2027 200
Cuadro 5.7 Parque vehicular a gasolina, 2012-2027 201

Cuadro 5.8 Parque vehicular a diésel, 2012-2027 201
Cuadro 5.9 Demanda de combustibles en el transporte ferroviario, marítimo y aéreo, 2012-2027 204
Cuadro 5.10 Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico público, 2012-2027 206
Cuadro 5.11 Demanda de combustibles en el sector eléctrico privado, 2012-2027 207
Cuadro 5.12 Consumo de combustibles en el sector industrial, 2012-2027 208
Cuadro 5.13 Demanda de coque de petróleo en el sector industrial por grupo de ramas, 2012-2027 208
Cuadro 5.14 Consumo estatal de coque de petróleo de la industria del cemento, 2012-2027 209
Cuadro 5.15 Demanda de combustóleo en el sector industrial por grupo de ramas, 2012-2027 209
Cuadro 5.16 Demanda total de combustibles en el sector petrolero, 2012-2027 211
Cuadro 6.1 Comparativo escenarios de precios al público de gasolina PEMEX Magna, 2013-2027 223
Cuadro 6.2 Comparativo escenarios de precios al público de gasolina PEMEX Premium, 2013-2027 224
Cuadro 6.3 Comparativo ventas internas de gasolinas, 2013-2027 224
Cuadro 6.4 Comparativo escenarios de precios al público de PEMEX diésel, 2013-2027 224
Cuadro 6.5 Comparativo ventas internas de PEMEX diésel, 2013-2027 224
Cuadro 6.6 Comparativo escenarios de precios al público de turbosina, 2013-2027 225
Cuadro 6.7 Comparativo ventas internas de turbosina, 2013-2027 225
Cuadro 6.8 Escenarios de rendimientos base, 2013-2027 226
Cuadro 6.9 Escenarios de rendimientos fijos, 2013-2027 226

Cuadro A. 1 Balance nacional de petróleo crudo, 2002-2012 244
Cuadro A. 2 Balance nacional de petrolíferos, 2002-2012 245
Cuadro A. 3 Balance de petrolíferos región Noroeste, 2002-2012 245
Cuadro A. 4 Balance de petrolíferos región Noreste, 2002-2012 245
Cuadro A. 5 Balance de petrolíferos región Centro-Occidente, 2002-2012 246
Cuadro A. 6 Balance de petrolíferos región Centro, 2002-2012 246
Cuadro A. 7 Balance de petrolíferos región Sur-Sureste, 2002-2012 247
Cuadro A. 8 Balance nacional de combustóleo, 2002-2012 247
Cuadro A. 9 Balance de combustóleo región Noroeste, 2002-2011 248
Cuadro A. 10 Balance de combustóleo región Noreste, 2002-2012 248
Cuadro A. 11 Balance de combustóleo región Centro-Occidente, 2002-2012 249
Cuadro A. 12 Balance de combustóleo región Centro, 2002-2012 249
Cuadro A. 13 Balance de combustóleo región Sur-Sureste, 2002-2012 250
Cuadro A. 14 Balance nacional de coque de petróleo, 2002-2012 250
Cuadro A. 15 Balance de coque de petróleo región Noroeste, 2002-2012 251
Cuadro A. 16 Balance de coque de petróleo región Noreste, 2002-2012 251
Cuadro A. 17 Balance de coque de petróleo región Centro-Occidente, 2002-2012 252
Cuadro A. 18 Balance de coque de petróleo región Centro, 2002-2012 252
Cuadro A. 19 Balance de coque de petróleo región Sur-Sureste, 2002-2012 253
Cuadro A. 20 Balance nacional de diésel, 2002-2012 253
Cuadro A. 21 Balance de diésel región Noroeste, 2002-2012 254
Cuadro A. 22 Balance de diésel región Noreste, 2002-2012 254
Cuadro A. 23 Balance de diésel región Centro-Occidente, 2002-2012 255
Cuadro A. 24 Balance de diésel región Centro, 2002-2012 255
Cuadro A. 25 Balance de diésel región Sur-Sureste, 2002-2012 256
Cuadro A. 26 Balance nacional de gasolinas, 2002-2012 256
Cuadro A. 27 Balance de gasolinas región Noroeste, 2002-2012 257
Cuadro A. 28 Balance de gasolinas región Noreste, 2002-2012 257
Cuadro A. 29 Balance de gasolinas región Centro-Occidente, 2002-2012 258
Cuadro A. 30 Balance de gasolinas región Centro, 2002-2012 258
Cuadro A. 31 Balance de gasolinas región Sur-Sureste, 2002-2012 259
Cuadro A. 32 Balance nacional de turbosina[1], 2002-2012 259
Cuadro A. 33 Balance de turbosina región Noroeste[1], 2002-2012 260
Cuadro A. 34 Balance de turbosina región Noreste[1], 2002-2012 260
Cuadro A. 35 Balance de turbosina región Centro-Occidente[1], 2002-2012 261
Cuadro A. 36 Balance de turbosina región Centro[1], 2002-2012 261

Cuadro A. 37 Balance de turbosina región Sur-Sureste[1], 2002-2012 262
Cuadro A. 38 Demanda estatal de combustóleo, 2002-2012 262
Cuadro A. 39 Demanda estatal de coque de petróleo 2002-2012 263
Cuadro A. 40 Demanda estatal de diésel, 2002-2012 263
Cuadro A. 41 Demanda estatal de gasolinas, 2002-2012 (miles de barriles diarios) 264
Cuadro A. 42 Demanda estatal de turbosina, 2002-2012 265

Cuadro B. 1 Balance nacional de petróleo crudo 2013-2027 266
Cuadro B. 2 Balance nacional de petrolíferos, 2012-2027 266
Cuadro B. 3 Balance de petrolíferos región Noroeste, 2012-2027 267
Cuadro B. 4 Balance de petrolíferos región Noreste, 2012-2027 267
Cuadro B. 5 Balance de petrolíferos región Centro-Occidente, 2012-2027 267
Cuadro B. 6 Balance de petrolíferos región Centro, 2012-2027 268
Cuadro B. 7 Balance de petrolíferos región Sur-Sureste, 2012-2027 268
Cuadro B. 8 Balance nacional de gasolinas, 2012-2027 268
Cuadro B. 9 Balance de gasolinas región Noroeste, 2012-2027 269
Cuadro B. 10 Balance de gasolinas región Noreste, 2012-2027 269
Cuadro B. 11 Balance de gasolinas región Centro-Occidente, 2012-2027 269
Cuadro B. 12 Balance de gasolinas región Centro, 2012-2027 270
Cuadro B. 13 Balance de gasolinas región Sur-Sureste, 2012-2027 270
Cuadro B. 14 Balance nacional de diésel, 2012-2027 270
Cuadro B. 15 Balance de diésel región Noroeste, 2012-2027 271
Cuadro B. 16 Balance de diésel región Noreste, 2012-2027 271
Cuadro B. 17 Balance de diésel región Centro-Occidente, 2012-2027 (miles de barriles diarios) 271
Cuadro B. 18 Balance de diésel región Centro, 2012-2027 272
Cuadro B. 19 Balance de diésel región Sur-Sureste, 2012-2026 272
Cuadro B. 20 Balance nacional de turbosina, 2012-2027 273
Cuadro B. 21 Balance de turbosina, 2012-2027, región Noroeste 273
Cuadro B. 22 Balance de turbosina, 2012-2027, región Noreste 273
Cuadro B. 23 Balance de turbosina, 2012-2027, región Centro-Occidente 274
Cuadro B. 24 Balance de turbosina, 2012-2027, región Centro 274
Cuadro B. 25 Balance de turbosina, 2012-2027, región Sur-Sureste 274
Cuadro B. 26 Balance nacional de combustóleo 2012-2027 275
Cuadro B. 27 Balance de combustóleo, 2012-2027, región Noroeste 275
Cuadro B. 28 Balance de combustóleo, 2012-2027, región Noreste 276
Cuadro B. 29 Balance de combustóleo, 2012-2027, región Centro-Occidente 276
Cuadro B. 30 Balance de combustóleo, 2012-2027, región Centro 277
Cuadro B. 31 Balance de combustóleo, 2012-2027, región Sur-Sureste 277
Cuadro B. 32 Balance nacional de coque de petróleo, 2012-2027 278
Cuadro B. 33 Balance de coque de petróleo, 2011-2026, región Noroeste 278
Cuadro B. 34 Balance de coque de petróleo, 2012-2027, región Noreste 278
Cuadro B. 35 Balance de coque de petróleo, 2012-2027, región Centro-Occidente 279
Cuadro B. 36 Balance de coque de petróleo, 2012-2027, región Centro 279
Cuadro B. 37 Balance de coque de petróleo, 2011-2026, región Sur-Sureste 279
Cuadro B. 38 Demanda interna de gasolinas por estado, 2012-2027 280
Cuadro B. 39 Demanda interna de diésel por estado, 2012-2027 280
Cuadro B. 40 Demanda interna de combustóleo por estado, 2012-2027 281
Cuadro B. 41 Demanda interna de coque de petróleo por estado 2012-2027 281
Cuadro B. 42 Demanda interna de turbosina nacional por estado, 2012-2027 282

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Crecimiento de las reservas probadas por región, 2002-2012 31
Figura 1.2 Producción mundial de petróleo, 2001-2012 33
Figura 1.3 Producción de petróleo en países de la OPEP vs Resto del Mundo 2012 35
Figura 1.4 Demanda de petróleo por regiones, 2001-2012 37
Figura 1.5 Participación regional sobre la capacidad mundial de refinación, 2011 y 2012 40
Figura 1.6 Evolución de la capacidad de refinación en el mundo por regiones, 2002-2012 40
Figura 1.7 Consumo mundial de petrolíferos por región 42
Figura 1.8 Demanda mundial de productos petrolíferos, 2002-2012 43
Figura 1.9 Producción mundial de petrolíferos por región 43
Figura 1.10 Evolución de los principales países productores de petrolíferos 44
Figura 1.11 Precios spot de los crudos WTI, Brent y Mezcla Mexicana de exportación, 2002-2012 45
Figura 1.12 Principales consumidores de petrolíferos, 2012 51
Figura 1.13 Distribución de la demanda de petróleo por sector, 2010-2035 59
Figura 1.14 Evolución esperada de la demanda de petrolíferos 61
Figura 1.15 Ampliaciones de la capacidad de destilación de petróleo, 2011-2035 69
Figura 1.16 Requerimientos de capacidad de conversión por región, 2011-2035 71
Figura 1.17 Requerimientos de capacidad de desulfuración por región, 2011-2035 72
Figura 1.18 Requerimientos de capacidad de desulfuración por 72
Figura 2.1 Cadena de valor de la industria del petróleo y sus derivados 75
Figura 2.2 Marco Constitucional del Sector Petrolero 77
Figura 2.3 Estructura Legal de la Secretaría de Energía 78
Figura 2.4 Estructura Legal de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 80
Figura 2.5 Estructura Legal de la Comisión Nacional de Hidrocarburos 82
Figura 2.6 Comparativo del precio de la gasolina y diesel en los Estados Unidos y México 85
Figura 3.1 Reservas remanentes totales de hidrocarburos en México, 2013 92
Figura 3.2 Reservas probadas (1P) de petróleo crudo por región 93
Figura 3.3 Reservas probadas + probables (2P) de petróleo crudo por región 95
Figura 3.4 Reservas 3P de petróleo por región 96
Figura 3.5 Tasa de restitución de reservas de hidrocarburos. 2006-2013 98
Figura 3.6 Pozos exploratorios perforados y porcentaje de éxito en PEMEX, 2002-2012 99
Figura 3.7 Avances y adquisiciones de sísmica 2D y 3D en PEMEX Exploración y Producción, 2002-2012 100
Figura 3.8 Pozos productores en operación y por tipo, 2002-2012 102
Figura 3.9 Campos productores en operación y por tipo, 2002-2012 103
Figura 3.10 Evolución de la producción nacional de petróleo, 2003-2012 106
Figura 3.11 Participación de la producción de crudo por tipo y región, 2012 107
Figura 3.12 Producción y proporción por región y activo, 2002 y 2012 109
Figura 3.13 Mapa de transporte y distribución de crudo y derivados a centros de refinación 111
Figura 3.14 Distribución de petróleo por destino, 2002 y 2012 111
Figura 3.15 Distribución de petróleo por destino, 2002 y 2012 112
Figura 3.16 Evolución de la capacidad instalada por tipo de proceso, 2002 y 2012 115
Figura 3.17 Capacidad nominal de procesamiento de crudo por refinería, 2002 y 2012 116
Figura 3.18 Proceso de crudo por tipo y por refinería, 2002 y 2012 118
Figura 3.19 Producción de petrolíferos por refinería, 2002-2012 119
Figura 3.20 Producción de gasolinas en el SNR, 2002-2012 120
Figura 3.21 Producción de gasolinas PEMEX Magna y Premium, 2002-2012 121
Figura 3.22 Producción de gasolinas PEMEX Magna, PEMEX Magna UBA 122
Figura 3.23 Producción de destilados intermedios por refinería, 2002 y 2012 122
Figura 3.24 Producción de PEMEX Diésel y PEMEX Diésel UBA, 2002-2012 123
Figura 3.25 Producción de combustóleo por refinería, 2002 y 2012 124
Figura 3.26 Producción de coque de petróleo por refinería, 2002-2012 124
Figura 3.27 Producción de petrolíferos por refinería, 2011 y 2012 125
Figura 3.28 Rendimientos del crudo en la producción de petrolíferos, 2012 126
Figura 3.29 Rendimientos globales de producción del SNR, 2002-2012 126
Figura 3.30 Sistema de Almacenamiento y Reparto 127

Figura 3.31 Estaciones de servicio por entidad federativa, 2002 y 2012 128
Figura 3.32 Estaciones de servicio y demanda de combustibles por región, 2012 129
Figura 3.33 Demanda de petrolíferos por sector, 2002-2012 130
Figura 3.34 Participación de las gasolinas PEMEX Magna 134
Figura 3.35 Evolución de la demanda regional de diésel en el sector autotransporte, 2002-2012 134
Figura 3.36 Distribución regional del parque vehicular nacional, 2012 137
Figura 3.37 Producción de vehículos para el mercado interno, 2005-2012 137
Figura 3.38 Evolución de las operaciones aéreas por tipo de aviación, 2002-2012 139
Figura 3.39 Transporte de carga por ferrocarril, 2002-2012 141
Figura 3.40 Intensidad energética del transporte ferroviario de carga 142
Figura 3.41 Demanda total de combustibles en el sector industrial, 2002-2012 145
Figura 3.42 Intensidad del uso de combustibles en el sector industrial y crecimiento del 145
Figura 3.43 Países destino de las ventas al exterior de petróleo crudo 147
Figura 3.44 Mezcla de crudos a terminales de exportación, 2002-2012 148
Figura 3.45 Crudo destinado a terminales de exportación, 2002-2012 148
Figura 3.46 Producción, demanda e importación de gasolinas, 2002-2012 150
Figura 3.47 Importaciones y exportaciones de diésel, 2002-2012 151
Figura 3.48 Importaciones y exportaciones de coque de petróleo, 2002-2012 152
Figura 3.49 Importaciones y exportaciones de combustóleo, 2002-2012 153
Figura 3.50 Importaciones y exportaciones de turbosina, 2002-2012 154
Figura 3.51 Precios de Mezcla Mexicana de Exportación, WTI y Brent, 2009-2012 155
Figura 3.52 Precios de crudos mexicanos de exportación, 2009-2012 156
Figura 3.53 Erogación por concepto del IEPS a las gasolinas en México, 2006-2012 159
Figura 6.4.1 Producto Interno Bruto nacional e industrial, caso base, 2012-2027 162
Figura 6.4.2 Producto Interno Bruto por región caso base, 2012-2027 163
Figura 6.4.3 Precios de productos petrolíferos, 2012-2027 164
Figura 6.4.4 Precio de coque de petróleo, 2012-2027 165
Figura 6.4.5 Pronóstico del precio WTI y Mezcla, 2013[1]-2027 166
Figura 6.4.6 Composición regional del parque vehicular por combustible, 2012-2027 167
Figura 5.1 Composición del portafolio de negocios de PEMEX-Exploración y Producción, 2013 171
Figura 5.2 Distribución de recursos prospectivos de México 172
Figura 5.3 Incorporación de reservas 3P 173
Figura 5.4 Tasa de restitución de reservas 1P y 3P 174
Figura 5.5 Producción de petróleo crudo por tipo de actividad 175
Figura 5.6 Producción de petróleo crudo por categoría de proyecto 177
Figura 5.7 Participación de la producción de petróleo crudo por región 178
Figura 5.8 Producción de petróleo crudo por regiones 179
Figura 5.9 Producción de petróleo crudo de cada región 180
Figura 5.10 Producción de petróleo crudo por tipo 182
Figura 5.11 Inversión requerida de la cartera de proyectos de PEP 183
Figura 5.12 Distribución de la inversión requerida del caso base 184
Figura 5.13 Distribución de petróleo a terminales de exportación y refinación 185
Figura 5.14 Capacidad de refinación y capacidad de procesamiento de crudo en el SNR 186
Figura 5.15 Capacidad nominal por proceso en el SNR, 2012 y 2027 188
Figura 5.16 Distribución de las inversiones en los principales proyectos de PR, 2013-2027 189
Figura 5.17 Proceso de crudo en el SNR, 2012-2027 190
Figura 5.18 Proceso de crudo por tipo y por refinería, 2012 y 2027 191
Figura 5.19 Proyectos en el proceso de crudo pesado, 2013-2027 192
Figura 5.20 Producción, demanda e importación de gasolinas 193
Figura 5.21 Producción y demanda de diésel 193
Figura 5.22 Producción y demanda de turbosina 194
Figura 5.23 Producción y demanda de combustóleo 195
Figura 5.24 Producción y demanda de coque de petróleo, 2013-2027 195
Figura 5.25 Rendimientos en refinerías por productos, 2027 197
Figura 5.26 Demanda de gasolinas automotrices por segmento, 2012-2027 199
Figura 5.27 Demanda de combustibles en el sector transporte 200
Figura 5.28 Rendimiento promedio del parque a gasolina por categoría, 2012-2027 203

Figura 5.29 Rendimiento promedio del parque vehicular a diésel por categoría, 2012-2027 204
Figura 5.30 Intensidad en el uso de hidrocarburos en el sector industrial y el PIB manufacturero, 2012-2027 210
Figura 5.31 Comercio exterior de petróleo crudo 212
Figura 5.32 Comercio exterior de gasolinas, 2012-2027 213
Figura 5.33 Comercio exterior de diésel, 2012-2027 214
Figura 5.34 Comercio exterior de turbosina, 2012-2027 215
Figura 5.35 Comercio exterior de combustóleo, 2012-2027 216
Figura 5.36 Comercio exterior de coque de petróleo, 2012-2027 217
Figura 6.1 Análisis de Sensibilidad con respecto al crecimiento de la economía nacional 220
Figura 6.2 Sensibilidad de la demanda interna de gasolinas 221
Figura 6.3 Sensibilidad de la demanda interna de diésel 222
Figura 6.4 Sensibilidad de la demanda interna de turbosina 223
Figura 6.5 Comparativo ventas internas de gasolina nacional, 227
Figura 6.6 Comparativo ventas internas de diésel nacional, sector autotransporte 2013-2027 227
Figura 7.1 Profundidades estándar de plataformas marinas 231
Figura 7.2 Perforación horizontal y fractura hidráulica 233
Figura 7.3 Caracterización de aguas profundas y ultraprofundas 234
Figura 7.4 Clasificación tradicional de los métodos de recuperación 235
Figura 7.5 Curva compuesta de un análisis de pliegue (Pinch) de intercambio térmico 237

PRESENTACIÓN

Para la administración del Presidente Enrique Peña Nieto, una de las estrategias del desarrollo nacional es asegurar el abastecimiento de petróleo crudo y petrolíferos que demanda el país. De esta manera, la planeación del sector energético es una actividad imprescindible para buscar la satisfacción de las necesidades energéticas en México. Por ello, la elaboración de estudios como la Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027 representan instrumentos que permiten caracterizar e identificar de manera anticipada los requerimientos energéticos del país.

En lo que respecta a petróleo, aun cuando México es privilegiado en la producción de este recurso, hacia el futuro el país enfrentará retos importantes para mantener los niveles de producción debido a la declinación de sus principales yacimientos. En este sentido, la estrategia del Gobierno Federal es dirigir las inversiones en proyectos de exploración cada vez más complejos, como es el caso de aguas profundas, así como la administración de los campos maduros de producción y la recuperación mejorada, lo anterior con la finalidad de incrementar la seguridad energética al país.

Respecto a petrolíferos, la capacidad de producción y refinamiento en el país ha sido insuficiente para cubrir la demanda nacional combustibles, principalmente de gasolinas y diésel, las cuales han aumentado como resultado del incremento del parque vehicular y de las necesidades de transporte asociadas al crecimiento económico del país. Este comportamiento ha generado un déficit en el abasto de energéticos, el cual ha sido cubierto con importaciones crecientes.

Es por ello que el Gobierno Federal, en línea con su compromiso de garantizar la seguridad y abasto energético del país, ha llevado a cabo acciones que permitirán aumentar la producción de combustibles mediante la incorporación de nueva capacidad de refinación y reconfiguración de refinerías existentes. Estas acciones permitirán un mejor aprovechamiento del petróleo al producir más productos de mayor valor y hacer más eficiente el Sistema Nacional de Refinación.

Si bien este documento prospectivo ha sido elaborado a lo largo del año 2013, con base en la legislación vigente y bajo el actual marco organizacional, desde el inicio de la administración del gobierno del presidente Peña Nieto se ha emprendido la propuesta de una reforma energética de gran calado que, al ser aprobada, abrirá nuevas posibilidades para mejorar el transporte, almacenamiento y distribución del petróleo y petrolíferos, así como de su producción y abasto. La Prospectiva 2014-2028 de petróleo y petrolíferos que se prepare el año entrante incorporará las nuevas estructuras en la oferta energética que deriven de la Reforma Energética.

Lic. Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

INTRODUCCIÓN

La importancia del petróleo en nuestro país como principal proveedor de energía primaria hace indispensable contar con un documento de planeación donde se muestre la tendencia del mercado en los próximos años. Es así que con fundamento en el Artículo 16, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, se publica el documento de *Prospectiva de petróleo y petrolíferos 2013-2027*, el cual nos presenta información acerca del comportamiento histórico y prospectivo de la industria extractiva de petróleo y refinación en la última década y su evolución esperada en los próximos quince años.

Este documento está integrado por siete capítulos. El capítulo uno describe la evolución del mercado internacional de petróleo y petrolíferos durante la última década, identificando las principales regiones con las que México interactúa. Se describen las reservas mundiales de petróleo, dando a conocer cuáles son los países que lideran los recursos de petróleo, así como la relación reserva-producción de cada uno de ellos. Posteriormente se da a conocer la producción y el consumo de petróleo en distintas regiones del mundo y su crecimiento durante la última década. Asimismo se identifican los países con mayor producción y demanda a futuro en un periodo comprendido de 2010 a 2035. Posteriormente, se hace referencia a la capacidad mundial de refinación por región, identificando el lugar que ocupa México respecto a otros países. Adicionalmente se exponen las principales tendencias relativas a las adiciones de capacidad por proceso para un mediano y largo plazo, así como las expectativas de producción y consumo de petrolíferos por sector en las principales economías industrializadas y en desarrollo.

En el capítulo dos se presenta el marco regulatorio vigente para la industria petrolera nacional. Se mencionan los lineamientos constitucionales, de regulación e instrumentos jurídicos para las actividades relativas a la exploración, explotación, refinación y comercialización del petróleo y los productos derivados. Además, se muestra el papel del Estado a través de sus instituciones y de las empresas paraestatales en materia de hidrocarburos.

El capítulo tres parte de la situación histórica en el periodo 2002 a 2012 de la oferta nacional de petróleo por parte de PEMEX Exploración y Producción (PEP), en el cual se describe la distribución de las reservas totales de hidrocarburos, la exploración y producción de petróleo y la demanda del mismo. Se presentan las inversiones llevadas a cabo en los últimos diez años; describe y analiza la infraestructura actual de la industria de refinación, su evolución y el proceso de reconfiguración del SNR. Detalla la evolución de la oferta y demanda nacional de petrolíferos para el periodo 2002-2012. Finalmente, se muestra la evolución de las importaciones y exportaciones de petrolíferos en el periodo comprendido de 2002 a 2012.

En esta publicación presenta nuevos capítulos de interés, en el capítulo cuatro se presentan las variables utilizadas para la elaboración del escenario macroeconómico 2013-2027 y con el cual se realizó el ejercicio del caso base del documento de prospectivas del sector. Para la elaboración del escenario macroeconómico 2013-2027 se parte de las perspectivas de crecimiento de la economía mexicana establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en los Criterios Generales de Política Económica 2013, Precriterios 2013 y la revisión del PIB del 17 de mayo de 2013 y no considera la última revisión publicada por la SHCP el 21 de noviembre de 2013.

El capítulo cinco describe la evolución estimada de la oferta y demanda de petróleo y petrolífero en el periodo 2013-2027, a partir de un escenario del portafolio de inversiones de Petróleos Mexicanos para sus organismos subsidiarios PEP y PEMEX Refinación (PR), a partir de un escenario de inversiones en proyectos estratégicos que permitan incrementar la

elaboración de combustibles de alto valor económico. Posteriormente, detalla la demanda estimada de petrolíferos por sector, mencionando los principales factores que influirán en su evolución. Finalmente, se tiene un panorama respecto a la balanza comercial de petrolíferos.

En el capítulo seis se realizó un comparativo entre el caso base; mismo que considera el crecimiento del PIB publicado el 17 de mayo de 2013 y con el cual se realizaron las estimaciones del documento de prospectivas 2013-2027, y un análisis de sensibilidad realizado a partir de las nuevas expectativas de crecimiento económico para 2013 publicado por la SHCP el 20 de agosto de 2013.

Asimismo presenta un comparativo de escenarios de precios de las gasolinas PEMEX Magna y Premium para tres diferentes casos, caso medio, el cual fue utilizado para el escenario base del documento; se presenta la estimación de este mismo escenario medio pero sin considerar el Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS) y un caso de precios moderado, de igual forma, sin considerar el IEPS, ambos ejercicios para un periodo 2013-2027. Finalmente, se realiza un ejercicio de sensibilidad con el objetivo de comparar los resultados de proyecciones de la demanda de gasolina y diésel con un caso de rendimientos promedio en kilómetro por litro (Km/l) de consumo de gasolina y diésel para vehículos nuevos (rendimiento base) y un caso hipotético suponiendo que los rendimientos se mantienen constantes (rendimiento fijo). Es decir, se comparan los rendimientos que se tienen para el ejercicio prospectivo contra un escenario en el cual no existen mejoras en rendimientos.

RESUMEN EJECUTIVO

Panorama mundial

En 2012, las reservas probadas mundiales de petróleo se ubicaron en 1,669 miles de millones de barriles de petróleo (mmmbp), presentando un crecimiento de 0.9% respecto a 2011. De dicho volumen, 72.6% correspondió a los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y 19.8% a los países no miembros de esta organización. Por otro lado, la región de Medio Oriente concentró 48.4% de las reservas mundiales.

Respecto a las reservas probadas por país, Venezuela se ubicó en el primer lugar, con 17.8% del total. Arabia Saudita concentró 15.9% de las reservas mundiales en 2012. México se ubicó en el décimo octavo lugar, con 0.7% del total mundial. La relación reserva-producción (R/P) se ubicó en 52.9 años a nivel mundial. Manteniendo las mismas condiciones de producción y descubrimientos de 2012, los países de la OPEP dispondrían de 88.5 años de petróleo crudo, mientras que las relación R/P para los países de la OCDE sería de 33.4 años.

En 2012, la producción mundial de petróleo crudo fue de 86,152 miles de barriles diarios (mbd), 2.3% mayor respecto a 2011. Las regiones de mayor producción fueron Medio Oriente con 32.5% de dicho total, 20.3% de Europa y Eurasia y 17.5% de Norteamérica. Entre 2011 y 2012 la producción de Arabia Saudita correspondió a 13.3% del total mundial, 13.9% a Estados Unidos, y por el contrario, México presentó un descenso en la producción de -0.8%.

Al cierre de 2012, el comercio internacional de petróleo crudo ascendió a 55,204 mbd, 1.4% mayor respecto a 2011. Medio Oriente ha sido la región que ha liderado este rubro y para el año 2012 mantuvo esta posición con el 35.7% de las exportaciones mundiales. El volumen importado a nivel mundial alcanzó 55,314 mbd al cierre de 2012, 1.3% de incremento en comparación con el 2011.Los principales países exportadores de crudo fueron Arabia Saudita, Rusia e Iraq. Los principales destinos de dichas exportaciones fueron Estados Unidos, China, India y Japón. Respecto México, el 43% de la producción de petróleo en México se dirige al mercado de exportación.

El consumo de petróleo crudo promedió 89,774 mbd en 2012, 1.0% mayor a 2011. Las regiones con mayor demanda fueron Asia Pacífico y Norteamérica, con participaciones de 33.2% y 25.7%, respectivamente. Estados Unidos consumió 20.7% del total mundial, 11.4% China, mientras que México registró un consumo equivalente a 2.3%.

En 2012, los precios de referencia de los crudos marcadores presentaron variaciones ocasionadas por la volatilidad política y económica global, que se reflejó en una tendencia descendente más pronunciada que la del año 2011. El petróleo West Texas Intermediate (WTI) promedió 94.13 dólares por barril, 1.0% menos que en 2011, en tanto que el Brent del Mar del Norte promedio 111.67 dólares por barril, 0.4% superior al año previo. La Mezcla Mexicana de Exportación (MME), en 2012 promedió 101.81 dólares por barril, 0.7% arriba de 2011.

En el mediano plazo se observa que la oferta de petróleo presente riesgos tales como la incertidumbre en las tasas de declinación de los campos actualmente en producción y las probabilidades de éxito de nuevos descubrimientos de petróleo en zonas cercanas a campos o yacimientos en desarrollo o sean desarrollados durante los próximos cinco años. Durante el periodo 2011-2016, el crecimiento estimado de la oferta en países no OPEP se incrementará paulatinamente durante el mediano plazo, alcanzando aproximadamente 4 millones de barriles diarios (mmbd). Por su parte, el incremento de la producción de líquidos del gas en la OPEP será de 5.2 mmbd en 2011 a 6.4 mmbd en 2016.

En lo que respecta a la oferta en el largo plazo, un resultado central que emerge de las evaluaciones de la oferta de petróleo es que los recursos son abundantes y que las fuentes de esta oferta son ampliamente diversas. De acuerdo con las estimaciones de OPEP, la oferta mundial de petróleo será de 107.5 mmbd en 2035, lo que representa un incremento de 0.9% promedio anual durante el periodo 2010-2035. En el caso de la oferta de petróleo de países no OPEP para el largo plazo, mostrará una tasa de crecimiento anual de 0.7%.

A nivel global, la capacidad de refinación en 2012 fue de 92,530.9 mbd, 0.4% mayor respecto a 2011. De este total, 44,685.9 mbd correspondieron a los países que conforman la OCDE y 47,8545.0 mbd a los países no miembros de la organización.

En 2012 la mayor adición de capacidad de destilación se presentó en la región Asía Pacifico, con 32.6% (30,119 mbd). Del total de esta región, el 38.3% correspondió a China. La región de Europa y Eurasia contribuyó con 25.8% y Norteamérica 22.8%, en donde 17,388 mbd correspondieron a Estados Unidos, 2,063 mbd a Canadá y 1,690 mbd a México

En 2012, la producción mundial de petrolíferos fue de 76,233 mbd, 0.6% mayor respecto a 2011. De este volumen, 39,146 mbd provino de los países no pertenecientes a la OCDE, representando 51.4% del total mundial, en tanto que los países OCDE produjeron 37,087 mbd, registrando una participación de 48.6%. El país con mayor producción de petrolíferos fue Estados Unidos, con 15,006 mbd; seguido por China e India con 9,371 mbd y 4,302 mbd, respectivamente., La producción de petrolíferos en México ha mostrado una baja en los últimos diez años, al pasar de 1,390 mbd en 2002 a 1,199 en 2012.

El consumo de petrolíferos en países de la OCDE, se ubicó en 45,587 mbd, menor en 1.2% con relación a 2011. En contraste, los países fuera de esta organización mostraron una demanda de 44,187 mbd, 46.6% superior en 3.3% respecto a 2011, mostrando una mayor intensidad en el consumo de combustibles, tal fue el caso del aumento en el consumo de India y Medio Oriente. El consumo más alto se dio en la región Asia Pacífico, Norteamérica y Europa y Eurasia.

Marco Regulatorio de Petróleo y Petrolíferos

La estructura de la industria petrolera está conformada por diferentes actividades, la primera de ellas es aquella relacionada con la exploración; esta fase comprende la realización de diferentes estudios que permiten delimitar y evaluar la factibilidad y rentabilidad de los proyectos de explotación de hidrocarburos.

De forma muy simplificada, una vez que un yacimiento se encuentra en etapa de producción, el petróleo obtenido es pre-tratado en el sitio de extracción, posteriormente es transportado hacia las refinerías para su procesamiento, o a los puertos de embarque para su exportación.

Para esta actividad es necesario contar con medios de transporte vía terrestre, marítima y por oleoductos. Hasta este punto, corresponde a PEMEX Exploración y Producción (PEP) la realización de estas actividades. Mientras que la regulación, supervisión y evaluación de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos están a cargo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Una vez que el petróleo se encuentra en las refinerías, en donde PR tiene el derecho de propiedad, inicia su proceso para la obtención de petrolíferos y petroquímicos. Los productos obtenidos son transportados mediante poliductos, auto tanques, buque tanques y carro tanques (en el caso de los líquidos, que son la mayoría) a las terminales de almacenamiento y reparto (TAR); es aquí en donde se realizan las ventas de primera mano y se ceden los derechos de propiedad una vez realizada la venta, posteriormente se distribuyen los productos terminados por ruedas a las estaciones de servicio (franquicias) para su consumo final.

Todas las actividades que se encuentran entre el proceso de crudo y las ventas de primera mano, son actividades exclusivas de PEMEX Refinación (PR). La distribución y comercialización de petrolíferos se llevan a cabo en conjunto con el sector privado. Es mediante la Subdirección Comercial de PR, la cual tiene la función de administrar y controlar la comercialización de la producción del Sistema Nacional de Refinación (SNR), que se otorgan los contratos a inversionistas para la instalación de franquicias.

Mercado nacional actual

El volumen de las reservas totales de hidrocarburos en México al 1º de enero de 2013 fue de 44,530 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce). La participación de las reservas totales de hidrocarburos sumaron 31.1% a reservas probadas, 27.7% a reservas probables y 41.2% a reservas posibles. En este contexto, las reservas probadas alcanzaron 13,868 mmbpce, las reservas probables 26,174 mmbpce, y las reservas posibles 18,356 mmbpce.

La tasa de restitución integral de reservas probadas al 1º de enero de 2013 fue de 104.3%. La relación reserva-producción de las reservas probadas fue de 10.2 años, calculada con una producción de hidrocarburos de 1,353.2 mmbpce de 2012.

Durante 2012, la inversión pública de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios fue de 311,993.3 millones de pesos (mm$), 3.6% superior en términos reales respecto a 2011. Las inversiones realizadas en PEP fueron de 275,742.8 mm$, resultado de un mayor gasto en los servicios de perforación. El ejercicio de los proyectos Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo, Antonio J. Bermúdez y Burgos, representó en sus conjunto una participación de 73.6% de la inversión de PEP durante el año 2012

En 2012 la producción nacional de crudo alcanzó 2,547.9 mbd, 0.2% menor respecto al año 2011 debido a la menor producción de los Activos Cantarell, Samaria-Luna y Bellota-Jujo. La participación de crudo pesado representó 54.4% del total nacional, la de crudo ligero alcanzó 32.7%, mientras que la de crudo súper-ligero se ubicó en 12.9%. La región Norestes aportó 51.4% de la producción nacional de petróleo. La producción de región marina Suroeste fue de 23.0%, la Sur con 19.9% y la Norte con 5.7%.

El volumen de petróleo enviado a refinerías al cierre de 2012 fue 1,211.0 mbd, lo que representó un incremento de 3.3% respecto al año anterior. La mezcla de crudos destinados al SNR al cierre de 2012 estuvo compuesta por 41.7% de petróleo pesado y 58.3% de petróleo ligero. En este sentido, el SNR procesó 1,199.3 mbd, 2.8% más que 2011. La inversión devengada en proyectos por parte de PEMEX Refinación fue de 28,063 mm$, cifra mayor en 15.2% a la realizada en 2011.

En 2012, la elaboración de petrolíferos disminuyó 2.6%, para totalizar 1,031.1 miles de barriles de petróleo crudo equivalente (mbdpce). El petrolífero de mayor producción fueron las gasolinas con 416.4 mbd, mostrando un aumento de 4.6% respecto a lo registrado en 2002. La gasolina PEMEX Magna registró una producción de 396.6 mbd, y la gasolina PEMEX Premium 19.7 mbd.

La demanda total de petrolíferos fue 1,463.7 mbdpce, 2.5% mayor respecto a 2011. Resultado de un mayor consumo de petrolíferos en el sector transporte, el cual fue de 1,077.8 mbdpce. En el periodo 2002-2012, la demanda de gasolinas creció de 3.6% promedio anual. Atribuible a un mayor parque vehicular, a una mayor introducción al país de vehículos usados y al incremento en el crédito para la adquisición de vehículos nuevos y usados.

Al cierre de 2012 las importaciones de petrolíferos sumaron 557.5 mbdpce, resultado del crecimiento en la demanda, principalmente del sector autotransporte. En este sentido, 58.6% del consumo de gasolinas se abasteció con importaciones durante 2012.

Variables y Supuestos del Caso Base

El escenario macroeconómico para la elaboración de documento de Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027, parte de la visión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) expresada en los Criterios Generales de Política Económica 2013, Precriterios 2013 y la revisión del pronóstico del PIB del 17 de mayo de 2013. En coordinación con SHCP, PEMEX y la SENER, se elaboró un escenario que incluye la proyección de diversas variables macroeconómicas y del Producto Interno Bruto (PIB) tanto nacional como estatal para el periodo 2013-2027. Es importante considerar que dicho escenario, se basa en condiciones inerciales, lo que significa que no considera los efectos asociados a las acciones y las reformas estructurales que impulsa la presente administración.

Con base en esta información, la SHCP estimó que la economía mexicana crecerá en 2013 a una tasa de 3.1% en términos reales. Este año se toma como base para proyectar el escenario de planeación de crecimiento para el resto del periodo, el cual se caracterizará por una tasa media de crecimiento anual de 0.8% entre 2013 y 2027. Bajo este contexto, el valor máximo de crecimiento del PIB será de 4.0% entre 2014 y 2018 y el mínimo será de 3.1% en 2013. De acuerdo al comportamiento estimado del PIB nacional 2013-2027, se observa que el PIB industrial crecerá 2.6% anual con un valor máximo de crecimiento en 2018 de 4.1% y el mínimo con 2.7% en 2013.

Para el año 2013, se considera un precio de la gasolina PEMEX Magna de 11.5 $/l. Para la elaboración de este ejercicio, se supone un escenario de precios sin variaciones para todo el periodo prospectivo. Para efectos del ejercicio, la gasolina PEMEX Premium mantendrá un precio constante de 12.1 $/l durante el periodo 2013-2027. En el caso de PEMEX Diésel, se prevé un incremento de 8.3%; para ser de 11.9 $/l, el cual se mantendrá hasta el final del periodo. En lo que concierne al precio del combustóleo nacional en 2013 se prevé una reducción de su precio de 15.9%, por lo que ubicarse en 7.8 $/l. El establecimiento de políticas ambientales más estrictas ha llevado a un mayor uso de combustibles más limpios.

El escenario de inversiones en producción y exploración de hidrocarburos, incluido en el ejercicio de prospectiva 2013-2027, considera techos presupuestales de inversión y una base estructural de la plataforma productiva cercanos al comportamiento histórico de los recursos presupuestales que se han autorizado para PEMEX. Este escenario se enmarca en torno a los objetivos y estrategias definidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 y el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.

En el caso base, el parque vehicular a gasolinas y diésel mostrará un crecimiento medio anual de 4.0% y 5.1%, respectivamente, en el periodo 2013-2027. Con la aplicación de la Norma Oficial Mexicana de vehículos ligeros, implica un efecto de mejora en los rendimientos de vehículos nuevos, lo cual se traduce gradualmente en el rendimiento promedio del parque.

Panorama prospectivo

Los proyectos del SNR están orientados a incrementar la capacidad de procesamiento de crudo y el volumen de producción de petrolíferos. El portafolio de proyectos 2013 de PEP se compone de un total de 70 proyectos, de los cuales 2 son proyectos integrales de exploración y explotación, 25 son de explotación, 16 son de exploración y 20 son de infraestructura y soporte para la operación y mantenimiento del transporte y distribución de hidrocarburos.

Las reservas 3P a incorporar provendrán cada vez más de la exploración que se efectúe en aguas profundas del Golfo de México. En 2027 se espera incorporar 985 mmbpce provenientes de esta cuenca y 592 mmbpce de aguas someras. Las cuencas terrestres presentarán una tasa negativa de crecimiento de 0.2% en promedio. Se prevé que la actividad exploratoria incorpore 2,032 mmbpce en 2027. En 2027 la tasa de restitución de reservas 1P y 3P integrada se estiman en 114% y 130%, respectivamente.

La producción de petróleo en proyectos de explotación promediará 1,048 mbd en 2027. El grueso de la producción provendrá de 25 proyectos dedicados a la explotación de aceite y gas asociado del portafolio 2013. En cuanto a la actividad exploratoria, ésta comenzará en el año 2015 con 5.3 mbd hasta alcanzar 1,880 mbd en 2027, mientras que los Contratos Integrales de producción aportarán 184 mbd. Por último, los proyectos de recuperación secundaria comenzarán a ser productivos a partir de 2018 con 3.79 mbd, llegando a 25.6 mbd en 2027.

El proyecto integral Ku-Maloob-Zaap es actualmente el más importante del país, a partir de 2015 se espera una declinación natural llegando a producir 173 mbd en 2027, lo que representa una tasa de declinación de -10.7%. En lo que corresponde al proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), la producción nacional total de crudo será de 13.8% en 2027. Se estima que a partir de 2020 el proyecto ATG supere al proyecto Cantarell y en el 2024 al proyecto Ku-Maloob-Zaap.

En 2027, la Región Norte será la de mayor aportación en la producción de petróleo, participando con 35.8%, seguido de la Región Noreste con 29.8%, la Región Suroeste con 18.4% y la Región Sur con 16.0%. La producción de petróleo pesado mostrará una participación de 35.6% (1,118 mbd), de crudo ligero será de 1,410 mbd con una participación de 44.9% en2027 y de crudo súper-ligero se estima sea 19.4% durante el periodo prospectivo.

La inversión asociada al caso base de producción se estima en 300.9 miles de millones de pesos (mmm$) de 2013 en promedio anual durante el periodo 2013-2027. Al inicio del periodo, la mayor cantidad de inversiones están dirigidas a proyectos de explotación con el 75% del total y 31.8% a proyectos de exploración. Por otra parte, se prevé que la exportación de petróleo durante el periodo prospectivo sea de 47.1% en 2027 (1,473 mbd).

De acuerdo a lo reportado por PR, la mayor proporción de los recursos se destinarán al proyecto de construcción de la nueva refinería en Tula, la cual se estima entre en operación en el año 2020. La inversión programada para este proyecto es de 149.5 mm$, el cual representa 24.8% de la inversión total en infraestructura.

Otro proyecto prioritario para PR es el de Calidad de combustibles. Entre 2013 y 2027, 9.8% de la inversión se destinará a éste. La Fase gasolinas, que iniciará operaciones a partir de 2014, tiene como objetivo homologar, con respecto a estándares internacionales, la calidad de la gasolina producida a nivel nacional. Por su parte, el objetivo de la Fase diésel es producir diésel de 15 partes por millón (ppm) máximo de azufre en peso.

En lo que se refiere a los trabajos de reconfiguración en la refinería de Salamanca, se prevé una inversión de 42.1 mm$, el cual representa 7.0% de la inversión total. Se estima que la ejecución del proyecto sea en el periodo 2014-2018.

Con base en la evolución de la capacidad de refinación estimada en el periodo 2012-2027, el proceso de crudo llegará a 1,653.1 mbd en 2027 Durante el periodo 2012-2027, la producción de petrolíferos crecerá 2.4% promedio anual, al pasar de 1,031 mbdpce a 1,464 mbdpce.

Al final del periodo prospectivo, se estima que la producción de gasolinas ascenderá a 601.5 mbd. Por su parte, la producción de diésel se estima en 640.0 mbd. En cuanto a la producción

de combustóleo, se espera una disminución promedio anual de -10.8% durante el periodo prospectivo. Esta disminución será reflejo de la incorporación de proyectos de conversión profunda como la coquización retardada. Por tal motivo, la producción de coque de petróleo crecerá a una tasa anual de 6.3%. La turbosina incrementará su producción en 76.8 mbd, con una tasa de crecimiento de 2.3% anual en el periodo 2012-2027.

El consumo de gasolinas, principal petrolífero demandado en 2027, crecerá 4.0% promedio anual durante el periodo analizado. Las gasolinas continuarán manteniéndose como el principal combustible de consumo en el autotransporte, durante el periodo 2012-2027, se estima que la demanda de gasolinas aumente 79.5%, de tal manera que al final del periodo se ubique en 1,442.1 mbd. En lo que respecta a la demanda nacional de diésel, el sector autotransporte es el principal demandante de este combustible, ya que pasará de 326.7 mbd en 2012 a 560.5 mbd en 2027, reflejando con esto un incremento de 71.5% en el periodo.

Para el sector eléctrico en el periodo 2012-2027, se espera que continúe la tendencia a la baja en el uso de combustóleo y diésel, en la cual se considera una reducción de 89.5% y 88.8%, respectivamente. Por el contrario, se continuará utilizando gas natural y carbón, y a partir de 2016 coque de petróleo como combustible para la generación de electricidad.

La balanza comercial de petróleo y petrolíferos, de acuerdo con la expectativa de producción de crudo y demanda nacional, el volumen exportado crezca a una tasa de 1.5% en promedio anual en el periodo 2013-2027. Al pasar de 394.5 mbd en 2012 a 534.5 mbd en 2018 y 717.3 mbd en 2027.

Las importaciones de gasolinas mostrarán un crecimiento promedio anual de 4.1%.En lo que corresponde al diésel, éste combustible presenta un déficit de oferta en el mediano plazo, por lo que se requiere de importaciones para cubrir la demanda interna. La exportación de diésel se contempla en el año 2020 con 33.3 mbd, reduciéndose a 7.3 mbd en el año 2021. Dado que se espera una recuperación en la actividad del sector aéreo, las importaciones de turbosina mostrarán un crecimiento promedio anual de 14.0 % en el período 2012-2027. Por otra parte, en el periodo de 2013-2020, se espera un superávit en la balanza comercial de combustóleo, lo que permitirá exportar un volumen promedio de 125.0 mbd durante esos años. La producción estimada de coque de petróleo continuará siendo insuficiente para el consumo del sector eléctrico e industrial. Se tiene previsto un déficit en la balanza comercial, el cual pasará de 2,548.4 miles de toneladas anuales (mta) en 2012 a 392.4 mta en 2020.

Análisis de sensibilidad

Se elaboraron tres casos de sensibilidad de la demanda de petrolíferos, de ahí de considerar escenarios diferentes a los contenidos en el caso base de proyección de la Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027. En este análisis de sensibilidad se considera la variación de tres elementos: crecimiento económico, rendimientos de los combustibles y los precios.

En el ejercicio de sensibilidad ante cambios en el Producto Interno Bruto (PIB), se incluyó un escenario de crecimiento del PIB basado en los Criterios Generales de Política Económica 2014 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Criterios 2014 SHCP), basado en el marco macroeconómico inercial de la publicación. En este sentido, se pronostica una tasa de crecimiento de la economía para 2013 de 1.8% en lugar de 3.1% estimado anteriormente por la SHCP. Considerando esta reducción del PIB nacional en el análisis de sensibilidad, se estima una tasa de crecimiento promedio de 3.6% entre 2014 y 2019 en lugar del 4.0% de no haberse reducido las expectativas del PIB nacional.

Una variación del PIB nacional, ligada a una menor actividad industrial, resultará en una diferencia de 50.5 mbd en la demanda de gasolinas en 2027 respecto al caso base. Respecto al diésel, también se presenta una reducción en la demanda de este combustible por la menor

necesidad de reemplazar gas natural por diésel cuando hay escasez del primero. Observando ambos casos, en 2027 se prevé una diferencia de 24.1 mbd de demanda de diésel en comparación con el caso base. La reducción en el PIB supone una ligera disminución de la demanda de turbosina en el largo plazo, manteniéndose la proyección de crecimiento anual similar al caso base.

El análisis de sensibilidad de precios se basa en los escenarios de precios de referencia de petrolíferos. A partir de estos, se considera tres diferentes casos de precios para el análisis de sensibilidad: 1) Precio medio, el cual considera el IEPS, 2) Precio medio, calculado sin IEPS y 3) Precio moderado calculado sin IEPS. El primero y segundo casos se basan en un escenario de precios de referencia medio; mientras que el tercero consideró un escenario de precios de referencia bajo.

El sector autotransporte es sensible a variaciones en los precios al público de los combustibles. Igualando el IEPS a cero, se prevé que la demanda de gasolinas PEMEX Magna se reduzca de 1,442 mbd en el escenario de precios medio a 1,426 mbd en 2027. Un escenario de precios moderado sin IEPS implica un aumento en la demanda 64 mbd.

Para el análisis de sensibilidad por cambios en el escenario de rendimiento de combustibles, se hizo un ejercicio en el que se asume que los calentadores nuevos, o en su caso vehículos nuevos, mantienen constante el rendimiento a lo largo del periodo prospectivo (escenario de rendimientos fijos). Tomando como base la proyección sin mejoras en los rendimientos, en los sectores residencial y servicios se estiman mejoras en calentadores convencionales de agua a gas natural que supondrían un ahorro energético acumulado de 37.4 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) hacia 2027. Para la demanda de gas L.P., se estiman mejoras en calentadores convencionales de agua que supondrían un ahorro energético acumulado de 51.5 mbd hacia 2027.

Finalmente, el análisis de sensibilidad por variación de precios sólo arrojó resultados significativos en las ventas internas de gasolinas. Se compararon los resultados de proyecciones de la demanda de gasolina y diésel con un caso de rendimientos promedio en kilómetro por litro (Km/l) de consumo de gasolina y diésel para vehículos nuevos (rendimiento base) y un caso hipotético suponiendo que los rendimientos se mantienen constantes (rendimiento fijo).

En el escenario de rendimientos base, la demanda interna de gasolinas pasará de 791.8 mbd en 2013 a 1,442.1 mbd en 2027. Por otra parte, si se establece el supuesto de que los rendimientos de vehículos nuevos son fijos, la demanda de gasolinas asciende a 1,491.6 mbd en 2027. Estimándose un ahorro de 49.5 mbd para 2027 con respecto a la situación hipotética de rendimientos fijos. Respecto a diésel, la demanda en el sector autotransporte para el caso base aumentará de 329.4 mbd en 2013 a 560.5 mbd en 2027. Su demanda será mayor si se mantienen los rendimientos fijos, llegando a 590.3 mbd en 2027. En este sentido, se observa un consumo 5.3% mayor que el caso base.

Tecnologías de refinación de petróleo

En este capítulo contiene algunas generalidades de las tecnologías más relevantes en la industria del petróleo y petrolíferos. Se explican aquellas dedicadas a la exploración y producción, identificando las técnicas de perforación y las características de los sistemas de producción marinas o costa afuera. Posteriormente, se proporciona una descripción del método de perforación horizontal y la técnica de fractura (multifracking) en la producción de hidrocarburos dando a conocer las ventajas en su operación. Se describen las características tecnológicas en la producción de petróleo en aguas profundas y los procesos de recuperación mejorada y avanzada de campos maduros.

En lo que se refiere a petrolíferos, esencialmente se describen algunas metodologías y tecnologías en los procesos de refinación de petróleo, como son las técnicas de optimización de procesos tales como los análisis de pliegue (Análisis Pinch de intercambio térmico, hidrógeno y agua), la tecnología de Fondo de Barril y los análisis de segunda ley termodinámica (análisis de exergia). Finalmente, se describen algunos sistemas energéticos avanzados aplicables a la industria de la refinación tales como las columnas de destilación diabática, los catalizadores y la gasificación integrada.

CAPÍTULO UNO. MÉXICO EN EL MERCADO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO Y PETROLÍFEROS

En este capítulo se presenta una descripción de la evolución del mercado internacional de petróleo y petrolíferos durante la última década. Aquí se identifican las principales regiones con las que México interactúa ya sea como exportador o importador, y se valora la importancia de nuestro país en los mercados. En primer término, se describen las reservas mundiales de petróleo, dando a conocer cuáles son los países que lideran los recursos de petróleo, así como la relación reserva-producción de cada uno de ellos. Posteriormente se da a conocer la producción y el consumo de petróleo en distintas regiones del mundo y su crecimiento durante la última década. Asimismo se identifican los países con mayor producción y demanda a futuro en un periodo comprendido de 2010 a 2035, analizando cada uno de los sectores de consumo tales como el transporte, industria, residencial/comercial/agrícola y de generación de energía eléctrica.

Posteriormente, se hace referencia a la capacidad mundial de refinación por región, identificando el lugar que ocupa México respecto a otros países. Adicionalmente se exponen las principales tendencias relativas a las adiciones de capacidad por proceso para un periodo de mediano (2011-2016) y largo plazo (2012-2035), así como las expectativas de producción y consumo de petrolíferos por sector en las principales economías industrializadas y en desarrollo. Finalmente, en la presentación de cada tema se proporcionan los principales elementos que permitan entender el contexto mundial del mercado de la refinación y de los impactos que han modificado el comportamiento de este sector.

1.1 Disponibilidad y consumo

1.1.1 Petróleo

Reservas mundiales de petróleo

Las reservas mundiales probadas de petróleo al final de 2012 contabilizaron, 1,669 miles de millones de barriles de petróleo (mmmbp), presentando un crecimiento de 0.9% con respecto a las reservas de 1,654 mmmbp registradas en 2011. Considerando que la producción de 2012 fue de 32.8 mmmbp, el crecimiento de las reservas probadas implica que, además de reponer los barriles extraídos durante el año en el mundo se agregaron otros 14.8 mmmbp, es decir, 45% más del crudo extraído durante 2012. La magnitud de las reservas probadas de petróleo en el mundo en teoría alcanzaría para 53 años de producción a su nivel de 2012.

Dentro de los países productores de petróleo, Venezuela es el país que cuenta con mayores reservas, contabilizando 297.6 mmmbp al cierre del mismo año; le siguen Arabia Saudita con 265.9 mmmbp, Canadá con 173.9 mmmbp, Irán con 157 mmmbp e Iraq con 150 mmmbp, por mencionar los primeros cinco países con mayores reservas, (véase Cuadro 1.1).

La región que domina el mercado de reservas a nivel mundial es Medio Oriente, con un volumen de 807.7 mmmbp al cierre de 2012. Esta región presentó un aumento de 1.2% con

respecto a 2011. Por otro lado, la región de África fue la que presentó la mayor tasa de crecimiento alcanzando 2.9% entre 2011 y 2012, totalizando 130.3 mmmbp; dicho aumento se debió a la alta incorporación de reservas en Angola que fue de 21% y otros países de África con 68.7% de crecimiento con relación al 2011, respectivamente.

Una particularidad de crecimiento se ha presentado en la región de Centro y Sudamérica, y Europa y Eurasia, los cuales presentan la misma tasa de crecimiento de 0.4% con respecto a 2011, alcanzando 328.4 mmmbp y 140.8 mmmbp a finales de 2012, respectivamente. Dentro de la región Centro y Sudamérica, el país con mayor crecimiento de reservas fue Ecuador, con 14.3%, totalizó 8.2 mmmbp a finales de 2012. Por su parte, en región de Europa y Eurasia, Noruega incrementó sus reservas en 8.9% alcanzando 7.5 mmmbp a final del mismo periodo.

La región Asia Pacífico, presentó el menor crecimiento de reservas, alcanzando una tasa de 0.1% respecto a 2011; debido a que algunos países con mayor producción de petróleo no presentaron incorporación de reservas e incluso existió una disminución de las mismas en otros países que conforman la región[1]. Al respecto, Australia fue el único país en incorporar reservas en el periodo, sumando 1.3% de sus reservas probadas llegando a 3.92 mmmbp a finales de 2012.

Finalmente, la región que presentó una reducción en el volumen de reservas fue Norteamérica. Esta región se vio afectada por la reducción de reservas probadas en México y Canadá, llegando a tener una tasa de crecimiento negativa de 0.3% y 0.4%, respectivamente. En el caso de Estados Unidos, este país no incrementó sus reservas, manteniendo 35 mmmbp, mientras México y Canadá con reducción de las mismas llegando a 11.4 mmmbp y 173.9 mmmbp al cierre de 2012, respectivamente.

Cuadro 1.1
Reservas probadas al cierre de 2012; principales países

Lugar	País	Miles de millones de barriles	Participación sobre el total mundial	Relación R/P (años)
1	Venezuela‡	297.6	17.8%	> 100.0
2	Arabia Saudita	265.9	15.9%	63.0
3	Canadá	173.9	10.4%	> 100.0
4	Iran	157.0	9.4%	> 100.0
5	Iraq‡	150.0	9.0%	> 100.0
6	Kuwait‡	101.5	6.1%	88.7
7	United Arab Emirates	97.8	5.9%	79.1
8	Federación Rusa	87.2	5.2%	22.4
9	Libia	48.0	2.9%	86.9
10	Nigeria	37.2	2.2%	42.1
11	EUA	35.0	2.1%	10.7
12	Kazajistán	30.0	1.8%	47.4
13	Qatar	23.9	1.4%	33.2
14	China	17.3	1.0%	11.4
15	Brasil	15.3	0.9%	19.5
16	Angola	12.7	0.8%	14.4
17	Argelia	12.2	0.7%	20.0
18	**México**	11.4	0.7%	10.7
19	Ecuador	8.2	0.5%	44.6
20	Noruega	7.5	0.4%	10.7
Total mundial		**1,668.9**	**100.0%**	**52.9**
Países miembros de la OCDE		238.5	14.3%	33.4
Países miembros de la OPEP		1,211.9	72.6%	88.5

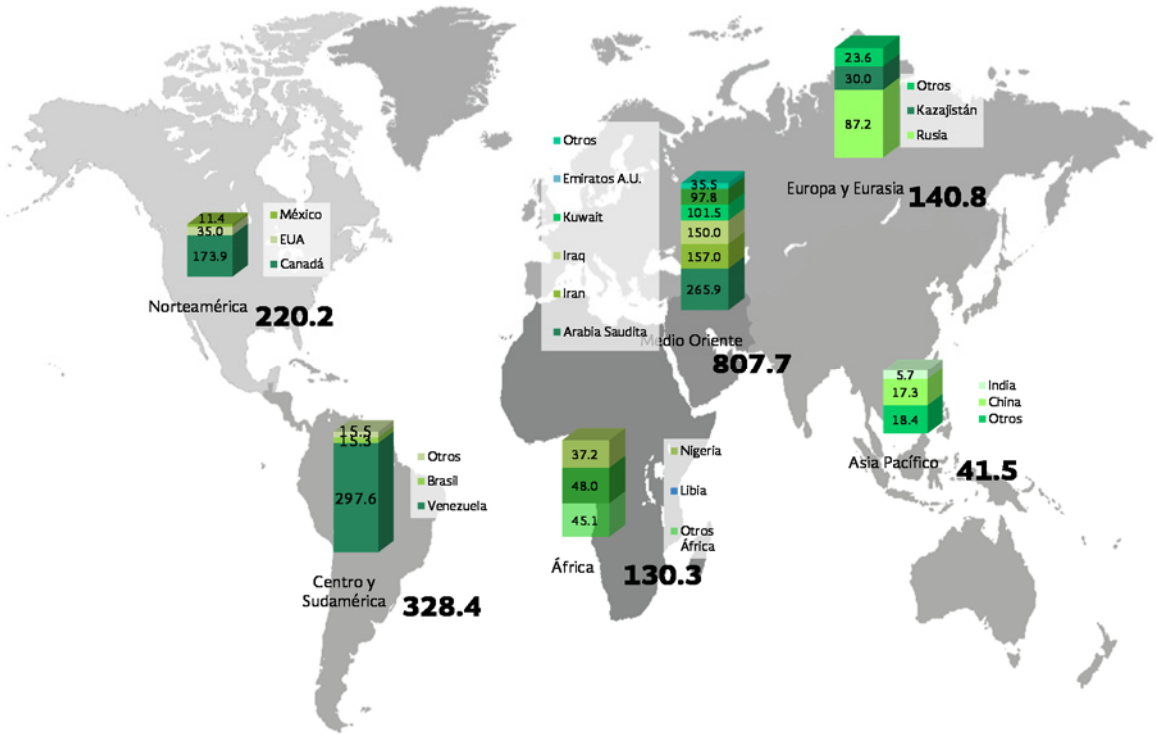
‡ La relación reservas-producción (R/P) es mayor a 10 años.
Las reservas probadas mostradas sólo incluyen crudo, líquidos de planta y condensados.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

[1] Los países con mayor cantidad de reservas de petróleo en la región Asia Pacífico son Australia, Brunei, China, India, Indonesia, Malasia, Tailandia y Vietnam; los países restantes que conforman la región con identificadas como "otros".

En lo que se refiere a las reservas probadas de los países miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), se presentó una reducción en la incorporación de reservas de -0.1% en la tasa de crecimiento, logrando 238.3 mmmbp de incorporación a finales de 2012, que representa el 14.3% del total mundial. Por el contrario, los países no miembros de la OCDE presentaron un crecimiento en las reservas de 1.1% durante el mismo periodo, lo que representó 15.0 mmmbp de incorporación de reservas y alcanzando 1,430 mmmbp al cierre de 2012, lo que representa el 85.7% del total mundial, (véase Mapa 1.1).

Por otro lado, las reservas probadas de los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) presentaron un incremento de 1.1% con respecto a 2011, alcanzando un total de reservas incorporadas de 1,211 mmmbp a finales de 2012. Los países miembros de esa organización sumaron el equivalente al 72.6% del total de reservas a nivel mundial. En cuanto a los países no miembros de la OPEP, lograron incorporar un total de 331 mmmbp a finales de 2012, representando 19.8% del total mundial.

Mapa 1.1
Reservas probadas por región, al cierre de 2012
(miles de millones de barriles)



Nota. Las reservas incluyen aceite, condensados y líquidos del gas natural.
Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

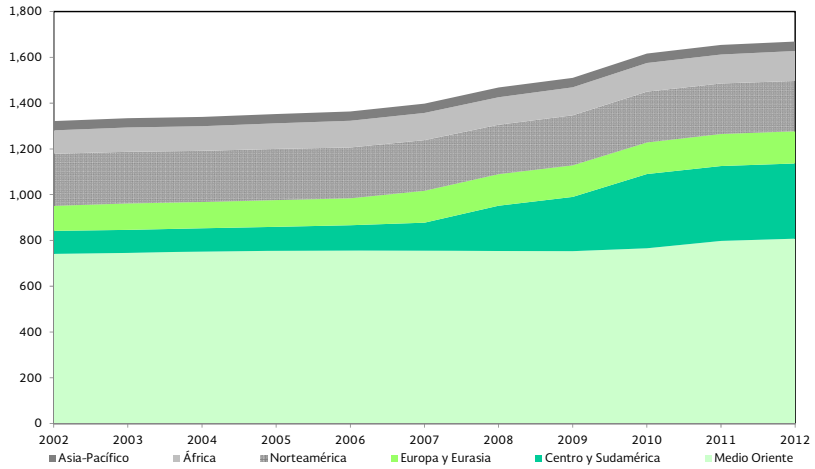
El aumento de las reservas probadas de petróleo en la última década (2002-2012) es de 26.3%, pasando de 1,321 a 1,668 mmmbp. La región con mayor crecimiento es Centro y Sudamérica con un incremento de 227.3% en el periodo. Este comportamiento se atribuye a la incorporación de reservas por parte de Venezuela, ya que en el año 2007 el país tuvo una expansión de 173% de reservas probadas, pasando de 99.4 a 172.3 mmmbp en un año, (véase Figura 1.1). La razón por la que se dio ese comportamiento fue porque que la compañía petrolera de Venezuela PDVSA (Petróleos de Venezuela, S.A.) comenzó el proyecto "Magna Reserva" en 2005 en el cual involucró la división de la región del Orinoco en cuatro áreas y 28 bloques por lo que el país cuantifico las reservas del sitio. La iniciativa resultó en la

cuantificación de reservas del sitio estimadas por más de 100 mmmbp. El resultado obtenido fue la incorporación masiva de reservas probadas de crudo extra-pesado en la Franja del Orinoco.

La segunda región que presentó crecimiento en el periodo 2002-2012 fue Europa y Eurasia con 28.8%, al pasar de 109.3 mmmbp en 2002 a 140.8 mmmbp en 2012. Dentro de la región, el país con mayor incorporación de reservas fue Kazajstán, con una tasa de crecimiento de 455.6% en el periodo, lo que significa una adición de 24.6 mmmbp, alcanzando un total de 30 mmmbp en 2012. Por el contrario, el Reino Unido tuvo un crecimiento negativo de 30.6% en la incorporación de reservas en el mismo periodo, llegando así a 3.1 mmmbp a finales de 2012.

En este mismo contexto, la región de África presentó un aumento de 28.3% en la incorporación de reservas, pasando de 101.6 mmmbp en 2002 a 130.3 mmmbp en 2012. Los países que contribuyeron al crecimiento de reservas de esta región fueron Sudán con 166.4% de incremento interno, Chad con 66.7%, Guinea Ecuatorial con 55.7%, Angola con 42.3% y Libia con 33.4%, todos en el periodo comprendido de 2002 a 2012.

Figura 1.1
Crecimiento de las reservas probadas por región, 2002-2012
(miles de millones de barriles)



Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

Producción mundial de petróleo

Al cierre de 2012, la producción mundial de petróleo fue de 86,152 miles de barriles diarios (mbd), presentando un incremento de 2.3% con respecto a 2011. El país con mayor producción es Arabia Saudita con 11,530 mbd, seguido de Rusia con 10,643 mbd, Estados Unidos con 8,906 mbd y China con 4,155 mbd, por mencionar los cuatros mayores productores a nivel mundial, (véase Figura 1.2).

La región con mayor aportación de producción de petróleo es Medio Oriente, contribuyendo con 32.5% de la producción mundial, alcanzando 28,270 mbd a finales de 2012. Entre los países que presentan mayor producción en la región se encuentran Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos, contabilizando entre ellos una producción de 24,832 mbp o 87.8% del total de la región.

Aunque el crecimiento de la región ha sido positivo, algunos de los países de mayor producción han presentado recesos con respecto al periodo de 2011 a 2012. Es el caso de Irán, el cual presentó una reducción de 15.6% de su producción en el periodo, pasando de 4,358 mbp en

2011 a 3,680 mbd en 2012. Una serie de sanciones impuestas a finales de 2011 y mediados de 2012 obligó al país a reducir dramáticamente su producción de petróleo; aunque el país ha sido sujeto de cuatro sanciones por parte de las Naciones Unidas, medidas más estrictas tales como las implementadas por Estados Unidos y la Unión Europea han obstaculizado gravemente la disponibilidad de Irán para exportar. Del mismo modo, Siria ha presentado una caída dramática en la producción de petróleo, pasando de 327 mbd en 2011 a 164 mbd en 2012, lo que se traduce en una caída de 49.9%. Dicha reducción se debe a las sanciones que Estados Unidos, la Unión Europea y otros han impuesto, por lo que muchas de las compañías petroleras nacionales e internacionales han cesado operaciones en el país, lo que ha provocado una reducción dramática de sus capacidades de exportación y producción de petróleo.

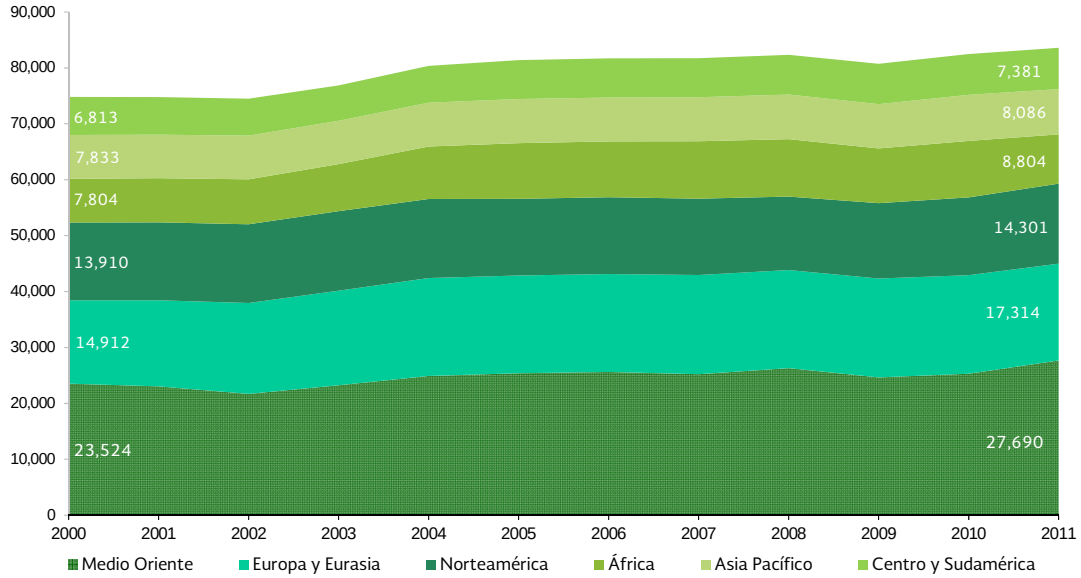
La segunda región con mayor contribución de la producción de petróleo fue Europa y Eurasia, contabilizando 20.3% del total mundial a finales de 2012. Esta región se vio afectada en su crecimiento anual, por lo que presentó una reducción de 1.4% con respecto a 2011. Los factores que impulsaron la reducción de producción fue la caída de la misma en países como Reino Unido con -13.4%, Uzbekistán con -12.0%, Noruega con -7.0%, Rumania con -2.8% y Kazakstán con -1.6%; en suma, la reducción fue de 240 mbd de 2011 a 2012.

Específicamente, el Reino Unido alcanzó su más baja producción de petróleo y líquidos desde 1970; la principal razón es la avanzada madurez de sus campos y la disminución de las proyecciones de nuevos descubrimientos a futuro. De acuerdo con reportes internacionales[2], se espera que la producción de petróleo en el Reino Unido siga disminuyendo en el corto plazo, además de que el reciente incremento de los impuestos en aquel país afecte el atractivo de los campos petroleros en el largo plazo.

Otro país que presentó un fuerte retroceso en el crecimiento de su producción fue Noruega, con una reducción de 7% en el periodo de 2011 a 2012; lo que en volumen representa 124 mbd. Noruega ha mostrado una declinación constante en su producción desde 2001 debido a la maduración de sus campos petroleros, por lo que el Directorado Noruego Petróleo (NPD por sus siglas en Inglés) pronostica una lenta declinación en la producción durante los próximos años y que en el largo plazo el número y tamaño de nuevos descubrimientos será un factor crítico para mantener los niveles de producción del país.

[2] Short-term Energy Outlook 2013, Energy Information Administration, U.S.

Figura 1.2
Producción mundial de petróleo, 2001-2012
(millones de barriles diarios)



Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

La tercera región con mayor producción de petróleo fue Norteamérica con 17.5% del total mundial. Esta región es liderada por los Estados Unidos, país que incrementó su producción en 13.9% entre 2011 y 2012, alcanzando 8,905 mbd. Canadá logró la segunda posición en la región presentando un aumento de 6.8% en su producción en el mismo periodo llegando a 3,741 mbd. Por el contrario, México presentó un descenso en la producción de -0.8% en comparación con 2011; los factores que contribuyeron a tal descenso fueron principalmente la menor producción de los Activos Cantarell, Samaria-Luna y Bellota-Jujo, (véase Cuadro 1.2).

Cuadro 1.2
Principales productores de petróleo †, 2012
(miles de barriles diarios)

Posición	País	2011	2012	Variación % 2011-2012	Porcentaje mundial
1	Arábia Saudita	11,144	**11,530**	3.5%	13.4%
2	Federación Rusa	10,510	**10,643**	1.3%	12.4%
3	Estados Unidos	7,868	**8,905**	13.2%	10.3%
4	China	4,074	**4,155**	2.0%	4.8%
5	Canadá	3,526	**3,741**	6.1%	4.3%
6	Irán	4,358	**3,680**	-15.6%	4.3%
7	Emiratos Árabes Unidos	3,319	**3,380**	1.8%	3.9%
8	Kuwait	2,880	**3,127**	8.6%	3.6%
9	Iraq	2,801	**3,115**	11.2%	3.6%
10	**México‡**	2,937	**2,913**	-0.8%	3.4%
11	Venezuela	2,766	**2,725**	-1.5%	3.2%
12	Nigeria	2,460	**2,417**	-1.7%	2.8%
13	Brasil	2,193	**2,149**	-2.0%	2.5%
14	Noruega	2,040	**1,916**	-6.1%	2.2%
15	Kazakstán	1,758	**1,728**	-1.7%	2.0%
	Total primeros 15 países	64,637	66,123	2.3%	76.8%
	Total resto del mundo	19,573	20,029	2.3%	

† De acuerdo con la fuente, estas cifras incluyen petróleo crudo, aceite de lutitas, arenas petroleras y condensados de gas natural (líquidos contenidos en el gas natural que se recuperan por separado).

‡ Dato tomado de la Memoria de Labores de PEMEX, 2012, Cuadro 1. Página 149.

Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

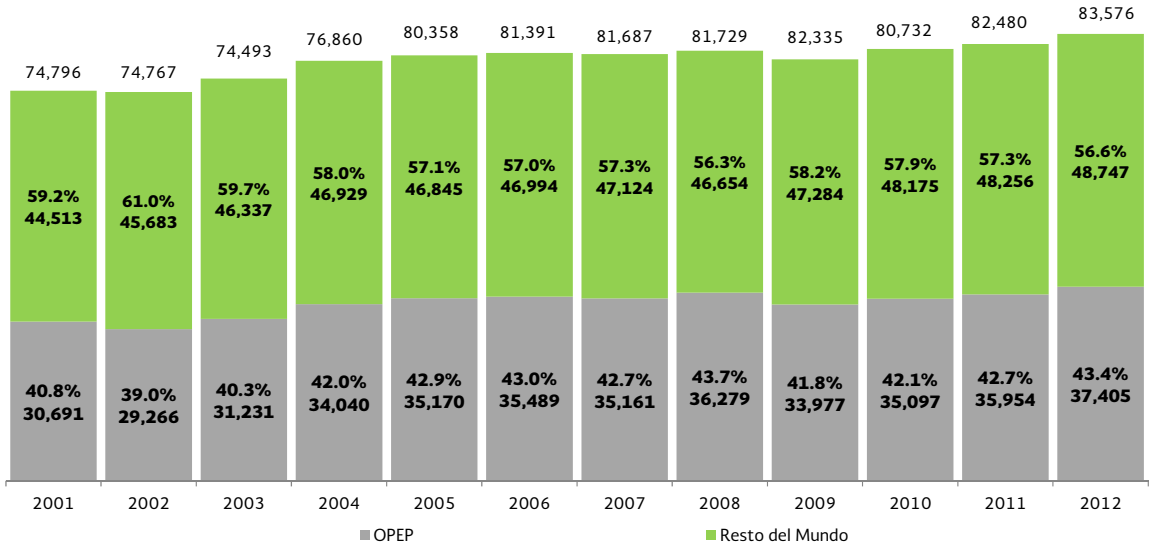
En la clasificación mundial de 2012, el país que sigue liderando el abasto internacional de petróleo es Arabia Saudita cubriendo 13.4% de la producción mundial. En seguida se encuentran la Federación Rusa con 12.4% y Estados Unidos con 10.3%. En comparación con el año 2011, China ascendió a la cuarta posición principalmente por el descenso drástico de la producción de Irán y al crecimiento de la producción interna que presentó China durante 2012. Por su parte, Canadá también avanzó en importancia debido a la caída de Irán, colocándola en la quinta posición. En lo que respecta a Irán, este país había presentado un crecimiento moderado desde la última década, sin embargo la implementación de sanciones internacionales al sector petrolero de ese país, causando la cancelación de proyectos nuevos y existentes a finales de 2011 y mediados de 2012, con lo que su posición internacional descendió del cuarto al sexto lugar en solo un año. Por su parte, los Emiratos Árabes Unidos siguen manteniendo la séptima posición en comparación con el año 2011 al compartir 3.9% de la producción mundial en 2012. Por el contrario, México descendió dos posiciones del ranking mundial, pasando de la octava a la décima posición; esto se debió al alto crecimiento sostenido de la producción de Kuwait e Iraq en los dos últimos años, y al continuo descenso en la producción de los campos petroleros mexicanos. Finalmente países como Venezuela, Nigeria, Brasil, Noruega y Kazakstán presentaron reducciones en su producción entre 2011 y 2012, sin cambios en sus posiciones respecto al ranking mundial.

Por otro lado, la producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) [3] genera un balance importante en el mercado mundial de petróleo. Como se puede apreciar en la Figura 1.3, la producción de la OPEP se ha mantenido por debajo de los 37,500 mbd o menor

[3] La OPEP está conformada por: Algeria, Angola, Ecuador, Irán, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

al 45% de la producción mundial. Si bien los mecanismos de control de precios de esta organización no siempre generan el efecto deseado, su aportación es importante para el desarrollo de ciertas regiones en el mundo. Durante 2012, la OPEP registró su máximo histórico, alcanzando 37,405 mbd; esto fue resultado de los grandes incrementos en la producción de Libia, Arabia Saudita, Iraq, Kuwait y Emiratos Árabes Unidos.

Figura 1.3
Producción de petróleo en países de la OPEP vs Resto del Mundo 2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy. June 2013.

Consumo mundial de petróleo

El consumo mundial de petróleo al cierre de 2012 fue de 89,774 mbd con un crecimiento de 1.0% respecto a 2011. Los países de la OCDE representaron 50.2% de dicho consumo, mientras el restante 49.8% correspondió a los no-miembros. En este contexto, la región de la OCDE tuvo un ligero retroceso en el consumo de petróleo, el cual presentó una caída de 1.2%, llegando a 45,587 mbd al cierre de 2012.

En lo que concierne a las regiones del mundo, Asia Pacífico es la que mayor petróleo demanda, llegando a 29,781 mbd a finales de 2012 y un crecimiento de 3.6% con respecto al año 2011. De los países con mayor consumo en volumen de la región, China registró un aumento en consumo de 471.1 mbd, seguido por Japón con 248.9 mbd e India con 163.4 mbd. Además, China es el segundo país con mayor consumo de petróleo en el mundo, este país ha presentado un crecimiento promedio anual de 6.6% en el consumo de petróleo en los últimos diez años y se pronostica que seguirá aumentando hasta consumir 11,959 mbd en 2018[4] y 17,600 mbd en 2035[5]. En segundo lugar, Japón presentó un aumento considerable entre 2011 y 2012 en el consumo de petróleo forzado por el terremoto y el tsunami del mes de marzo de 2011, el país requirió petróleo como combustible de reemplazo para la generación de electricidad, (véase Figura 1.4).

[4] Oil Medium-Term Market Report 2013, IEA, OCDE, Paris, France.
[5] World Oil Outlook 2012, OPEP, Vienna, Austria.

La segunda región con mayor consumo de petróleo es Norteamérica con 23,040 mbd, que representa el 24.6% del total mundial al cierre de 2012. Estados Unidos es el mayor consumidor mundial, con 18,555 mbd durante el mismo año. Es importante considerar que, este país ha presentado una disminución en su consumo a partir de 2005 asociada a la preferencia por el gas natural que durante los últimos años ha bajado fuertemente en precio. La reducción en el volumen de consumo fue de aproximadamente 395 mbd, equivalente a -2.1% de crecimiento entre 2011 y 2012[6]. Por el contrario, México y Canadá presentaron un aumento en el consumo de petróleo en el mismo periodo. En el caso de México, el incremento fue de 1.5%, alcanzando 2,074 mbd. Por su parte, Canadá tuvo un crecimiento de 0.3%, reportando 2,412 mbd de consumo para el mismo periodo.

Por lo que respecta a la región de Europa y Eurasia, se coloca en la tercera posición como mayor consumidor de petróleo, con el 21.3% del total del consumo mundial, sin embargo la región presentó un ligero descenso con una tasa anual de -2.3% alcanzado 18,543 mbd al final de 2012. El país que lidera esta región es la Federación Rusa, pues al cierre de 2012 consumió alrededor de 3,174 mbd, presentando un incremento de 2.8% en comparación a 2011. En seguida se encuentra Alemania, con un consumo de 2,358 mbd, el cual presentó una reducción en el mismo de -0.5%. Por su parte, Francia también presentó una reducción en su consumo de petróleo, alcanzando 1,687 mbd en 2012 ó -3.1% de crecimiento con respecto a 2011. En general, la mayoría de los países de esta región presentaron reducciones en el último año, siendo Grecia el de mayor descenso con -9.7% debido a los problemas económicos por los que ha pasado esa nación.

La dependencia del petróleo en la economía mundial

La población del mundo dependemos del petróleo. En una u otra de sus muchas formas lo usamos cotidianamente para llevar acabo nuestras actividades. A través del petróleo y sus derivados obtenemos fuerza motriz, calor y luz; lubricamos la maquinaria; producimos alquitrán para asfaltar la superficie de las carreteras; y de él se fabricamos una gran variedad de productos químicos.

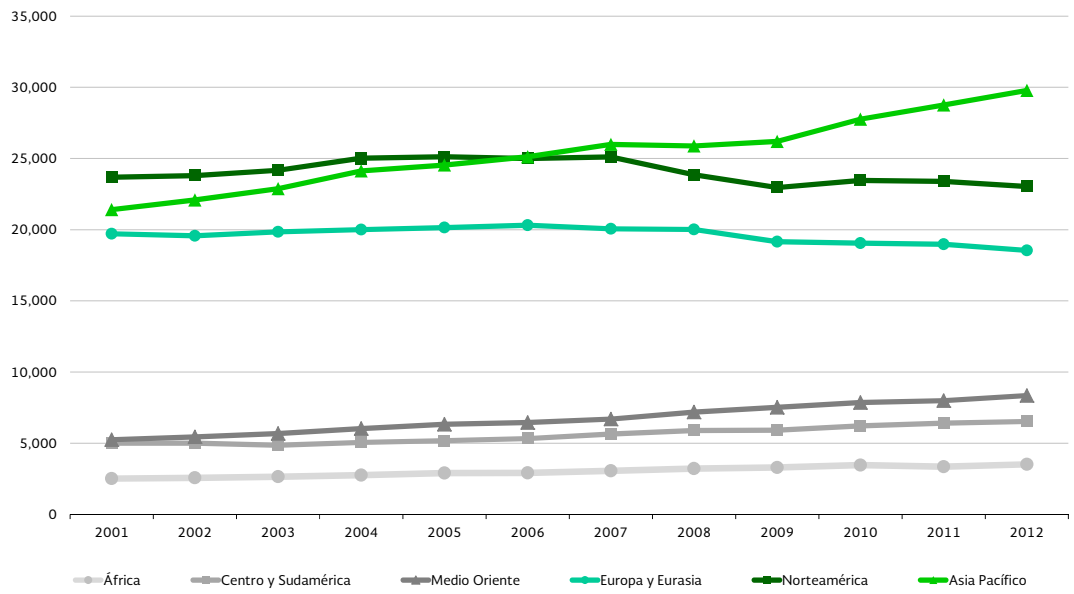
El petróleo se ha constituido como la más importante fuente de energía de la sociedad. Pensar qué pasaría si el petróleo se acabara repentinamente nos llevaría a conclusiones catastróficas: los aviones, automóviles y autobuses, gran parte de los ferrocarriles, los barcos, centrales térmicas, muchas calefacciones, por nombrar lo más evidente, dejarían de funcionar.

Además, los países dependientes del petróleo para sus economías entrarían en bancarrota. El petróleo es un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. El petróleo cubre una tercera parte del consumo mundial de energía. La importancia del petróleo no ha dejado de crecer desde sus primeras aplicaciones industriales a mediados del siglo XIX, sin embargo, también ha sido causa de conflictos territoriales en algunas regiones del mundo (Oriente Medio). La alta dependencia del petróleo a nivel global, el potencial bélico entre países que disputan la propiedad de los yacimientos y la volatilidad de precios que durante algunos periodos ha caracterizado al mercado internacional, han llevado a varios países a diversificar sus insumos energéticos y a que se investiguen energías alternativas, aunque hasta ahora no se ha logrado una opción que realmente sustituya al petróleo en todas sus aplicaciones.

Actualmente, el posible agotamiento de las reservas probadas de petróleo ha sido mencionado por algunos observadores como un riesgo latente, pues al ritmo actual de consumo las reservas mundiales de menor costo hasta ahora conocidas se agotarían en 53 años, por lo que hay quien considera que la era del petróleo está terminando o simplemente pronto empezará su declive. A medida que nos acercamos a los límites del crudo "fácil" de extraer, es decir, el que se encontraba en yacimientos súper gigantes, el precio del petróleo tiende a subir ya que los nuevos yacimientos resultan ser de menor tamaño o bien su desarrollo es muy costoso. Por ello, los países que no cuentan con suficientes reservas de petróleo para cubrir sus necesidades, principalmente los desarrollados, buscan nuevas formas de energía, como la nuclear o las renovables o los bio-energéticos, que a la larga puedan resultar más baratas por sus bajos costos de operación. Por su parte, los países productores de petróleo buscan mantener la vigencia tecnológica de la utilización del petróleo a fin de mantener la viabilidad estructural de sus

[6] En términos comparativos, la reducción en volumen de consumo de Estados Unidos entre 2011 y 2012 representa aproximadamente el consumo total de 2012 en países como Paquistán, Chile, o la suma entre República Checa y Finlandia.

Figura 1.4
Demanda de petróleo por regiones, 2001-2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy. June 2013.

En lo que respecta al ranking mundial de países consumidores de petróleo seleccionados, debe observarse que los 15 principales países representan el 69.1% del consumo total mundial. El país líder es Estados Unidos con 20.7% del consumo de petróleo total mundial. Le sigue China con 11.4% y Japón con 5.3%; al respecto, Japón fue el país que mayor crecimiento tuvo entre 2001 y 2012 con una tasa de 5.6% anual, ya que el petróleo fue el combustible que se usó como sustituto para la generación de energía eléctrica cuando Japón debió cerrar varias plantas nucleares luego del accidente en Fukushima el 11 de marzo de 2011, (véase Cuadro 1.3).

Cuadro 1.3
Principales consumidores de petróleo, 2012
(miles de barriles diarios)

Posición al 2012	País	2011	2012	Variación en el consumo 2011-2012	Porcentaje mundial 2012
1	Estados Unidos	18,949	18,555	-2.1%	20.7%
2	China	9,750	10,221	4.8%	11.4%
3	Japón	4,465	4,714	5.6%	5.3%
4	India	3,488	3,652	4.7%	4.1%
5	Federación Rusa	3,089	3,174	2.8%	3.5%
6	Arabia Saudita	2,835	2,935	3.5%	3.3%
7	Brasil	2,740	2,805	2.4%	3.1%
8	Corea del Sur	2,394	2,458	2.7%	2.7%
9	Canadá	2,404	2,412	0.3%	2.7%
10	Alemania	2,369	2,358	-0.5%	2.6%
11	**México**	2,043	2,074	1.5%	2.3%
12	Irán	1,878	1,971	4.9%	2.2%
13	Francia	1,742	1,687	-3.1%	1.9%
14	Indonesia	1,549	1,565	1.0%	1.7%
15	Reino Unido	1,532	1,468	-4.2%	1.6%
	Total primeros 15 países	61,229	62,047	1.3%	69.1%
	Total resto del mundo	27,651	27,727	0.3%	

Nota: La diferencia entre el consumo y la producción mundial se debe a cambios en los inventarios, el consumo de aditivos no petroleros y combustibles sustitutos y a las disparidades inevitables en la definición, medidas y/o conversiones de los datos de oferta y demanda de crudo.

Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

En lo que respecta a México, el país permaneció en la misma posición en comparación con 2011, ubicándose en el décimo primer lugar del ranking. En 2012, México presentó su más alto nivel de consumo histórico, impulsado por la recuperación económica después de la crisis financiera de 2009, año en que presentó su menor nivel del último quinquenio.

Finalmente, Indonesia se suma a la lista de los 15 países mayores consumidores de petróleo, por lo que se ubica en el décimo cuarto lugar por encima del Reino Unido, país que descendió un nivel respecto a 2011.

1.1.2 Petrolíferos

El consumo de petrolíferos a nivel mundial mantiene un crecimiento encabezado por las economías emergentes. Esta demanda está asociada principalmente al sector de autotransporte el cual muestra predilección hacia las gasolinas y hacia el diésel. Sin embargo, en los últimos años los países que no forman parte de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) han incrementado el consumo de los destilados intermedios y se estima que esta tendencia continúe en el mediano plazo.

Capacidad mundial de refinación

A nivel global, la capacidad de refinación en 2012 fue de 92,530.9[7] mbd, 0.4% mayor respecto a 2011. De este total, 44,685.9 mbd correspondieron a los países que conforman la OCDE[8] y 47,8545.0 mbd a los países no miembros de la OCDE.

[7] British Petroleum Statistical Review of World Energy, June 2013.
[8] Austria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega, Polonia, Portugal, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido. Otros países miembros: Australia, Canadá, Chile, Israel, Japón, México, Nueva Zelanda, Corea del Sur, EE.UU.

A partir de 2010, la capacidad de refinación de los países pertenecientes a la OCDE ha disminuido debido a cierres definitivos y temporales de refinerías, y en algunos en algunos países a adaptaciones posteriores a la venta de refinerías; en 2012 su participación en adición de capacidad mundial fue de 48.3%. En contraste, en países desarrollados no–OCDE se llevaron a cabo más proyectos de refinación, principalmente en Asía, permitiendo una mayor participación en la capacidad de destilación mundial que llegó a 51.7%.

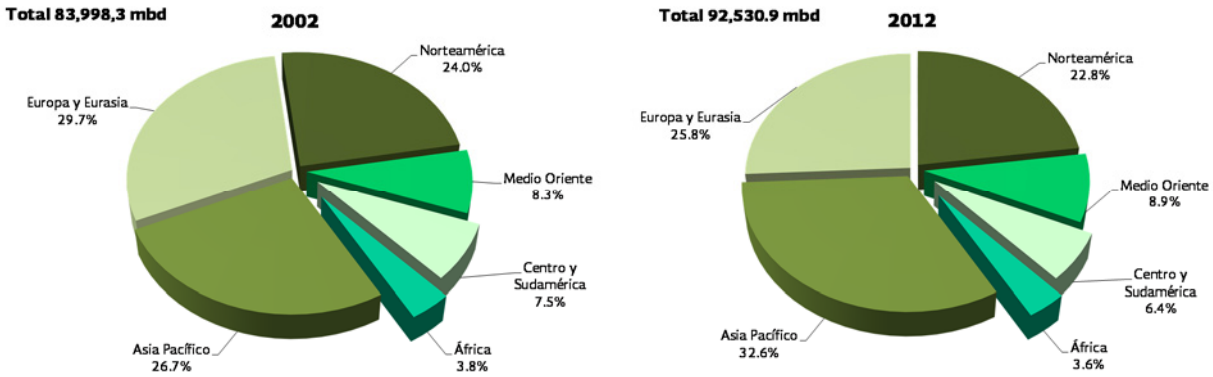
En 2012 la mayor adición de capacidad de destilación se presentó en la región Asía Pacifico, la cual contribuyó con el 32.6% del total mundial, llegando a 30,119.1 mbd; 949 mbd más que en 2011, (véase Figura 1.5). De este total, el 38.3% corresponde a China, (véase Figura 1.6). El objetivo del Gobierno Chino es la independencia de importación de combustibles, lo que ha tenido como consecuencia la construcción de gran número de refinerías en los últimos años. Adicionalmente, el incremento en la demanda de productos ha dado como resultado el aumento de la capacidad de refinación en China, tendencia que se espere que continúe durante la próxima década.

Respecto a la contribución de Europa y Eurasia a la capacidad mundial de destilación, en 2012 presentó una contribución de 25.8% al total mundial, es decir, 23,864.7 mbd en volumen. Cabe destacar que la industria de refinación de Europa sufre el problema de exceso de capacidad y, por lo tanto, la inversión en la capacidad de destilación de petróleo se ha visto limitada en algunos países, dando como resultado una reducción de capacidad de proceso de 1.6% entre 2011 y 2012. Debido al continuo rezago de capacidad de proceso en algunos países de Europa Occidental, en esta región se tiene contemplado la venta, conversión a terminales de almacenamiento, o cierre total de refinerías.

Por otro lado, la capacidad de refinación en Norteamérica fue de 21,056.5 mbd, o 22.8% del total mundial a final de 2012. Esta región presentó el menor crecimiento de la capacidad de refinación mundial, alcanzando 0.4% respecto a 2011. Del volumen total mundial, 17,388 mbd corresponde a Estados Unidos, 2,063 mbd a Canadá y 1,690 mbd a México, (véase Cuadro 1.4). Es importante destacar que Estados Unidos es el país con la mayor capacidad de refinación del mundo, de 2002 a 2012 creció 3.8%. No obstante, que se han presentado cierres de refinerías, ya sea de forma temporal o permanente. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (AIE), al primero de enero de 2011, el número de refinerías operables en Estados Unidos fue de 148, de las cuales 137 estuvieron operando y 11 no reportaron actividad. Mientras que en 2012 se redujo el número de refinerías operables a 144 en donde 134 estuvieron en operación y 10 inactivas[9]. El crecimiento de la capacidad de refinación de Canadá fue de 7.3% de 2002 a 2012. Por su parte, en 2012 México fue el país en registrar la menor capacidad de refinación de la región, presentado un crecimiento de 9.7% en los últimos 10 años.

[9] Refinery Capacity Report June 2012, Energy Information Administration (EIA).

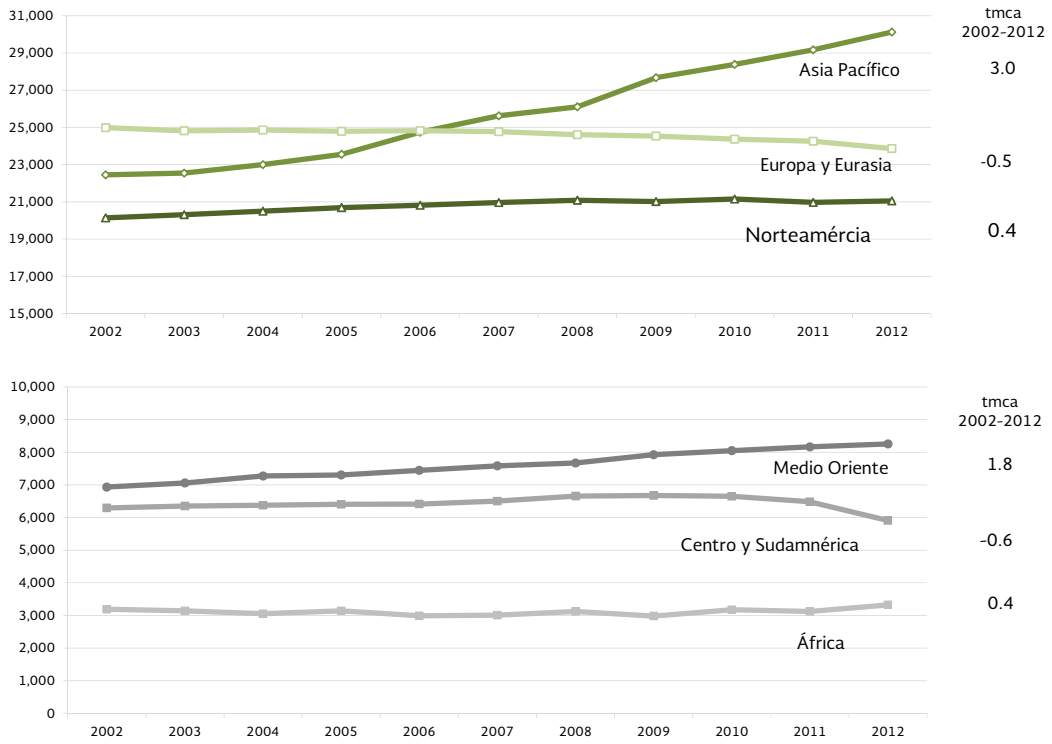
Figura 1.5
Participación regional sobre la capacidad mundial de refinación, 2011 y 2012
(participación porcentual)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

Por lo que respecta a la capacidad de refinación de países de Medio Oriente, esta región logró contar 8,255.0 mbd en 2012, debido a la gran capacidad de sus refinerías, alcanzando 8.9% del total mundial. Dentro de la región, Arabia Saudita aportó 25.7% de la capacidad total regional, seguido de Irán contribuyendo con el 22.9%. Factores como energía a precios ampliamente competitivos, bajo costo en la mano de obra, incentivos fiscales y mayor economía de escala, proporcionan a estas refinerías ventajas competitivas sensibles respecto a otras regiones.

Figura 1.6
Evolución de la capacidad de refinación en el mundo por regiones, 2002-2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

La región de América del Sur y Centroamérica tuvo un disminución en la capacidad de refinación, cayendo 8.8% en 2012 con respecto a 2011, y alcanzado una capacidad de 5,912.5 mbd. Esta región representó el 6.4% de la capacidad mundial. El principal país que contribuyó a dicha capacidad fue Brasil, el cual representó el 33.8% del total regional debido a ampliaciones en sus refinerías.

La creciente demanda de productos refinados en África, justifican mayores inversiones en la industria de la refinación de este continente. Un resultado de ello es el incremento de 6.4% en su capacidad de destilación en 2012 respecto al 2011. Esta región presentó la menor contribución de crecimiento de capacidad con tan solo 3.6% en 2012.

Cuadro 1.4
Evolución de la capacidad de refinación de países seleccionados, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)

Lugar	País	2002	2012	Var %	tmca
1	Estados Unidos	16,757	17,388	3.8%	0.4%
2	China	5,933	11,547	94.6%	6.9%
3	Federación Rusa	5,466	5,754	5.3%	0.5%
4	Japón	4,728	4,254	-10.0%	-1.1%
5	India	2,303	4,099	78.0%	5.9%
6	Corea del Sur	2,598	2,887	11.1%	1.1%
7	Italia	2,485	2,200	-11.5%	-1.2%
8	Arabia Saudita	1,814	2,122	17.0%	1.6%
9	Alemania	2,286	2,097	-8.3%	-0.9%
10	Canadá	1,923	2,063	7.3%	0.7%
11	Brasil	1,854	2,000	7.9%	0.8%
12	Irán	1,597	1,892	18.5%	1.7%
13	Reino Unido	1,785	1,631	-8.6%	-0.9%
14	México [1]	1,540	1,690	9.7%	0.9%
15	España	1,330	1,537	15.6%	1.5%

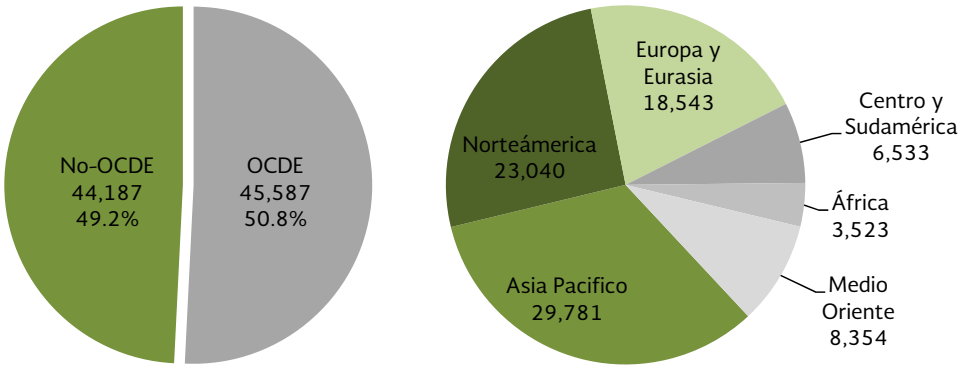
[1] Los datos para México provienen de PEMEX Refinación.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

Demanda mundial de petrolíferos

La industria de la refinación se ha modificado sobre múltiples dimensiones, obligada por bajos márgenes de refinación durante distintos ciclos económicos, a la volatilidad de precios, regulaciones ambientales más estrictas por parte de autoridades gubernamentales, así como a cambios en patrones geográficos de consumo.

En los países de la OCDE la demanda de productos petrolíferos ha tendido a estancarse y en algunos casos a contraerse, debido a que, desde 2009, la crisis financiera mundial tuvo un impacto negativo en la economía mundial, en particular países de la OCDE. De esta manera en 2012 su consumo se ubicó en 45,587 mbd, 5.7% menor respecto a 2002 y 1.2% con relación a 2011. En contraste, los países fuera de esta organización mostraron una demanda de 44,187 mbd, 46.6% superior comparada con 2002 y 3.3% respecto a 2011, mostrando una mayor intensidad en el consumo de combustibles. Tal fue el caso del aumento en el consumo de India y Medio Oriente, (véase Figura 1.7).

Figura 1.7
Consumo mundial de petrolíferos por región
(miles de barriles diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

Por lo anterior, la industria del petróleo ha presentado cambios fundamentales en las condiciones de la oferta y demanda, los cuales son parte de un reordenamiento global ocasionado por el comportamiento inverso de la demanda regional y el desarrollo de infraestructura de las economías emergentes; factores que han modificado el flujo y el rumbo del comercio internacional.

El consumo más alto se dio en la región Asia Pacífico con 29,781 mbd, impulsada, entre otros factores, por la creciente demanda de petróleo por parte de China, resultado de su crecimiento económico, lo que ha modificado de manera importante la geopolítica internacional de la energía; especialmente en Asia Pacífico. Las principales razones del aumento de la demanda de combustibles en China se asocian a un fuerte aumento del transporte por carretera, así como de elevadas ventas de automóviles y una mayor intensidad en el consumo de combustibles en el sector industrial. Otro país en tener una participación importante en el consumo en la región fue Japón ya que, debido al cierre de sus plantas de energía nuclear, se vio obligado a utilizar otros tipos de energía, como lo fue el combustóleo. Respecto a la demanda de India, esta se ha centrado en consumir diésel para la actividad agrícola de temporada. Además, la falta de suministro de energía en India, ocasionada por problemas en la generación, ha motivado el uso de diésel como combustible de respaldo. Por otra parte, la actividad manufacturera e industrial mostró una evolución favorable en la región Asía Pacífico, principalmente en Indonesia y Tailandia.

La segunda región de mayor consumo fue Norteamérica con 23,040 mbd. Sin embargo, en esta región se presentó una contracción de la demanda, obedeciendo a factores tales como una reducción en el consumo de destilados ligeros e intermedios así como de residuales en Estados Unidos. Los principales factores que influyeron en el consumo fueron una débil producción industrial, el descenso en la actividad económica, los altos precios del combustible al menudeo, especialmente en la primera mitad del año, y la sustitución de combustibles, en especial por gas natural[10]. Respecto a Canadá, se presentó una tendencia a disminuir el uso de petrolíferos en el sector transporte e industrial.

Un factor importante a considerar en la región de Norteamérica es la transición hacia un parque vehicular más eficiente. En este sentido la evolución tecnológica de los motores a diésel ha modificado el modo de operación de las refinerías de la costa norteamericana del Golfo de México, ya que anteriormente enfocaron sus procesos en la producción de gasolina y

[10] Monthly Oil Market Report, December 2012, OPEP.

hoy se ha sustituido por la elaboración de diésel al considerar su mayor crecimiento relativo. Además de que se ha establecido un nuevo modelo de integración energética, los factores considerados fueron la sustitución de las importaciones de gas natural y petróleo por una producción interna asociada a las nuevas tecnologías de explotación no convencionales.

Por otra parte, en todos los países europeos de la OCDE, los sectores que se vieron afectados fueron el transporte y la industria, lo que resultó en menor consumo de destilados intermedios y ligeros.

Por último, el ligero aumento en la demanda de destilados durante 2012, fue resultado del establecimiento de impuestos, el incremento en el precio, y la eliminación de subsidios al precio en algunos países fuera de la OCDE lo que inhibió el consumo de combustible, (véase Figura 1.8).

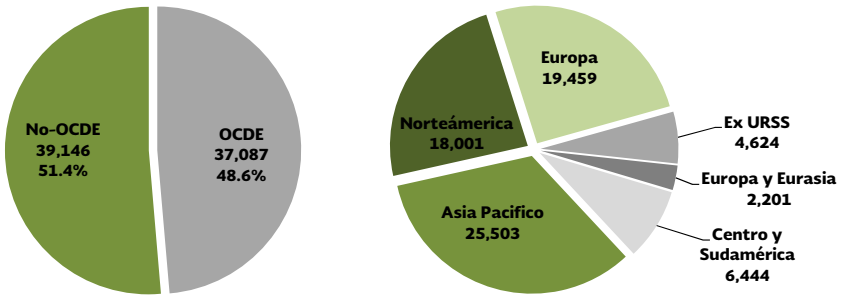
Figura 1.8
Demanda mundial de productos petrolíferos, 2002-2012
(millones de barriles diarios)

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

Producción mundial de petrolíferos

En 2012, la producción mundial de petrolíferos fue de 76,233 mbd, 0.6% mayor respecto a 2011. De este volumen, 39,146 mbd provino de los países no pertenecientes a la OCDE, representando 51.4% del total mundial, en tanto que los países OCDE produjeron 37,087 mbd, registrando una participación de 48.6%, (véase Figura 1.9).

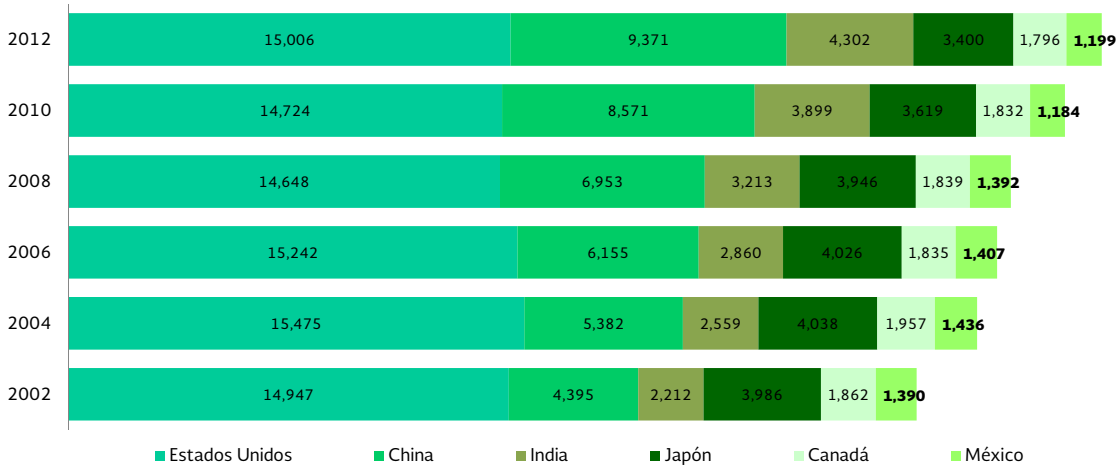
Figura 1.9
Producción mundial de petrolíferos por región
(miles de barriles diarios)



Fuente: Fuente:BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

En 2012, el país con mayor producción de petrolíferos fue Estados Unidos, al registrar un volumen de 15,006 mbd; seguido por China e India con 9,371 mbd y 4,302 mbd, respectivamente. La producción en Estados Unidos se atribuyó al nivel de infraestructura existente, el nivel de consumo y los compromisos de seguridad energética. En seguida, la producción en China se enfocó para satisfacer su creciente demanda de consumo de los sectores industrial y de transporte. Por otra parte, la reciente expansión de la capacidad de refinación en India le permitió registrar importantes niveles de producción de diésel, nafta, gasolina y combustible para aviones. Respecto a México, la evolución en la producción de petrolíferos ha mostrado una baja en la misma en los últimos diez años. De producir 1,390 mbd en 2002 disminuyó a 1,199[11]. Es importante notar que en México, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) se ha enfrentado a factores que han afectado la producción de petrolíferos, tales como paros no programados, programas de mantenimiento más ambiciosos que conllevan a periodos de paros más largos, una menor expansión volumétrica de proceso, altos inventarios de residuales que obligan a reducir la utilización de la capacidad de proceso de crudo, fallas en servicios auxiliares en centro de trabajo, entre otros[12], (véase Figura 1.10).

Figura 1.10
Evolución de los principales países productores de petrolíferos
(miles de barriles diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

1.2 Mercados relevantes para México

1.2.1 Petróleo

Precios del petróleo

En 2012, los precios de referencia del petróleo presentaron fluctuaciones ocasionadas por la volatilidad política y económica global, lo cual se reflejó en una tendencia descendente más pronunciada que la del año 2011. Por su parte, el precio de la mezcla de crudos mexicanos siguió una tendencia similar a la de los crudos marcadores, mostrando un alza de 0.7% con respecto a 2011, alcanzando 101.81 dólares americanos por barril de petróleo (US$/b). Entre los factores que contribuyeron al alza de precios fueron: las sanciones internacionales que recibió Irán a finales de 2011 y mediados de 2012 motivados por su programa nuclear; la

[11] BP Statistical Review of World Energy, June 2013.
[12] Principales elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, 2013-2027

fragilidad de la recuperación económica en Europa, y los altos costos del petróleo en monedas europeas. Por el contrario, existieron factores que motivaron los comportamientos a la baja, los cuales fueron: la expectativa de reducción en la demanda por el incremento en inventarios de petróleo en Estados Unidos; la desaceleración en el crecimiento de la actividad industrial en China y la consiguiente disminución en su demanda de petróleo, así como el aumento en la producción de la OPEP para controlar el nivel del precio del crudo.

Es importante distinguir que el precio del petróleo West Texas Intermediate (WTI) se ha mantenido por debajo del correspondiente a la mezcla mexicana de exportación desde el segundo semestre de 2011 y todo el 2012 con un promedio anual de 94.13 US$/b (ver Figura 1.11). El crudo WTI registró volúmenes de producción históricamente altos en los campos de Oklahoma en Estados Unidos, en tanto que en 2012 ese país no contaba con la capacidad suficiente para transportarlo por ductos a otros mercados, lo que dio como resultado una sobre oferta en el lugar donde se produce y así fue como se estableció un nuevo nivel de precio para ese tipo de crudo, lo que hoy explica la afectación a la baja del mismo durante ese periodo. En contraste, durante el primer semestre de 2013 la tendencia se revirtió, presentándose el precio del WTI en 106.6 US$/b, debido al inicio de operaciones de nuevos oleoductos que se instalaron para reducir los niveles de inventarios de Cushing, Oklahoma, que es el principal producto de entrega del WTI.

Figura 1.11
Precios spot de los crudos WTI, Brent y Mezcla Mexicana de exportación, 2002-2012
(USD por barril)

Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2013 y Anuario Estadístico de Petróleos Mexicanos, 2013.

El mayor crecimiento de la demanda implicará una desacumulación en los inventarios de petróleo, lo cual podría generar presiones al alza en el precio del hidrocarburo. Por otro lado, los niveles de inventarios en los Estados Unidos se ubican significativamente por arriba de su promedio de los cinco años anteriores y en un nivel similar al observado en 2012.

Comercio internacional de petróleo

Hay un número de factores atrás de la declinación proyectada de las exportaciones de petróleo entre la mayoría de las regiones. Se estima que el incremento de la demanda y la capacidad de refinación en Latinoamérica absorberán algunos barriles adicionales producidos en esta región e incluso liderarán la declinación de exportación de petróleo proveniente del Medio Oriente y la Ex Unión Soviética. Por su parte, la creciente exportación de productos de los Estados Unidos y Canadá compensará sólo parcialmente para la declinación de la demanda y el incremento de la oferta en esta región, por lo que se espera una caída en las importaciones de petróleo hacia los Estados Unidos. Por otro lado, la falta de proyectos de refinación en África, así como la declinación de la demanda en Europa, permitirá altas exportaciones de petróleo de estas regiones en el mediano plazo. Se pronostica que hacia el año 2015 existirá un estancamiento de los desarrollos de exportación de petróleo, sin embargo se presentarán algunos cambios en las negociaciones del mismo

Ligado a lo anterior, se vislumbran más cambios tanto en el volumen como en el modelo de negocios del petróleo en el largo plazo. Uno de estos cambios importantes se verá reflejado en el incremento de las exportaciones de petróleo en el Medio Oriente durante las siguientes dos décadas.

En la última década, la exportación mundial de petróleo ha crecido a una tasa media de crecimiento anual de 2.2%, llegando a contabilizar un volumen de 55,204 mbd al final de 2012. Para este mismo año, las regiones con mayor participación de las exportaciones mundiales fueron el Medio Oriente con 35.7%, seguidos de la Ex Unión Soviética con 15.6%, Norteamérica con 12.7% y Asia Pacífico con 11.6%, respectivamente, (véase Cuadro 1.5).

En lo que respecta al comportamiento histórico de la exportación de petróleo, la región del Medio Oriente ha liderado este rubro por varias décadas. El Medio Oriente ha sido históricamente el área de donde emanan las exportaciones de crudo, aumentado su porcentaje en la producción petrolera mundial del 25% en 1965 a 32.8% en 2012. Durante la última década la tasa media de crecimiento anual de sus exportaciones de crudo fue de 0.9%, con lo que al cierre de 2012 el Medio Oriente exportó alrededor de 19,700 mbd.

La segunda región con mayores exportaciones fue la Ex Unión Soviética, mostrado una tasa de crecimiento de 4.7% durante la última década con lo que alcanzó un volumen de 8,597 mbd al final de 2012.

En tercer lugar se encuentra la región de Norteamérica, la cual tuvo un volumen de exportación de 6,992 mbd a finales de 2012; de ésta, el país con la mayor contribución fue Canadá con 3,056 mbd en el mismo año. Canadá envía alrededor del 97% de sus exportaciones a los Estados Unidos, y es por mucho el mayor contribuidor de petróleo importado de este país. Por su parte, los Estados Unidos mantienen su mayor mercado de exportación con Sudamérica y Europa.

En el caso de México, el país ha presentado una declinación constante en sus exportaciones, con una tasa de crecimiento promedio anual de -3.1% entre 2002 y 2012; no obstante que durante 2004 haya presentado su mayor volumen de exportación contabilizando 1,870 mbd, el tamaño ocupado por México en el mercado internacional se ha reducido constantemente, registrando en el último año una pérdida de 6.1% del volumen de exportación con relación a 2011. En el Capítulo 3 se presenta mayor información para el caso de México.

Cuadro 1.5
Exportación de petróleo a nivel mundial, 2002-2012 †
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca 2002-2012
Norteamérica ‡	4,568	4,861	5,009	5,147	5,439	5,583	5,868	5,687	6,114	6,633	6,992	4.3%
Centro y Sudamérica	2,965	2,942	3,233	3,528	3,681	3,570	3,616	3,748	3,568	3,764	3,834	2.6%
Europa	2,234	2,066	1,993	2,149	2,173	2,273	2,023	2,034	1,888	2,053	2,174	-0.3%
Ex Unión Soviética	5,370	6,003	6,440	7,076	7,155	8,334	8,184	7,972	8,544	8,791	8,597	4.7%
Medio Oriente	18,062	18,943	19,630	19,821	20,204	19,680	20,128	18,409	18,883	19,753	19,699	0.9%
África del Norte	2,620	2,715	2,917	3,070	3,225	3,336	3,260	2,938	2,871	1,949	2,604	-0.1%
África Occidental	3,134	3,612	4,048	4,358	4,704	4,830	4,587	4,364	4,601	4,654	4,564	3.8%
Asia-Pacífico	3,848	3,978	4,189	4,243	4,312	6,004	5,392	5,631	6,226	6,217	6,419	5.1%
Resto del Mundo	1,551	1,361	1,631	1,542	1,359	1,656	1,363	1,323	637	646	322	-15.7%
Total mundial	44,352	46,481	49,090	50,935	52,252	55,265	54,421	52,106	53,331	54,461	55,204	2.2%

† Se refieren a exportaciones de petróleo crudo y productos petroleros.
‡ Para el caso de México en esta región, se considera la exportación de petróleo crudo de acuerdo a la cifras del Anuario Estadístico 2013 de Petróleos Mexicanos.
* tasa media de crecimiento anual.
Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2013 y Anuario Estadístico de Petróleos Mexicanos, 2013.

Otra región en la que destaca por sus volúmenes de exportación es Asia Pacífico presentando un volumen de exportación de 6,419 mbd en 2012. Entre los mayores exportadores de esta región se encuentra Singapur con 1,491 mbd, seguido por India con 1,349 mbd y China con 564 mbd. Esta región registró el mayor crecimiento de los últimos diez años, presentando una tasa media de crecimiento anual de 5.1%. El caso de Singapur es peculiar, ya que la mayoría de las exportaciones de petróleo de este país se dirigen a satisfacer la demanda de la región Asia Pacífico; su principal mercado.

En lo que respecta a la región de África Occidental, ésta presentó una exportación de petróleo de 4,564 mbd ubicándose en la cuarta posición de los mayores exportadores en 2012, y con un crecimiento de 3.8% promedio anual entre 2002 y 2012.

En lo que se refiere a la región Europea, ésta ha presentado un comportamiento de alzas y bajas en los niveles de exportación los cuales no han descendido de los 1,888 mbd ni sobrepasado los 2,273 mbd durante los últimos diez años. A finales de 2012, registró un volumen de exportación de 2,174 mbd, teniendo así una recuperación de 5.9 puntos porcentuales en comparación a 2011; el principal factor que influyó a mantener el crecimiento fueron los grandes volúmenes exportados a los países asiáticos.

Una de las regiones que afectarán el comportamiento de los negocios internacionales de petróleo serán los Estados Unidos y Canadá, ya que éstos reducirán su demanda de crudo de 7.0 millones de barriles diarios (mmbd) de 2011 a 2 mmbd en 2035, lo cual se traducirá en la declinación de importaciones por parte de Estados Unidos y el incremento en la tasa de autoabastecimiento de petróleo en la región de Norteamérica (sin considerar a México).

Por su parte, se espera que las exportaciones de la Ex Unión Soviética hacia la región Asia Pacífico se incrementen en 3 mmbd entre 2011 y 2035, mientras un 1 mmbd de petróleo adicionales serán exportados de ésta región a África. Para la región Asia Pacífico, la mayor fuente de petróleo provendrá del Medio Oriente, convirtiéndose en su exclusivo proveedor en los próximos 20 años. Las exportaciones a la región Asia Pacífico se incrementarán en alrededor de 16 mmbd en 2035 en comparación a los niveles de 2011. Esta región será abastecida por distintas regiones y países incluyendo Canadá, América Latina, África, Rusia y la zona del Mar Caspio.

En lo que concierne a las importaciones de petróleo, éstas han crecido a una tasa media anual de 2.2% durante la última década. El volumen de petróleo importado a nivel mundial alcanzó

55,314 mbd al cierre de 2012; 1.3% de incremento en comparación a 2011, (véase Cuadro 1.6). La región de Europa ha requerido de un aumento de importaciones debido a la reducción de la producción en Noruega y el Reino Unido. Durante el año 2012, esta región tuvo un incremento en las importaciones del orden de 280 mbd con respecto a niveles de 2011. Esta región compartió en mayor volumen de importación a nivel mundial, contabilizando 22.6% del total mundial. Del total de sus importaciones en 2012, la mayor parte provinieron de países de la Ex Unión Soviética con alrededor de 46%, seguidos de la región del Medio Oriente con 18% y África con 23% del total.

Cuadro 1.6
Importaciones de petróleo a nivel mundial, 2002-2012 †
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca 2002-2012
Estados Unidos	11,357	12,254	12,898	13,525	13,612	13,632	12,872	11,453	11,689	11,338	10,587	-0.7%
Europa	11,895	11,993	12,538	13,261	13,461	13,953	13,751	12,486	12,094	12,208	12,488	0.5%
Japón	5,070	5,314	5,203	5,225	5,201	5,032	4,925	4,263	4,567	4,494	4,743	-0.7%
Resto del Mundo	16,291	17,191	18,651	19,172	20,287	22,937	23,078	24,132	25,160	26,570	27,496	5.2%
Total mundial	44,613	46,752	49,290	51,182	52,561	55,554	54,626	52,333	53,510	54,610	55,314	2.2%

Fuente: SENER con datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2013 y Petróleos Mexicanos.

El segundo mayor importador de petróleo son los Estados Unidos, alcanzando un volumen de importación de 10,587 mbd a finales de 2012. Este país tiene un mercado de petróleo diversificado internacionalmente, el cual es abastecido en gran medida por Canadá, Medio Oriente, Centro y Sudamérica, México, África, Europa y la Ex-Unión Soviética. En primer lugar se ubica Canadá con 27.9% de participación, seguido por Medio Oriente con 20.4%, Centro y Sudamérica con 18.7% y México con 9.7%, por mencionar los más importantes.

En lo que se refiere a Japón, este país presentó una disminución gradual de importaciones de petróleo entre 2003 y 2009, por lo que después de la crisis económica de 2009 tuvo un importante incremento en sus importaciones durante 2010 pero cayendo nuevamente en 2011 a raíz de los eventos del terremoto y tsunami de marzo de 2011. No obstante, durante 2012 se presentó un incremento de importaciones como resultado del paro de centrales nucleares y la quema de petróleo como combustible sustituto en las centrales de generación eléctrica. Japón se abastece en mayor medida de petróleo de la región del Medio Oriente, contabilizando 74.7% del volumen total que llega a ese país.

En cuanto a la selección de los quince mayores países exportadores e importadores de petróleo, se muestra que la suma de exportación de petróleo entre estos países contabilizaron 34,575 mbd para 2012, siendo esto el 62.6% del total de petróleo exportado en 2012, (véase Cuadro 1.5 y Cuadro 1.7); el crecimiento entre el 2011 y 2012 se calculó en 2.3%. Por otro lado, las importaciones de petróleo contabilizaron 34,450 mbd al cierre de 2012, por lo que representa 62.3% del total mundial al cierre del mismo año, (véase Cuadro 1.6 y Cuadro 1.7).

Entre los países exportadores, Arabia Saudita mantiene el liderato el cual presentó un crecimiento de 4.7% entre 2011 a 2012. Por su parte Rusia mantiene la misma posición respecto al año pasado pero con una reducción en su crecimiento positivo. Caso extraordinario es el de Iraq, el cual remontó tres posiciones alcanzando el tercer lugar para 2012; este ascenso se debió a su incremento de exportaciones alcanzando los 11.9 puntos porcentuales y la caída de las exportaciones por parte de Irán el cual redujo en 17.1 puntos porcentuales en tan solo un año. En lo que respecta a Nigeria y a los Emiratos Árabes Unidos, estos países no mostraron mayores cambios con relación al año 2011. Un incremento considerable se presentó en Kuwait, aumentando 254 mbd en sus niveles de exportación respecto a 2011. Otro país con mayor crecimiento fue Venezuela, con 11.0% de incremento

debido a su mayor producción de petróleo y las exportaciones a Asia; principalmente a China, India y Malasia.

En los casos de Noruega y México, estos dos países han experimentado una declinación de sus yacimientos petroleros, lo que ha resultado en la reducción de l las exportaciones de petróleo.

México mantiene exportaciones de petróleo a Estados Unidos, España, India, Portugal, Holanda, Canadá, China, entre otros. Aproximadamente el 43% de la producción de petróleo en México se dirige al mercado de exportación, factor que se ha traducido en un elemento estructural necesario para el crecimiento económico. Caso particular es la exportación a Estados Unidos la cual representa el 32.8% de la producción de petróleo mexicano. [13]

Cuadro 1.7
Principales países exportadores e importadores de petróleo, 2011 vs 2012
(miles de barriles diarios)

Países exportadores

Lugar	País	2011	2012	Variación % 2011-2012
1	Arabia Saudita	7,218	7,557	4.7
2	Rusia	5,786	5,857	1.2
3	Iraq	2,166	2,423	11.9
4	Nigeria	2,377	2,368	-0.4
5	Emiratos Árabes Unidos	2,330	2,330	0.0
6	Irán	2,537	2,102	-17.1
7	Kuwait	1,816	2,070	14.0
8	Canadá	1,688	1,757	4.1
9	Venezuela	1,553	1,725	11.0
10	Angola	1,543	1,663	7.8
11	Noruega	1,423	1,303	-8.4
12	**México †**	1,338	1,256	-6.1
13	Argelia	698	809	16.0
14	Omán	738	768	4.1
15	Qatar	588	588	0.0
Total 15 países		33,797	34,575	2.3

Países importadores

Lugar	País	2011	2012	Variación % 2011-2012
1	Estados Unidos	8,914	8,492	-4.7
2	China	5,074	5,424	6.9
3	India	3,360	3,559	5.9
4	Japón	3,558	3,458	-2.8
5	Corea del Sur	2,521	2,555	1.4
6	Alemania	1,827	1,882	3.0
7	Italia	1,453	1,381	-4.9
8	España	1,054	1,183	12.2
9	Francia	1,294	1,143	-11.7
10	Reino Unido	1,009	1,081	7.1
11	Holanda	987	1,004	1.7
12	Taipei	796	882	10.9
13	Tailandia	794	860	8.4
14	Singapur	716	832	16.2
15	Canadá	681	714	4.9
Total 15 países		34,038	34,450	1.2

† Para el caso de México, se considera la exportación de petróleo crudo de acuerdo a la cifras del Anuario Estadístico 2013 de Petróleos Mexicanos.
Fuente: SENER con datos del Annual Statistical Bulletin 2013, OPEP.

Por otro lado, las importaciones de petróleo de los 15 mayores importadores, presentaron un incremento en 2012 de 412 mbd con respecto a niveles de 2011, o una tasa de incremento de 1.2%. Esta lista la encabeza los Estados Unidos, alcanzando 8,492 mbd de petróleo. Los países con mayores incrementos en las importaciones respecto al 2011 fueron Singapur con 16.2%, España con 12.2% y China Taipéi con 10.9%. En contraste, los países que redujeron sus importaciones fueron Francia con -11.7%, Italia con -4.9%, Estados Unidos con -4.7% y Japón con -2.8%.

1.2.2 Petrolíferos

Debido a la capacidad de refinación existente en Estados Unidos, en especial en la Costa Norteamericana del Golfo de México y la posición de importador neto de combustibles de México, el mercado de petrolíferos entre estos dos países es importante para las proyecciones de capacidad de Norteamérica. Los cambios de infraestructura en esta región inciden directamente sobre la disponibilidad de destilados, en especial de gasolinas y diésel de bajo contenido de azufre que México importa.

[13] Mayor información sobre las exportaciones de México se encuentran en el Anuario Estadístico 2013 de Petróleos Mexicanos; http://www.pemex.mx/acerca/informes_publicaciones/Documents/anuario-estadistico_2013.pdf

Impactos del cierre de refinerías en la Costa Este de Estados Unidos

La crisis financiera en 2008 y 2009, trajo como consecuencia una profunda crisis económica que se propagó con rapidez a las economías avanzadas y de ahí a los mercados emergentes y países de bajo ingresos. En este sentido, y entre otros factores, la crisis económica también se reflejó en una reducción de la demanda de productos derivados del petróleo en países de la OCDE, acelerado con esto la venta generalizada de combustibles y cierre de refinerías. Varios de estos cierres se han producido, o se prevé serán en el noreste de Estados Unidos, teniendo un efecto de reducción sustancial sobre los volúmenes de producción local de petrolíferos, los cuales abastecen el mercado de esta región

La decisión de cierre o venta de refinerías en dicha región parte de desventajas específicas como lo es la dependencia de petróleo bajo en azufre para la producción de gasolinas, las cuales son menos rentables de producir a diferencia de los destilados. Además, la antigüedad de sus equipos y del tipo de configuración elimina la ventaja de procesar petróleos locales por lo que las refinerías se ven imposibilitadas para la recepción de petróleo a través de los grandes buques petroleros con crudos de importación. Estas refinerías cuentan con una baja producción de insumos para la industria petroquímica y enfrentan fuertes retos de inversión para cumplir con las normas ambientales de emisiones de fuentes fijas[14].

También debe considerarse que en el mercado de petrolíferos existe una intensa competencia internacional entre las fuentes de suministro, sobre todo de gasolina. Las refinerías de la costa este de Estados Unidos operan en un mercado donde la demanda de gasolinas tiende a la baja, y el de destilados intermedios como el diésel se espera continué creciendo. La razón de dicha competencia internacional se debe a la construcción de nuevas refinerías altamente eficientes en la India y Medio Oriente dedicadas a la exportación.

A partir de la recesión presentada en 2008 y 2009, se han presentado variaciones en la demanda total de gasolina en los Estados Unidos sin poder recuperar los niveles de consumo registrados antes de esta crisis. Así, el consumo de destilados ligeros disminuyó 3.2% en 2008, 3.3% en 2009 y 0.7% en 2011[15]. Durante 2012, debido a factores tales como precios relativamente altos, el uso de vehículos más eficientes, y los efectos relativos de dicha recesión han propiciado una caída en la demanda de gasolinas. Se considera que el impulso en una reducción de costos y una mayor eficiencia en los vehículos serán factores para que la demanda de gasolinas en Estados Unidos mantenga una ligera tendencia a la baja. Además, la introducción de los biocombustibles por mandato Federal en ese país, ha logrado la sustitución de 10% del suministro de gasolina por etanol[16].

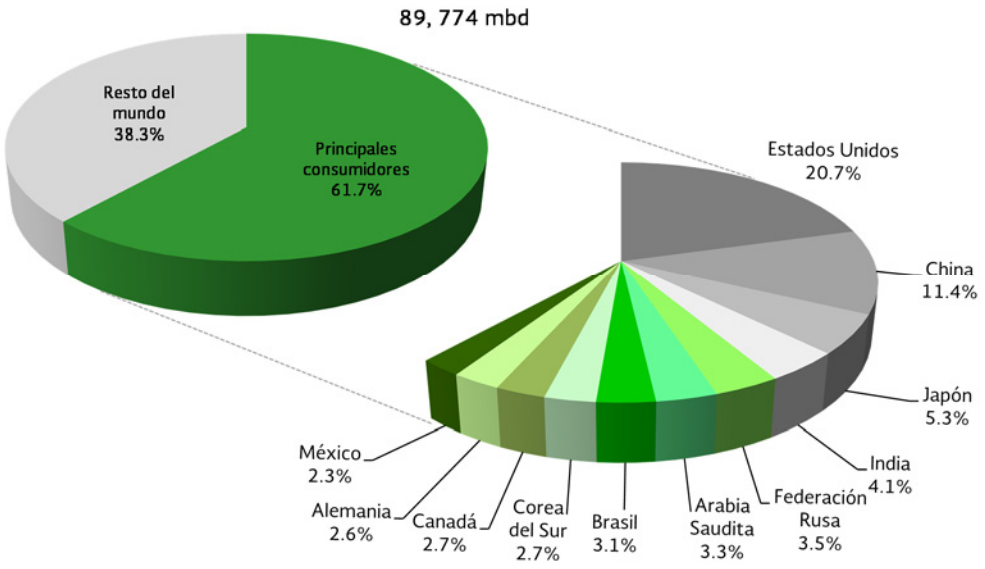
En suma, factores como los mencionados han provocado que las refinerías de la costa este de los Estados Unidos presenten pérdidas financieras, adicionando así aquellas agravadas por la competitividad de los actuales precios del gas natural que aceleran la substitución de otros combustibles líquidos.

Consumo de petrolíferos a nivel mundial

El grado de desarrollo de los países, su nivel de industrialización y la evolución de sus parques vehiculares determinarán el consumo de petrolíferos de las regiones. En los últimos años el crecimiento de las economías emergentes asiáticas, específicamente de China e India, las ha colocado entre los países de mayor consumo a nivel mundial, desplazando a países desarrollados como Japón o Alemania, (véase Figura 1.12).

[14] EnSys Energy, Impacts of East Coast Refinery Closures, Final Report June 2012.
[15] BP Statistical Review of World Energy, June 2013.
[16] EnSys Energy, op.cit., p.68.

Figura 1.12
Principales consumidores de petrolíferos, 2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Los mercados más grandes de petrolíferos estarán orientados a satisfacer las necesidades de esas economías. Durante el periodo 2012-2018, la pronunciada disminución de la demanda en Estados Unidos se prevé sea de 6.7% de combustibles residuales, 3.4% de naftas y 0.6% de gasolina[17]. Las continuas y cada vez más estrictas regulaciones ambientales han propiciado la contracción de la demanda de combustibles residuales, como el combustóleo, lo que ha llevado a un elevado consumo de gas natural. Además, se espera que el consumo de destilados intermedios disminuya 0.4% en promedio anual. Sin embargo, el diésel continuará siendo el combustible de mayor consumo en el sector autotransporte de carga.

Por otro lado, se estima un importante aumento de población en China[18], por lo que se considera que la demanda de autotransporte crecerá, provocando un incremento sustancial en la demanda de gasolina y en menor medida de gasóleo y diésel[19]. Además, las autoridades chinas han tomado decisiones tendientes a introducir en su mercado automóviles más eficientes. En contraste, serán mayores las ventas de vehículos sobre las ganancias en eficiencia, por lo que en balance se espera un aumento adicional en la demanda de gasolina.

Debido a los eventos de marzo de 2011, como el cierre de la central nuclear de Fukushima en Japón, a consecuencia del terremoto y tsunami, se registró un inusual aumento de 28% en la demanda de combustibles residuales y 21.6% para otros productos, en donde se incluye petróleo para quema directa, el cual fue utilizado como combustible en centrales eléctricas hasta en tanto Japón encuentre otras alternativas. Otros factores que a mediano plazo influirán en la reducción de la demanda de petróleo en Japón son el bajo consumo esperado del sector transporte y la mejora en eficiencia del parque vehicular, reflejando una disminución en la demanda de gasolina de alrededor de 1.0% anual. En este sentido, se prevé que la eficiencia

[17] Oil Medium-Term Market Report 2013, IEA.
[18] De acuerdo al World Population Prospects: The 2012 Revision presentado por la ONU, en 2013 se estiman 1,385,567 personas, 1,393,784 personas en 2014 y 1,401,587 personas en 2015.
http://esa.un.org/unpd/wpp/Documentation/pdf/WPP2012_Volume-I_Comprehensive-Tables.pdf
[19] En 2015, se prevé que la tasa de propiedad de automóviles sea mayor de un centenar de vehículos por cada mil habitantes y de 140 vehículos por cada mil habitantes en 2018

media del parque vehicular japonés alcance alrededor de 3.0% anual entre 2010 y 2015, y de 2.0% anual para el resto de la estimación.

En 2012, India mostró un menor crecimiento en la demanda de petrolíferos al pasar de 3.7% en 2011 a 2.7% en 2012, asociado a la desaceleración económica de 2012. Cabe hacer mención que a partir de enero de 2013, este país implementó medidas gubernamentales de recortes mensuales al subsidio del diésel, con lo que se espera su consumo se amortigüe. Es importante recordar que el combustible de mayor participación en la demanda continuará siendo el gasóleo[20] en el sector transporte[21]. Para el 2014, se pronostica que India tendrá un aumento en la demanda de productos, impulsado por una sólida expansión macroeconómica ya que contempla un crecimiento promedio anual de 3.0%. Sin embargo, la combinación en el aumento de la eficiencia y limitaciones en la infraestructura son elementos que se estima frenarán el crecimiento de la demanda en ese país.

En Rusia, se estima que para el periodo 2012-2018, el crecimiento de la demanda de petrolíferos sea de 3.0% en promedio anual. Los avances de eficiencia en el parque vehicular, que en la actualidad es ineficiente, serán un factor determinante para moderar el crecimiento.

En países como Brasil, Alemania, Canadá, Corea del Sur y México, por mencionar algunos, un menor consumo de combustibles estará asociado principalmente a medidas para incrementar la eficiencia vehicular, diversificar el suministro de energéticos derivados del petróleo así como desarrollar políticas para el uso racional de los combustibles que consecuentemente buscan un menor consumo de destilados ligeros e intermedios.

1.3 Tendencias mundiales de los mercados

1.3.1 Petróleo

El gran obstáculo que enfrentó el mercado de petróleo en 2012 estuvo ligado a la incertidumbre que caracterizó a la economía global. Los riesgos derivados de la zona Euro se han intensificado como resultado de la expansión del déficit público, debilitamiento del crecimiento económico, deliberación en el sistema bancario, así como momentos de indecisión política. Por su parte, los Estados Unidos si bien han mostrado resistencia ante los avatares de la economía, sus indicadores económicos a través del año han mostrado áreas que han resultado debilitadas.

El 2012 se caracterizó por ser un año de prolongada inestabilidad económica y tensión política en numerosos países, eventos que también causaron un impacto en el mercado de petróleo. Como consecuencia, han existido interrupciones en la oferta de petróleo en Sudán, Siria y Yemen, lo que se agrega a los reacomodos geopolíticos de la región y que desde hace algunos años han repercutido en la economía de algunos países del Medio Oriente y del Norte de África.

Desde el punto de vista de la oferta, se considera que el mundo cuenta con suficientes reservas de petróleo para satisfacer la demanda global por muchas décadas. El reporte Geológico de los Estados Unidos se estima que existen aproximadamente cuatro trillones de reservas recuperables de crudo. Una parte del incremento en las estimaciones se basa en los avances tecnológicos que se han registrado para la recuperación de petróleo en campos productores, lo que permite a la industria a explorar y producir en regiones frontera y en

[20] En general, los motores Diésel en vehículos comerciales (ómnibus y camiones) son de alta cilindrada (más de 2.500 cm^3) con inyección directa, donde el gasóleo es inyectado directamente en el cilindro y quemado en la cámara de combustión.
[21] El precio del petróleo es un factor para que la proporción de las ventas de modelos diésel sea mayor. A nivel nacional la demanda es de 70 por ciento para los coches diésel y 30 por ciento para los vehículos de gasolina.

nuevas geologías. Sin embrago, a pesar de que se pronostique la disponibilidad de suficientes reservas de petróleo, muchas incertidumbres permanecen que podrían impactar la demanda de petróleo en el corto y largo plazos; estos desafíos incluyen la dinámica económica internacional y la posibilidad de que se genere un exceso de oferta de crudo durante los próximos años.

Oferta de petróleo

En el mediano plazo la oferta de petróleo contempla riesgos tales como la incertidumbre en las tasas de declinación de los campos actualmente en producción y las probabilidad de éxito de nuevos descubrimientos de petróleo en zonas cercanas a campos o yacimientos que aún están en desarrollo o se espera sean desarrollados durante los próximos cinco años.

La expectativa de la oferta de crudo en el mediano plazo para las regiones del Medio Oriente y África y la región del Caspio (otros Eurasia) han sido menos promisorias debido a nuevos datos sobre la viabilidad de distintos proyectos de inversión.

El crecimiento de la oferta en países no OPEP se incrementa paulatinamente durante el mediano plazo, alcanzando aproximadamente 4 mmbd durante el periodo 2011-2016. Los factores determinantes que impulsan este crecimiento son los niveles alcanzados de la producción de petróleo de esquisto bituminoso en Estados Unidos, las arenas bituminosas de Canadá y el petróleo del Caspio y Brasil. Por su parte, el incremento de la producción de líquidos del gas en la OPEP aumentará de 5.2 mmbd en 2011 a 6.4 mmbd en 2016; esta proyección incluye aquellos proyectos alineados con la demanda, lo que implica que la cantidad de petróleo de la OPEP requerido durante el mediano plazo se pudiera mantenerse constante.

En lo que respecta a la oferta en el largo plazo, un resultado central que emerge de las evaluaciones de la oferta de petróleo es que los recursos son abundantes y que las fuentes de esta oferta son ampliamente diversas. Como se mencionó, las proyecciones de la oferta de petróleo y líquidos del gas están basadas en las estimaciones del Reporte Geológico de los Estados Unidos para los recursos recuperables finales de crudo y líquidos del gas para el año 2035. Dichas estimaciones no incluyen petróleo esquisto bituminoso, sin embargo las rápidas tasas de declinación que se han observado en este tipo de explotaciones, los requerimientos de infraestructura para la producción y comercialización (particularmente aquellos asociados al transporte), así como el hecho de que los mejores *plays* y yacimientos son normalmente los primeros en ser producidos, no se espera que el rápido incremento de la oferta observada durante esta primera década de alta producción del crudo proveniente del "shale" continuará de manera indefinida.

De acuerdo con las estimaciones de OPEP[22], la oferta mundial de petróleo será de 107.5 mmbd en 2035, lo que representa un incremento de 0.9% promedio anual durante el periodo 2010-2035, (véase Cuadro 1.8). En el caso de la oferta de petróleo de países no OPEP para el largo plazo, el pronóstico agrega el potencial de biocombustibles y otros líquidos que pudiera adicionarse a lo largo del periodo de proyección, aunque estas fuentes de hidrocarburos estarán sujetas a sus propias restricciones y desafíos. La oferta total de petróleo en los países no-OPEP se incrementará en el largo plazo, presentando una tasa de crecimiento anual de 0.7%, lo que representa más de 10 mmbd durante el periodo. Este incremento se deriva de la oferta de crudo y líquidos del gas natural provenientes de Rusia, Brasil, región del Mar Caspio y esquisto bituminoso de Estados Unidos, así como crecimiento estable de crudo proveniente de arenas bituminosas. Al respecto, se espera que la oferta de crudo de arenas bituminosas de Canadá continúa creciendo.

[22] World Oil Outlook 2012, OPEP.

Cuadro 1.8
Oferta mundial de petróleo por región, 2010-2035†
(millones de barriles diarios)

Región	2010	2015	2020	2025	2030	2035	tmca 2010-2035
Norteamérica	12.0	14.8	16.0	17.1	17.9	18.9	1.8
México & Chile	3.0	2.6	2.3	2.1	2.0	1.8	-2.0
Europa Occidental	4.4	3.8	3.6	3.5	3.5	3.5	-0.9
OCDE Pacífico	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.6
OCDE	**20.0**	**21.8**	**22.5**	**23.3**	**24.1**	**24.9**	**0.9**
América Latina	4.7	5.6	6.6	7.1	7.2	7.3	1.8
Medio Oriente y África	4.4	3.9	3.8	3.7	3.5	3.4	-1.0
Asia	3.7	4.0	4.3	4.1	3.8	3.6	-0.1
China	4.1	4.3	4.4	4.4	4.5	5.0	0.8
Países en desarrollo‡	**16.9**	**17.8**	**19.1**	**19.3**	**19.0**	**19.3**	**0.5**
Rusia	10.1	10.5	10.7	10.7	10.7	10.7	0.2
Otros Eurasia	3.2	3.4	3.7	4.0	4.3	4.7	1.5
Eurasia	**13.4**	**13.9**	**14.3**	**14.7**	**15.1**	**15.5**	**0.6**
Ganacias de proceso	2.1	2.4	2.6	2.7	2.9	3.0	1.4
No-OPEP	**52.3**	**55.8**	**58.6**	**60.1**	**61.1**	**62.7**	**0.7**
OPEP LGN	4.9	6.2	7.2	8.0	8.9	9.4	2.6
OPEP GTL	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	7.2
Crudo OPEP	29.3	29.6	30.9	32.5	33.8	34.9	0.7
OPEP (incluye Líquidos del Gas N	**34.2**	**36.1**	**38.4**	**41.0**	**43.3**	**44.9**	**1.1**
Oferta Mundial	**86.5**	**92.0**	**97.1**	**101.1**	**104.4**	**107.5**	**0.9**

† Se refiere al escenario base de acuerdo a la prospectiva del mercado mundial de petróleo de la OPEP.
‡ Excluye a los países de la OPEP.
tmca: tasa media de crecimiento anual
Fuente: World Oil Outlook 2012, OPEP.

Para el caso de la oferta de petróleo por parte de países de la OPEP, éste crecerá a una tasa promedio anual de 1.1%, logrando así un incremento de 10.7 mmbd alcanzando los 44.9 mmbd del total mundial. Los desarrollos que pronostica OPEP en la oferta de petróleo se traducen en un crecimiento moderado, puesto que a 2035 se incrementaría su producción, tan solo 5 mmbd mayor a la presentada en 2010. Como se mencionó, la producción histórica de petróleo por parte de la OPEP no alcanza el 45% de la producción mundial, por lo que el pronóstico aquí presentado no es la excepción, manteniéndose dentro de un límite de 41.7% de la oferta mundial de petróleo. Por su parte, entre los países no OPEP, aquellos que pertenecen a la OCDE contribuirán con 24.9 mmbd del total en 2035 o una tasa de crecimiento anual de 0.9%; la mayor tasa entre los que conforman la oferta mundial al final del periodo. Un mayor crecimiento en la región de Norteamérica es identificado, presentando una tasa de crecimiento anual de 1.8% entre 2010 y 2035.

La oferta mundial de petróleo a futuro se verá promovida por la aplicación de nuevas tecnologías de exploración y producción que se espera que incrementen los factores de recuperación de yacimientos nuevos y otros actualmente en producción. El desarrollo tecnológico también será visible en la producción de yacimientos frontera en regiones de difícil explotación como las aguas ultra profundas o los casquetes polares por nombrar algunos, así como a incrementar la tasa de éxito de exploración, lograr mejores tasas de recuperación de un yacimiento a lo largo de su ciclo productivo a través del conocimiento y una mejor administración del reservorio, además de la aplicación de técnicas más económicas de perforación y producción. En este contexto, el Capítulo 7 presenta los avances tecnológicos para la producción de petróleo.

Demanda de petróleo

De acuerdo con la proyección en el escenario base de la OPEP, la demanda mundial de petróleo en el 2035 será de 107.3 mmbd, lo cual representa una tasa de crecimiento anual de 0.8% durante el periodo 2010 a 2035. Los países en desarrollo demandarán la mayor cantidad de petróleo durante el periodo a una tasa de crecimiento promedio anual de 2.2%, con lo que la demanda aumentará en 25.2 mmbd con respecto a 2010. Por el contrario, los países miembros de la OCDE presentarán una disminución en su demanda, con una tasa negativa de crecimiento promedio anual de -0.5%, (véase Cuadro 1.9).

Cuadro 1.9
Demanda mundial de petróleo por región, 2010-2035†
(millones de barriles diarios)

Región	2010	2015	2020	2025	2030	2035	tmca 2010-2035
América	24.1	23.7	23.5	23.0	22.4	21.7	-0.4
Europa Occidental	14.7	13.7	13.4	13.0	12.6	12.1	-0.8
Asía Oceanía	8.1	8.4	8.2	8.0	7.6	7.3	-0.4
OCDE	**46.8**	**45.8**	**45.2**	**44.0**	**42.6**	**41.1**	-0.5
América Latina	4.9	5.4	5.8	6.1	6.4	6.6	1.2
Medio Oriente y África	3.3	3.8	4.1	4.5	4.8	5.1	1.7
India	3.3	4.0	4.9	6.0	7.4	9.0	4.0
China	9.0	11.1	13.2	15.0	16.4	17.6	2.7
Otros Asia	6.8	7.5	8.4	9.1	9.7	10.3	1.7
OPEP	8.1	9.0	9.8	10.6	11.4	12.0	1.6
Países en desarrollo	**35.4**	**40.8**	**46.3**	**51.3**	**56.0**	**60.6**	2.2
Rusia	3.2	3.5	3.6	3.6	3.6	3.6	0.5
Otros Eurasia	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	1.1
Eurasia	**4.8**	**5.2**	**5.4**	**5.5**	**5.6**	**5.6**	0.6
Total Mundial	**87.0**	**91.8**	**96.9**	**100.9**	**104.2**	**107.3**	**0.8**

† Se refiere al escenario base de acuerdo a la prospectiva del mercado mundial de petróleo de la OPEP.
tmca: tasa media de crecimiento anual
Fuente: World Oil Outlook 2012, OPEP.

Los pronósticos de demanda a largo plazo han sido afectados por diversos factores, tales como: implementación de nuevas políticas de regulación; los altos precios del petróleo, que seguirán siendo causa de reducciones en la demanda hacia 2035, ya que el nivel del precio del crudo aún no han caído por debajo del punto que el consumidor en países con altos niveles de impuesto estaría dispuesto a aumentar su consumo; el avance en el desarrollo y en la implementación de tecnologías que aumenten la eficiencia en el consumo de energía, especialmente en el sector transporte; la realidad sobre el crecimiento económico que hoy se caracteriza por estimaciones ligeramente altas para países emergentes y en desarrollo.

El consumo per cápita de petróleo en países en vías de desarrollo se mantendrá relativamente bajo y probablemente por debajo de los niveles promedio en los países de la OCDE. A finales de 2035, el consumo per cápita promediará solamente tres barriles, comparado al promedio de 11 barriles en la OCDE. Por su parte, mientras más de 13 barriles por persona serán consumidos anualmente en los países de América miembros de la OCDE, mientras que esta relación será menor a dos barriles por persona en India y solamente una pequeña porción de un barril en la región del Medio Oriente y África.

El crecimiento de la demanda de petróleo desde 1980 ha tenido su mayor usuario y el más alto crecimiento en el sector transporte (principalmente el autotransporte, pero también en la aviación, transbordadores marinos y marina internacional). Durante las últimas tres décadas,

el crecimiento promedio anual en los países de la OCDE y de la no OCDE ha sido muy similar; cada uno en alrededor de 0.3 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mmbdpce). A nivel global, se espera que el sector transporte continúe teniendo un crecimiento dominante durante el periodo de proyección. Sin embargo, se espera que este incremento venga de los países no OCDE, por lo que la clave para pronosticar el crecimiento futuro de la demanda de petróleo es el sector transporte de los países no miembros de la OCDE, los cuales contabilizan por cerca de tres cuartas partes del incremento de la demanda de petróleo en el periodo a 2035. Por el contrario, en los países miembros de la OCDE y Eurasia, así como en países desarrollados, se estima que también se presentará un incremento de la demanda de petróleo en otros sectores tales como la petroquímica, residencial, comercial, agrícola y otros usos industriales. En contraste, se espera que en todas las regiones del mundo se siga consumiendo petróleo para la generación de electricidad aunque en volúmenes decrecientes y representando una fracción cada vez más pequeña de ese mercado, (véase Cuadro 1.10).

Cuadro 1.10
Demanda mundial de petróleo por sector, 2010-2035†
(millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Región	2010	2020	2035	tmca 2010-2035
Sector transporte	**45.2**	**51.8**	**58.7**	**1.0%**
Autotransporte	35.0	39.8	43.0	0.8%
Aviación	4.9	5.6	6.6	1.2%
Tren y navegación doméstica	1.7	1.9	2.3	1.2%
Buques marinos	3.6	4.5	6.8	2.5%
Sector industrial	**22.7**	**24.6**	**27.3**	**0.7%**
Sector petroquímico	8.8	9.9	11.9	1.2%
Sector industrial (otros)	13.9	14.7	15.4	0.4%
Sector residencial/comercial/agrícola	**8.9**	**9.8**	**10.8**	**0.8%**
Generación eléctrica	**5.4**	**5.3**	**4.8**	**-0.5%**
Total Mundial	**82.2**	**91.5**	**101.6**	**0.8**

† Se refiere al escenario base de acuerdo a la prospectiva del mercado mundial de petróleo de la OPEP.
tmca: tasa media de crecimiento anual
Fuente: SENER con datos del World Oil Outlook 2012, OPEP.

Sector transporte

El sector transporte contabilizó 55% de la demanda total mundial en 2010. Este sector consiste en autotransporte, aviación, ferroviario y navegación costera, y buques marinos. Se pronostica que la demanda mundial de petróleo en este sector sea de 58.7 mmbdpce en 2035; un incremento de 13.5 mmbdpce entre 2010 y 2035.

Un factor determinante para entender el comportamiento de la demanda de petróleo en el sector transporte, es identificar las posibles restricciones e incertidumbres que la puedan afectar. Una distinción clave es el crecimiento potencial de los automóviles de pasajeros y de vehículos comerciales. La importancia de esta desagregación deriva de las marcadas diferencias en las premisas claves de estos dos tipos de vehículos. En particular, mientras el concepto de saturación es importante para el propietario del automóvil de pasajeros, para el caso de población con alto nivel de ingreso, esta es la naturaleza y pieza del crecimiento económico y el negocio que es más relevante para la expansión del stock de vehículos comerciales.

Existe una fuerte tendencia en el aumento de vehículos, en 2035 se espera que el 51.7% de todos los automóviles de pasajeros a nivel mundial se concentre en los países desarrollados, alcanzando 911 millones de automóviles. Caso especial lo presentará India, con una tasa de crecimiento promedio anual de 9.8% en la adquisición de vehículos automotores en el periodo de 2009 a 2035, pasando de 14 a 180 millones de automóviles. En seguida se encuentra China, que presentará una tasa de crecimiento anual de 7.1%, pasando de 49 millones de automóviles en 2009 a 297 millones en 2035. Por su parte, el parque de vehículos comerciales crecerá a un ritmo de 3.8% promedio anual en el periodo 2009 a 2035, alcanzando 481 millones al final de este periodo. El desarrollo en la región de Asia es central para tal incremento, contabilizando 58% del total mundial.

Un factor clave en el crecimiento de la demanda de petróleo en el sector transporte es el patrón del autotransporte, ya que es la cantidad promedio de combustible usado entre el parque de automóviles y vehículos comerciales. Esto se determina por los patrones de uso, por la eficiencia del parque vehicular de motores a combustión interna, y por el ritmo de desarrollo y penetración de la tecnología, incluyendo los motores a base de otros combustibles que no sean petróleo. En este sentido, la demanda de petróleo en el autotransporte crecerá a un ritmo de 0.8% promedio anual, pasando de los 35.0 a 43.0 mmbdpce entre 2010 y 2035. Se espera que los países desarrollados tengan el mayor crecimiento en el periodo, principalmente impulsados por China e India, debido al alto crecimiento del parque vehicular, pues en conjunto sumarían 477 millones de vehículos al 2035. Por el contrario, se espera que exista un retroceso en la demanda de petróleo en el sector transporte en los países miembros de la OCDE, cayendo en -4.4% promedio anual entre 2010 y 2035, debido a la mejora en la eficiencia energética, la incorporación de combustibles alternativos y el moderado crecimiento del parque vehicular.

En el caso de la aviación, se pronostica un crecimiento acelerado de 1.2% anual al 2035. Esto se ve impulsado por la creciente demanda en países desarrollados; principalmente en China el cual incrementará 0.5 mmbdpce entre 2010 y 2035. La demanda en este sector se ve liderado por el incremento de vuelos comerciales en la región de Asia principalmente. De acuerdo lo reportado por la OPEP, la demanda de petróleo en la aviación pasará de 4.9 a 6.6 mmbdpce dentro del periodo en estudio.

Por otro lado, la demanda de petróleo de trenes y de la navegación costera se incrementará 0.6 mmbdpce al 2035, lo que representa un crecimiento promedio anual de 1.2%. La demanda en los países de la OCDE se reducirá mientras en los países desarrollados mantendrá un alto crecimiento, pues se espera que estos países contribuyan con el 65.2% de la demanda total mundial al final del periodo. Nuevamente este resultado se verá impulsado por los movimientos comerciales de bienes en los canales de China.

Finalmente, el consumo de petróleo en buques marinos mostrará un incremento acelerado de 2.5% promedio anual, lo que se traduce en incrementar 3.2 mmbdpce de 2010 a 2035. Un cambio importante es la reducción de los niveles de azufre en los combustibles, sin embargo, esto ha tenido sólo un ligero impacto en el sector, ya que la mayoría de los combustibles satisfacen los requerimientos de uso. En contraste, factores como el cambio de estándares más exigentes en el largo plazo podrían afectar a la industria de la refinación más que a los niveles de demanda en el sector. El mayor incremento de la demanda se presentará en Asía, liderados por China, los cuales contabilizarán el 55.8% de la demanda total del sector al 2035.

Sector industrial

Después del sector transporte, el sector industrial es el mayor consumidor de petróleo en el mundo. El consumo mundial de petróleo en el sector se estima que llegue a 27.3 mmbdpce en

2035, presentando un crecimiento promedio anual de 0.7% con respecto a niveles de consumo de 2010.

La mayor demanda provendrá del sector petroquímico, el cual duplicará el incremento en volumen de la demanda de los "otros" sectores industriales, que será de 3.1 mmbdpce. Este incremento se verá impulsado por el aumento en la demanda de petróleo en países de la OPEP y países desarrollados de Asia, los cuales en su conjunto contabilizarán tres cuartas partes del incremento global. Un factor de incertidumbre para el crecimiento de la demanda de petróleo en este sector, es la competencia del gas natural debido a los beneficios por su amplio diferencial de precios en términos energéticos.

Los países de la OCDE han reducido el consumo de petróleo en los estos sectores industriales, conformados por la industria del hierro y acero, vidrio y cemento, construcción y minería, mientras los países desarrollados continúan su crecimiento en la demanda del energético. Se estima que la demanda de petróleo al 2035 sea de 15.4 mmbdpce, lo que representará un crecimiento promedio de 0.4% anual entre 2010 y 2035. Este incremento se ve impulsado por la demanda en India y China, por lo que en la OCDE y la región de Eurasia se mantendrá estable. El futuro del uso de petróleo en este sector entre las regiones está dirigido por los desarrollos esperados de la actividad económica; el valor absoluto del crecimiento económico; los precios del petróleo, especialmente relacionados al principal combustible de competencia como es el gas natural; y los mejoramientos de la eficiencia energética.

Sector residencial, comercial y agrícola

Este sector se subdivide en residencial; comercial y servicios públicos; agrícola, silvicultura y pesca. El sector residencial contabiliza alrededor de la mitad de la demanda total para este sector en su conjunto. De acuerdo a los análisis de la OPEP, estos sectores presentarán un crecimiento promedio anual de 0.8%, lo que representa un cambio en la demanda de petróleo de 8.9 mmbdpce en 2010 a 10.8 mmbdpce en 2035. Se estima que los países desarrollados contabilizarán alrededor de dos terceras partes de la demanda total de petróleo en el sector para el 2035. China será un importante factor para el crecimiento. Se espera que China por sí misma contabilice 21.3% de la demanda total, mientras que los países de la OCDE el 33% en conjunto. Para la OCDE, se pronostica una reducción de la demanda de petróleo de -0.8% promedio anual. Este fenómeno se debe a que los países desarrollados han incrementado sus niveles de ingreso, pero también han aumentado gradualmente su consumo de energía comercial proveniente de combustibles tradicionales.

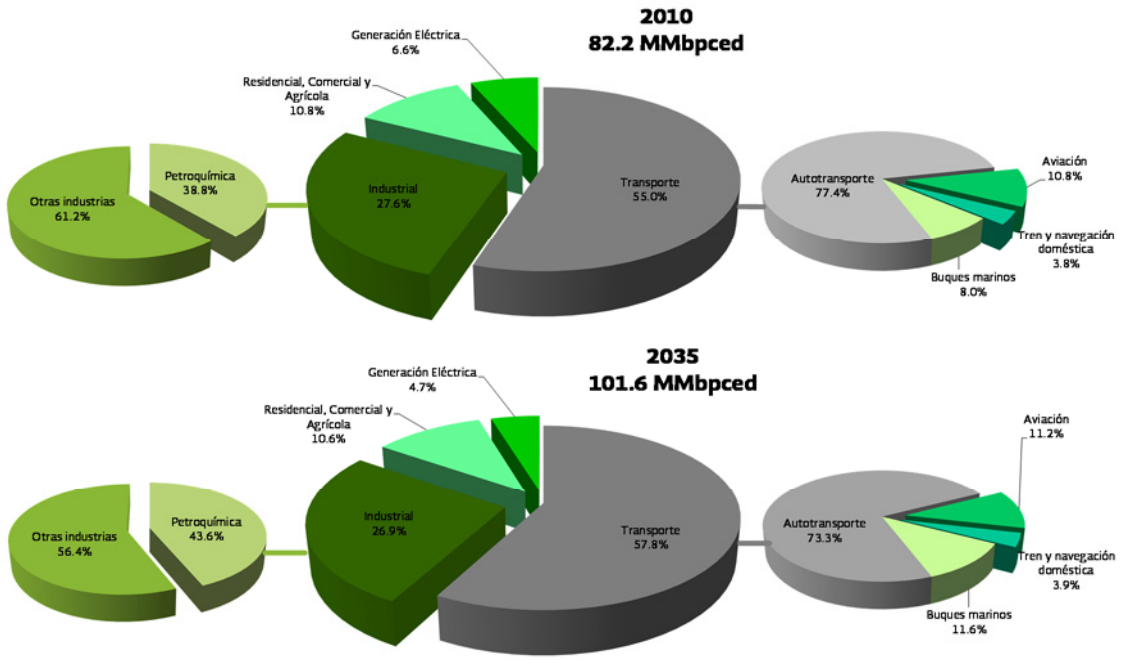
Generación eléctrica

Históricamente el uso de petróleo para la generación eléctrica estuvo dominado por la región de Asia, por lo que esos países en conjunto sumaron alrededor del 38% de la demanda total mundial en el año 2010. La tendencia al usos de petróleo para generación eléctrica es a la baja, por lo que se espera que su crecimiento promedio anual sea de -0.5%, pasando de 5.4 mmbdpce en 2010 a 4.8 mmbdpce en 2035. La mayor reducción se presentará en los países de la OCDE en Europa y Asia Oceanía, con 0.3 mmbdpce e en el periodo de 2010 a 2035, (véase Figura 1.13).

Los factores que inciden en la reducción del consumo de petróleo son el cambio hacia tecnologías de mayor eficiencia tales como la instalación de plantas de ciclo combinado; y el desarrollo de gas de lutitas en los Estados Unidos como potencial de uso en este sector y su competencia con combustibles como el carbón. Un caso particular es el incremento en el consumo de petróleo en Japón, debido al paro de plantas nucleares después de los acontecimientos de Fukushima, por lo que fue compensado en parte por generadores a base de petróleo, sin embargo una alternativa dominante que podría revertir el incremento

coyuntural en el consumo de petrolíferos es el GNL. Finalmente, el uso de combustibles en países de la OPEP seguirá limitándose debido a la amplia disponibilidad de gas natural y, en el largo plazo, a la posible introducción de plantas nucleares.

Figura 1.13
Distribución de la demanda de petróleo por sector, 2010-2035
(millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: SENER con datos del World Oil Outlook 2012, OPEP.

1.3.2 Petrolíferos

La evolución económica mundial, la concentración de las actividades industriales en ciertas regiones, los avances tecnológicos y normativos en materia de eficiencia, así como los fenómenos y conflictos geopolíticos han propiciado cambios en las estructuras productivas de la industria de la refinación.

La demanda creciente de las economías emergentes y los ajustes en el consumo por eficiencia de los países desarrollados presentan un panorama inverso al que se ha presentado históricamente. La respuesta de los países productores ha sido siempre más lenta que la demanda debido a lo altamente intensiva en capital que es la industria de la refinación y por la volatilidad de precios que ha presentado el petróleo en los últimos cinco años.

La capacidad mundial de refinación mantiene un ritmo de reconfiguración constante asociado a los cierres de refinerías obsoletas, principalmente en los países de la OCDE y a la instalación de nuevas refinerías en los países con economías emergentes. Con esto, la capacidad excedentaria de refinación mantiene un margen aceptable sobre la proyección de la demanda, sin embargo, el ritmo de crecimiento de la demanda es ligeramente mayor, provocando desestabilidad en los precios de los petrolíferos y en los márgenes de refinación.

De acuerdo a las proyecciones hechas por la AIE para el mediano plazo, factores como los arriba mencionados fueron considerados para presentar las tendencias esperadas en un

mercado que cambia constantemente y que representa una parte importante del mercado energético mundial.

Demanda OCDE

Los países miembros de la OCDE prevén una contracción en la demanda de petrolíferos de 0.6% anual en el periodo 2012 a 2018, el cual es atribuible a una reducción de la demanda de combustóleo y gasolina. En consecuencia, la disminución de la demanda de combustóleo será de 3.5% anual en el periodo. Uno de los factores que atribuyen dicha disminución es la aplicación de regulaciones de cabotaje más estrictas las cuales obliga a las embarcaciones a consumir combustibles más ligeros. Por otra parte, se espera que una mayor eficiencia del parque vehicular y cambio en el comportamiento de los consumidores amortigüe la demanda de turbosina y gasolinas.

En países pertenecientes a esta organización, la demanda esperada de petróleo se contraerá más rápido que la demanda de productos. Factores como el riesgo de cierre de un gran número de refinerías podrían tener como consecuencia una menor capacidad de refinación, dando como resultado un aumento en la dependencia de importaciones en algunos países de la región. Cabe destacar, que países como España y Portugal han logrado aumentar sus exportaciones de productos debido a las inversiones en capacidad de refinación.

Además, en Europa, el mejoramiento de la eficiencia energética aunado a las reducciones en las actividades de refinación, dirigen a esta región a presentar una declinación en el uso de petrolíferos. Adicionalmente, la mayoría de los países europeos de la OCDE tienen altos impuestos a los combustibles, un estable sistema de transporte público, y declinante o estable crecimiento de la población, factores importantes que se traducen en la declinación del uso de petrolíferos; principalmente combustibles para transporte (diésel). Incluso en los Estados Unidos, donde está presentándose un mayor dinamismo de la economía, se espera una reducción en la demanda de petróleo. Esto se debe a factores tales como una mejora de eficiencia de los vehículos y el cambio de comportamiento de los consumidores respecto al transporte. Por otra parte, la penetración del gas natural en el sector transporte contribuirá a desplazar la demanda de diésel en Estados Unidos, aunque no se espera que el gas se convierta en el combustible de mayor consumo en el sector transporte de este país. Un aspecto importante a mencionar es la penetración de los biocombustibles en el sector transporte, sin embargo, dado el fuerte crecimiento que viene experimentando la demanda de combustibles de este sector, se considera que la contribución de los biocombustibles aún esté lejos de constituir una alternativa significativa a los problemas que generan los actuales patrones de consumo de energía.

Demanda No-OCDE

Los mercados emergentes de reciente industrialización son los que encabezan el crecimiento de la demanda mundial, debido a un mayor crecimiento económico y a una mayor intensidad de uso de petróleo en comparación con las economías avanzadas. Por primera vez, se estima que en el segundo trimestre de 2013 la demanda de los países fuera de la OCDE será mayor a la correspondiente de los países OCDE. La tendencia esperada muestra un crecimiento en la participación mundial de la demanda de los países fuera de la OCDE al pasar de 48.9% en 2012 a 54.1% en 2018, (véase Figura 1.14).

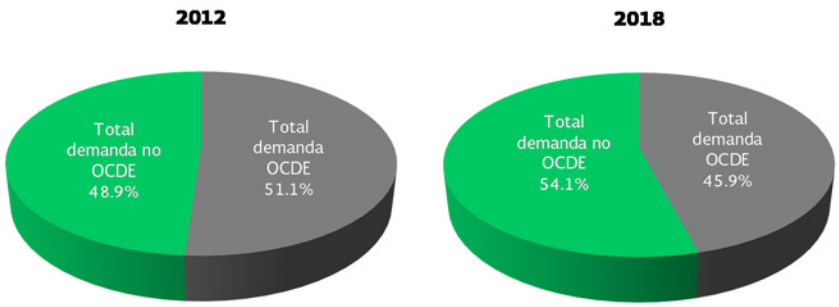
La tendencia de consumo de petrolíferos de los países no OCDE en comparación con los países OCDE muestra un crecimiento diferenciado a favor de las economías emergentes reflejado en la tasa de crecimiento anual calculada para el periodo 2012-2018; que para los países no OCDE se espera sea 3.5%, mientras que los miembros de la OCDE alcance 3.0%. Las proyecciones muestran que el crecimiento de la demanda de petróleo en los países no OCDE

continuará siendo mayor al de las economías OCDE, por lo que se prevé mantendrán una tasa de crecimiento cercana al 3.5% durante todo el periodo de proyección, mayor a la estimada en las economías OCDE que será de 3.0% anual de 2012 a 2018.

La demanda de destilados ligeros en países no OCDE presentará un crecimiento en el periodo 2012 a 2018 debido al incremento en el uso de gasolinas automotrices como consecuencia del aumento de vehículos particulares. La preferencia de gasolinas en el sector transporte en países como China y Arabia Saudita será un factor determinante de dicho crecimiento. Es así como en el 2012, la demanda de gasolinas creció paulatinamente más rápido en comparación a la demanda de los destilados intermedios ya que existió un bajo crecimiento del sector industrial y la incertidumbre económica ante una posible recesión en la mayoría de los países de la OCDE. Como ejemplo, en Europa y Japón se presentó una reducción de la demanda de destilados intermedios en el orden de 240 mbd a finales de 2012 y un aumento en la demanda de gasolinas de 255 mbd para el mismo año.

Un factor que pone en riesgo la demanda de los petrolíferos son las situaciones geopolíticas, tal como es el caso de la confrontación política y social que en años recientes ha caracterizado a la región Árabe y que a su vez podría afectar la demanda en el Medio Oriente y en el Norte de África. De igual forma, la disminución en los precios del petróleo pueden reducir los ingresos de los países exportadores de petróleo, además de propiciar aumentos en la demanda estimulando el consumo de los países no OCDE.

Figura 1.14
Evolución esperada de la demanda de petrolíferos
(participación porcentual)



Fuente: Medium-Term Oil Report, 2013. AIE.

Demanda sector transporte

Es de gran importancia resaltar que el sector transporte es el principal impulsor de la demanda mundial de petróleo, ya que este es altamente dependiente de los combustibles líquidos derivados del petróleo; principalmente de gasolinas y destilados intermedios. Aunque esta tendencia siga en el largo plazo, se espera que la penetración del gas natural en este sector se incremente paulatinamente.

De acuerdo a proyecciones hechas por la AIE[23], uno de los combustibles con mayor uso en este sector será la gasolina, presentando un crecimiento en su demanda de 1.2% (24.5 mmbd) en el mediano plazo. Países como China, India y aquellos que conforman la región de África, presentarán un crecimiento en promedio anual de 4.5%, 5.0% y 4.5%, respectivamente, en la demanda de destilados ligeros. Por su parte, otros países no miembros de la OCDE presentarán un crecimiento positivo mientras que los países miembros de esta organización

[23] Medium-Term Oil Report, 2013. AIE.

presentarán una disminución en el periodo comprendido 2012-2018; factores como el incremento acelerado en el parque vehicular en países no miembros en comparación con países miembros, coadyuvarán a reducir su demanda, mientras las legislaciones ambientales y la política fiscal en los países miembros ayudarán a reducirla.

Por otro lado, la tendencia del consumo de destilados intermedios crecerá más rápido que la demanda de gasolinas. Así para el periodo 2012-2018, en conjunto, se prevé que la demanda de gasóleos aumenté 1.6% anual, atribuible a las economías no pertenecientes a la OCDE. Hacia el final del periodo se estima que la demanda de diésel se enfrente a la creciente competencia de gas natural, ya que este último comenzará a buscar mercado en el sector transporte de mercancías, principalmente en China y Estados Unidos.

En lo que respecta a la turbosina, se estima que este combustible presentará un crecimiento promedio anual de 1.1% en países miembros de la OCDE y de 2.6% promedio anual en países no miembros en el periodo 2013-2018, respectivamente. Factores como el incremento de viajes aéreos ante una perspectiva macroeconómica sólida global, el ahorro de combustible, la sustitución gradual de la flota con aviones más eficientes y la puesta en marcha de políticas para reducir el número de asientos vacíos en vuelos comerciales, ayudarán a presentar un crecimiento moderado en la demanda de este combustible.

En el caso del combustóleo, el transporte marítimo será de mayor consumo, sin embargo, el mercado global de este combustible presenta una tendencia a la baja debido al uso de combustibles alternativos más limpios como el gasóleo.

Sector de generación eléctrica

Se estima que el sector eléctrico representará el 6% de la demanda mundial de productos petrolíferos en 2018. El consumo tendencial de derivados del petróleo para generar energía eléctrica es poco rentable debido a los precios que han alcanzado en los últimos años, lo que propicia que éstos sean utilizados como combustibles de sustitución. Es importante resaltar que en países emergentes o economías recientemente industrializadas, las interrupciones en el suministro de energía eléctrica y las continuas caídas de tensión han propiciado una mayor importación de generadores de energía de respaldo, lo que se asocia a un aumento de diésel.

Dentro de los combustibles para la generación de energía el combustóleo continua siendo el de mayor consumo. En 2010 este representó aproximadamente la mitad de la demanda del sector eléctrico, aun cuando su uso en los últimos años ha disminuido. Esta tendencia se invirtió temporalmente en Japón, debido a que el cierre de plantas nucleares propició un aumento en el consumo de combustóleo. Sin embargo se prevé que la demanda de combustóleo continuará con una tendencia a la baja.

Ampliaciones de capacidad de destilación por región, proyectos existentes, 2012-2016

De acuerdo con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en su publicación anual World Oil Outlook 2012 (WOO 2012), se destaca un continuo cambio en la capacidad de refinación en algunos países en desarrollo, especialmente en Asia y el Medio Oriente. Cabe mencionar que hasta mediados de 2011, la tendencia en adiciones de capacidad se centró en Asia, Estados Unidos, Europa y Japón. Por otra parte, las adiciones de capacidad en los países industrializados se han limitado debido a los cierres ocasionales o temporales de refinerías y en algunos casos se han cerrado permanentemente mientras son vendidas. Para la segunda mitad de 2011, la capacidad de refinación en las regiones de la OCDE se racionalizó, de tal manera que al finalizar 2011 los cierres de capacidad representaron 2.0 mmbd, mientras que para 2012 se estima que llegue a ser de 1.5 mmbd de capacidad de destilación cerrada

definitivamente. Por otro lado, también se tienen contemplados nuevos proyectos de refinación, principalmente en países en desarrollo, los cuales se centran principalmente en Asia, (véase Cuadro 1.11).

Para el periodo 2012-2016 se estiman que 7.2 mmbd de nueva capacidad de destilación se agregue al sistema de refinación mundial. La mayor parte de esta nueva capacidad podría llevarse a cabo en Asia, principalmente en China e India, que en conjunto representan más del 40%, o 3,2 mmbd, de la capacidad adicional. Pese a la rápida expansión en capacidad de la India, se espera que en el mediano plazo disminuya el impacto de la política fiscal de ese país que por el momento favorece a la expansión de la refinación. Mientras que China las inversiones en capacidad de refinación son en su mayoría impulsadas por el crecimiento de la demanda interna.

Cuadro 1.11
Ampliaciones de capacidad de destilación de proyectos existentes, por región
(millones de barriles diarios)

	Estados Unidos y Canadá	América Latina	África	Europa	Ex URSS	Medio Oriente	China	Asia Pacífico	Mundial
2012	0.07	0.01	0.01	0.00	0.22	0.06	0.62	0.33	1.31
2013	0.33	0.14	0.01	0.03	0.11	0.59	0.22	0.33	1.76
2014	0.09	0.41	0.05	0.00	0.06	0.34	0.51	0.15	1.60
2015	0.02	0.08	0.03	0.00	0.12	0.51	0.48	0.14	1.37
2016	0.01	0.17	0.20	0.00	0.03	0.30	0.38	0.07	1.15
2012-2016	0.51	0.79	0.29	0.03	0.54	1.79	2.20	1.03	7.18

Fuente: Elaborado por SENER con información de World Oil Outlook 2012, OPEP.

Por región, se estima que de 2012 a 2016, los nuevos proyectos de capacidad de destilación en Asia Pacífico sumarán 2.2 mmbd. Estos proyectos se realizarán principalmente en China, los cuales consisten en ampliaciones de plantas existentes por parte de compañías petroleras chinas. Además de los proyectos de expansión planeados en este país, estas empresas están buscando cooperación con otros países productores de petróleo. Otra forma de lograr una mayor adición de capacidad es mediante la expansión de pequeñas refinerías independientes, que actualmente representan más de 2.0 mmbd de capacidad en China[24]. Otro país de esta región en mostrar una importante expansión de capacidad en el mediano plazo es la India. Recientemente este país ha construido grandes complejos de refinación, lo que lo ha llevado a ocupar un importante papel en el mercado mundial de refinación. Aún y cuando se prevé que su ritmo de expansión en el corto plazo se desacelere, sus proyectos significarán una importante adición de capacidad de proceso.

Entre 2012 y 2016, la capacidad de refinación adicionada en Medio Oriente se estima en 1.8 mmbd, con un aumento en la demanda de 0.6 mmbd. Se considera que la mayor parte de esta capacidad provendrá de proyectos de la misma región. Los proyectos más probables de realizarse en el mediano plazo se ubican en Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos, en donde cada uno adicionará 400 mmbd de capacidad al 2016 mediante las refinerías de Jubail y Yanbu. También existen ampliaciones de las plantas existentes en algunos países de la región, por ejemplo en Irak, Irán y Arabia Saudita, país que planea construir una nueva refinería.

[24] En abril de 2011, la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (CNDR), lanzó el Catálogo Guía para el ajuste de la estructura industrial en donde se establece que a partir del 1 de junio de 2011, China cerrará todas las unidades de destilación de crudo con una capacidad anual menor a 2 millones de toneladas métricas (40.000 mmbd) a finales de 2013. Esta regulación podría afectar a alrededor del 80 % de las refinerías independientes en China, incluyendo todas las pequeñas refinerías independientes, las cuales están optando por ampliarse con el fin de superar el volumen establecido.

Durante el periodo 2012-2016, se espera que tanto el aumento en el volumen de la demanda como la nueva capacidad de destilación de petróleo en Latinoamérica sean similares, 0.8 mmbd, lo que indica que los productos refinados serán producidos y demandados en la misma región. La nueva capacidad se incrementará en varios países de la región, pero la mayor contribución provendrá de Brasil, considerando que la política de expansión de la industria de refinación nacional está en línea con el aumento de la producción de petróleo. Sin embargo, la probabilidad de que se realice esta nueva capacidad se contempla a finales o después del mediano plazo. Respecto de México, después de la inauguración de la ampliación de capacidad de la refinería en Minatitlán en 2011 no se prevén nuevas adiciones de capacidad de destilación. De acuerdo con la última información, se estima que será en 2019 cuando inicie operaciones la nueva refinería en Tula. Sin embargo, la capacidad adicional en esta región será el resultado de varios proyectos de expansión en otros países, como Colombia, en donde Ecopetrol está ampliando sus refinerías las cuales en conjunto sumarán 0.16 mbd de capacidad de destilación combinada. También se espera que se realicen proyectos de expansión de las refinerías existentes en Venezuela, Ecuador y Cuba.

Las adiciones de capacidad en Rusia y otros países de la Ex URSS se han visto determinadas por varios factores, uno de ellos es que el aumento de la demanda a mediano plazo se estima relativamente baja, alrededor de 0.2 mmbd entre 2011 y 2016, por lo tanto, esta tendencia no ofrece un impulso suficientemente para nuevos proyectos, sobre todo porque las tasas de utilización de las refinerías existentes son relativamente bajas. A pesar de esto, se espera que las nuevas inversiones estén enfocadas en aumentar la capacidad de conversión para incrementar los rendimientos de productos ligeros e intermedios para satisfacer la demanda interna de gasolina y diésel, así como para su exportación. Con base en lo anterior, se prevé que la región añada 0.5 mmbd de nueva capacidad de destilación de petróleo para el 2016, estos proyectos están dispersos en varias refinerías existentes en Rusia y Bielorrusia.

Respecto de la industria de refinación en Estados Unidos y Canadá, está experimentando un período caracterizado por una racionalización en la capacidad[25], sobre todo en las Costas Este y Oeste, así como por el crecimiento de la capacidad y la sustitución de combustibles, con una perspectiva de reducción de la demanda alrededor de 0.2 mmbd. Las adiciones de capacidad a medio plazo de los proyectos existentes representarán 0.5 mmbd, las cuales consistirán principalmente en la ampliación de las instalaciones existentes, a pesar de las propuestas de nuevas refinerías en los Estados Unidos y Canadá. Por otra parte, las tasas de utilización actuales en los Estados Unidos son relativamente bajas, lo que, combinado con el crecimiento de los suministros de petróleo locales, crea la posibilidad de mayores exportaciones de productos de la región.

Respecto de Europa, esta región enfrenta el problema de exceso de capacidad, por lo que la inversión en destilación de petróleo se limita a ampliaciones de refinerías. Además de esto, hay varios proyectos de mejora sobre todo en el Sur y Este de Europa, orientados a aumentar la producción de diésel mediante la adición de unidades de hidro-craqueo, así como de proyectos de hidrotratamiento, vinculados al cumplimiento de las especificaciones de calidad de productos respecto al contenido de azufre. En contraste con estas adiciones de proyectos menores, hay una serie de refinerías, principalmente en Europa Occidental, que ya están a la venta, o siendo convertidas a terminales de almacenamiento.

Por último, África es la región donde las perspectivas para la industria de refinación son más difíciles de evaluar. Ciertamente, hay una necesidad de una mayor capacidad de refinación, especialmente en los países muy poblados como Nigeria, Egipto, Kenia, Uganda y Etiopía, sin

[25] Los cierres de refinerías ya sea temporal o permanente representan aproximadamente 1.0 mmbd.

embargo, parecen ser pocos los proyectos con probabilidad de realizarse en los próximos cinco años, así que al 2016 la nueva capacidad de destilación disponible se estima en 0.3 mmbd.

Adiciones de capacidad de conversión y desulfuración

Además de la capacidad de destilación de petróleo, también es importante evaluar la ampliación de unidades de proceso secundarias. Cabe mencionar que la importancia de estos procesos ha ido en aumento con una tendencia cada vez más estricta hacia la obtención de productos más ligeros con mejores especificaciones de calidad. También debe considerarse que los proyectos de adiciones a los procesos de refinación secundaria se realizarán a través de pequeñas mejoras en las instalaciones existentes. En cuanto a la capacidad de conversión, la tendencia histórica muestra una mayor participación de la demanda de productos ligeros e intermedios, especialmente diésel, lo que ha dado lugar a una mayor proporción[26] de las adiciones de capacidad de conversión en comparación con las unidades de destilación.

En lo que respecta a los procesos de eliminación de azufre, las especificaciones más estrictas sobre el contenido de azufre en los países de la OCDE y en varios países en desarrollo, han obligado a una expansión de la capacidad de hidrotratamiento. En este sentido, se espera que en 2016 el total de las adiciones de capacidad de este proceso alcance alrededor del 85% de los de las unidades de destilación.

Por tipo de proceso, las adiciones globales de conversión se estiman en 4.7 mmbd para el período 2012-2016. La mayor parte de esta capacidad se realizará mediante unidades de hidrocraqueo, 2.0 mmbd, seguido de unidades coquizadoras, 1.5 mmbd y unidades de craqueo catalítico fluidizado (FCC) con 1.2 mmbd. La mayoría de las nuevas unidades de hidrocraqueo se construirán en Asia, en donde el crecimiento de la demanda de diésel es mayor. Por su parte, las adiciones de coquización están orientadas a mejorar el proceso del petróleo pesado y por lo tanto están presentes sobre todo en Latinoamérica, Estados Unidos y Canadá. Respecto de las adiciones de FCC, estas se encuentran principalmente en las regiones en desarrollo, en donde hay un crecimiento en la demanda de gasolina, (véase Cuadro 1.12).

[26] Esta proporción está en el rango de 40-50 %, sin embargo, para el período de 2012-2016 se estima alrededor de 65 %.

Cuadro 1.12
Adiciones por expansión en capacidad de refinación de diferentes procesos secundarios
(millones de barriles diarios)

Por año			
	Conversión	Desulfuración	Reformación catalítica
2012	1.1	1.4	0.3
2013	1.2	1.5	0.5
2014	1.0	1.3	0.3
2015	0.8	1.1	0.3
2016	0.6	1.0	0.2

Por región (al 2016)			
	Conversión	Desulfuración	Reformación catalítica
Norteamérica[a]	0.5	0.3	0.2
Latinoamérica[b]	0.6	0.8	0.2
África	0.2	0.3	0.1
Europa	0.3	0.1	0.0
Ex-URSS	0.5	0.5	0.1
Medio Oriente	0.9	1.4	0.4
China	1.0	1.7	0.4
Otros países de Asia	0.6	1.1	0.3
Total Mundial	4.7	6.2	1.7

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo de cifras.
[a] No se incluye México.
[b] Se incluye México.
Fuente: Elaborado por SENER con información de World Oil Outlook 2012, OPEC.

En el período 2012-2016, la capacidad de desulfuración se incrementará en 6.2 mmbd. La mayor parte de esta nueva capacidad se realizará en Asia con 2,8 mmbd, Medio Oriente y América Latina con 1.4 mmbd y 0.8 mmbd, respectivamente. Esto refleja las tendencias recientes hacia productos más limpios dentro de estas regiones, y también un esfuerzo por ofrecer a sus clientes potenciales productos de bajo contenido de azufre. El resto de las adiciones de capacidad están distribuidos en América del Norte con 0.3 mmbd, África con 0.3 mmbd y Europa con 0.1 mmbd.

Hay una última categoría de adiciones de capacidad. Comúnmente se hace referencia a esta categoría como unidades de octano, la cual se refiere a la calidad de la gasolina. Por lo general, se compone de reformación catalítica, isomerización y procesos de alquilación. Las proyecciones indican que alrededor de 1.7 mmbd de estos procesos se agregarán al sistema mundial de refinación durante el período comprendido de 2012 a 2016. Esta capacidad se construirá principalmente en las regiones donde se espera que aumente la demanda de gasolina por ejemplo, en Asia, Medio Oriente, América Latina y el mercado de América del Norte.

Para un escenario comprendido de 2011-2035, la OPEP prevé que la demanda en las regiones industrializadas siga disminuyendo alrededor de 0.1 mmbd en un periodo 2012-2020 y a partir de 2025, acelere su reducción a 0.3 mmbd cada año. Por el contrario, en las regiones no pertenecientes a la OCDE, liderados por Asia[27], se estima que mostrarán un crecimiento promedio en la demanda de 1.2 mmbd hasta 2020 y 1.0 mmbd en 2025. Es de resaltar los

[27] Alrededor del 70 % del crecimiento de la demanda en estas regiones no industrializadas estará en Asia.

comportamientos en la demanda entre las principales regiones del mundo, así como el aumento del suministro de etanol en Estados Unidos están transformando la industria de la refinación[28], no sólo en este país sino en todo el mundo.

A largo plazo se prevé que continuarán los cierres continuos de refinerías en algunos países industrializados con bajos márgenes de refinación en un contexto de competencia internacional entre las refinerías de Estados Unidos, Europa y de nuevas refinerías de exportación en el Oriente Medio, India y, posiblemente Brasil por buscar mercados para sus productos.

Necesidades de capacidad de Inversión, 2011-2035

En 2035 se prevé que el total de adiciones de capacidad de destilación contempladas en proyectos firmes y nuevas adiciones sea de 14.9 mmbd; en el caso de las adiciones de los proyectos en firme, el 40% (6.0 mmbd) de estos se prevé entren en operación en 2015 y cerca del 50% (7.2 mmbd) en 2016. Para el resto de los periodos, el nivel promedio requerido de adición de capacidad se estima en 0.4 mmbd. Lo que significa que en la industria de la refinación se está dando un aumento de las adiciones de capacidad en el corto y mediano plazo, lo que se traduce en un ritmo mucho más lento de adiciones a partir de 2016 a 2035, (véase Cuadro 1.13).

En 2015, las adiciones totales de capacidad de destilación se ubicarán en 6.7 mmbd, muy por encima del aumento de la demanda proyectada de 4.0 mmbd en ese período. En 2020, esta situación comienza a invertirse y, a largo plazo, las adiciones de capacidad de refinación acumulada empiezan a ubicarse en torno al 75% del crecimiento de la demanda acumulada, debido a que se espera que el gas natural y biocombustibles, entre otros, cubran el 25% de la demanda. Es importante mencionar que del total de las adiciones de capacidad, alrededor del 70% se encuentran en las regiones de Medio Oriente y Asia Pacífico.

Cuadro 1.13
Incremento de la demanda global y ampliaciones de capacidad de destilación, 2011-2035
(millones de barriles diarios)

	Aumento de la demanda mundial	Adiciones de capacidad de detilación			
		Proyectos conocidos	Nuevas unidades	Total	Anualizado
2011-2015	4.0	6.0	0.7	6.7	1.7
2015-2020	5.1	1.2	0.7	1.9	0.4
2020-2025	4.0	0.0	2.0	2.0	0.4
2025-2030	3.3	0.0	2.2	2.2	0.4
2030-2035	3.2	0.0	2.1	2.1	0.4
	Aumento de la demanda mundial	Acumulado de adiciones de capacidad de detilación			
		Proyectos conocidos	Nuevas unidades	Total	Anualizado
2011-2015	4.0	6.0	0.7	6.7	1.7
2015-2020	9.1	7.2	1.4	8.6	1.0
2020-2025	13.1	7.2	3.4	10.5	0.8
2025-2030	16.4	7.2	5.6	12.8	0.7
2030-2035	19.5	7.2	7.7	14.9	0.6

Fuente: SENER con información de World Oil Outlook 2012, OPEP.

Por otro lado, se prevé que la demanda bruta de gasolina en Estados Unidos y Canadá disminuya gradualmente de 9.3 mmbd en 2010 a 8.4 mmbd en 2035. Como resultado de la

[28] La cual es medida a través de tasas de utilización, ampliaciones, cierres, inversiones, suministro de petróleo crudo frente al no convencional, la logística, el comercio y la economía.

disminución de la demanda regional[29], las refinerías estadounidenses necesitarán hacer ajustes progresivamente, aunque parte de la disminución se compensará con el aumento de las exportaciones de productos. Esta tendencia ya se está llevando a cabo, si se considera que a partir de 2011, Estados Unidos se convirtió en un exportador neto de productos, después de ser por muchos años dependiente de las importaciones de productos.

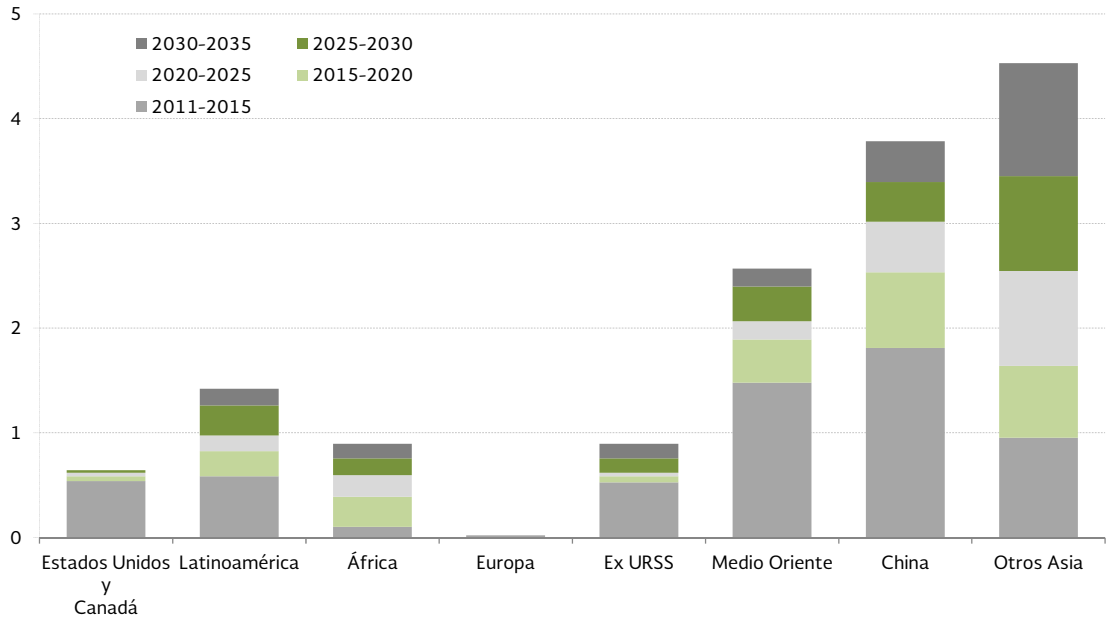
Es probable que el sector de refinación de Europa también experimente un descenso en las refinerías. En el período 2010-2035, se estima una disminución en la demanda alrededor de 2.5 mmbd y un aumento en el suministro de biocombustibles cerca de 1.2 mmbd. Esta situación refleja una reducción constante de la necesidad de productos refinados de petróleo por lo que se considera que no es necesario ampliar la capacidad de refinación más allá de los proyectos actuales durante el período 2011-2035. Al igual que en Europa, en los países del Pacífico OCDE, tampoco será necesario adicionar nueva capacidad de refinación, ya que se estima que se concrete una serie de cierres de refinerías en la región, sobre todo en Japón, donde se prevé una disminución de la demanda en combinación con un nuevo orden gubernamental que obligue a aumentar las tasas de rendimiento de combustibles de las refinerías.

En la Figura 1.15 se puede observar el contraste que existe en las tres principales regiones industrializadas en comparación con las regiones en desarrollo respecto a las perspectivas de adición de capacidad de destilación de petróleo requeridas en 2035. De hecho, se prevé que la gran mayoría de las ampliaciones de capacidad de refinación en 2035 se lleven a cabo en la región de Asia Pacífico y Medio Oriente, con 8.3 y 2.6 mmbd, respectivamente, de un total mundial de 14.9 mmbd.

Como ya se mencionó, las expansiones en Asia están planeadas de acuerdo con las estimaciones de la demanda de la región; en China e India es en donde se contempla el mayor número de expansiones entre 2011 y 2015, posterior a este periodo se proyecta que las adiciones de capacidad en China disminuirán gradualmente su velocidad, mientras que en otros países asiáticos, principalmente India, se espera impulsar y ampliar las adiciones de capacidad en 1.0 mmbd en cada período de cinco años.

[29] Es de considerarse que se estima un crecimiento en la tendencias de la oferta de etanol, al pasar de 0.3 mmbd en 2005 a 0.6 mmbd en 2008, para llegar a 1 mmbd en 2015 y 2.3 mmbd en 2035.

Figura 1.15
Ampliaciones de la capacidad de destilación de petróleo, 2011-2035
(millones de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de World Oil Outlook 2012, OPEP.

Para el periodo 2011-2035, las adiciones de capacidad de destilación en Medio Oriente se estiman en 2.6 mmbd. Se contempla que 1.5 mmbd provenga de proyectos que entren en funcionamiento 2015 y 1.1 mmbd entre 2016 y 2035, resultado del continuo crecimiento de su demanda, la cual se proyecta crezca 1.7% en dicho periodo. Respecto a las adiciones de capacidad requerida en Latinoamérica se proyectan en 1.4 mmbd en 2035, volumen muy por debajo del crecimiento de la demanda prevista en este periodo, la cual se espera sea de 2.5 mmbd, derivado principalmente del crecimiento estimado de 0.9 mmbd para los biocombustibles en la región, dominada por Brasil.

Respecto de la Ex URSS, se proyectan aumentos de la capacidad de destilación en 0.9 mmbd en 2035. Entre 2011 y 2015 se realizarán incrementos en las adiciones por más de 0.5 mmbd, asociados a la política fiscal por parte de Rusia y al establecimiento de mandatos para modernizar los centros de trabajo. Para el periodo 2016-2035, se prevén aumentos aproximados de 20.0 mbd cada año. Este periodo refleja un ritmo más lento de las adiciones de capacidad debido a la limitada demanda en Europa, ya que es el principal mercado para las exportaciones de productos rusos. Es importante mencionar que el relativo estancamiento en las necesidades de capacidad no necesariamente significa bajos requerimientos de inversión en la región, ya que parte de las instalaciones obsoletas requerirán reemplazos o inversiones sustanciales para la modernización, que también podría dar lugar a una mayor capacidad adicional. Por último, a pesar de estimarse un aumento en la demanda de productos refinados en África de 1,8 mmbd entre 2011 y 2035, las adiciones de expansión calculadas en la región serán modestas, 0.3 mmbd en 2016 y 0.9 mmbd en 2035, lo que representa aproximadamente la mitad del aumento de la demanda prevista.

Adiciones de capacidad conversión y desulfuración, 2011-2035

Como fue mencionado, la importancia de los procesos secundarios ha ido en aumento con una tendencia general hacia la obtención de productos más ligeros, cumpliendo con especificaciones de calidad más estrictas. En este sentido, todos los grandes proyectos a largo

plazo de las nuevas refinerías están diseñados con altos niveles de modernización de transformación secundaria[30]. También debe considerarse que muchas de estas instalaciones, están siendo diseñadas con una mayor capacidad para procesar petróleo pesado, de baja calidad, y a menudo con un alto número de ácido de crudos, así como para producir materias primas petroquímicas, tales como propileno y aromáticos. En conjunto, estos factores están conduciendo a altos niveles de adiciones de capacidad de procesamiento secundario, lo que se asocia a incrementos progresivos en las proporciones de la capacidad secundaria por barril de destilación.

En 2035, los requisitos de capacidad de conversión se estiman en 11.6 mmbd, esta proyección resalta el incremento del proceso de hidrocraqueo el cual es de 7.7 mmbd en este mismo año, ya que se considera como la principal opción para la producción de destilados. Por el contrario, las adiciones sustanciales recientes y actuales de capacidad de coquización, junto con la limitada exportación de crudos pesados y amargos en el medio plazo, están dando lugar a un excedente de coque, elevando con esto los costos de refinación. Así se tiene que las adiciones globales de capacidad de coquización en el periodo 2015 se prevén en 1.5 mmbd y para el periodo 2016-2035 se proyectan en 0.6 mmbd para totalizar en 2.1 mmbd de nueva capacidad necesaria en 2035, (véase Cuadro 1.14).

Las perspectivas para el craqueo catalítico son que adicione 1.8 mmbd en 2035, en donde se espera que dos tercios de los proyectos estén en funcionamiento en 2015. Por otra parte, se prevé que las proyecciones de hidrocraqueo desplazarán parcialmente craqueo catalítico en el tiempo como el principal medio para mejorar las materias primas gasóleos al vacío. De tal manera que de estimarse 2.0 mmbd en 2015 pasará a 4.7 mmbd de 2016 a 2030 para que finalmente se estime una incorporación global de 7.7 mmbd en 2035.

Cuadro 1.14
Requerimientos de capacidad global por proceso, 2011-2035
(millones de barriles diarios)

	Proyectos existentes	Requerimientos adicionales		Total de adiciones
	para 2015	para 2015	2015-2030	para 2035
Destilación de crudo	**6.0**	**0.7**	**8.2**	**14.9**
Conversión	**4.7**	**1.1**	**5.8**	**11.6**
Coquización/reducción de viscosidad	1.5	0.0	0.6	2.1
Craqueo catalítico	1.2	0.1	0.5	1.8
Hidrocraqueo	2	1.0	4.7	7.7
Desulfuración	**6.2**	**3.0**	**12.8**	**22**
Residuales de vacio	0.2	0.3	1.5	2.1
Destilados	4.5	2.2	8.8	15.5
Gasolinas	1.4	0.6	2.4	4.4
Unidades Octano	**1.7**	**1.3**	**2.5**	**5.4**
Reformación Catalítica	1.3	1.3	1.4	4.0
Alquilación	0.2	0.0	0.1	0.3
Isomerización	0.2	0.0	1.0	1.1

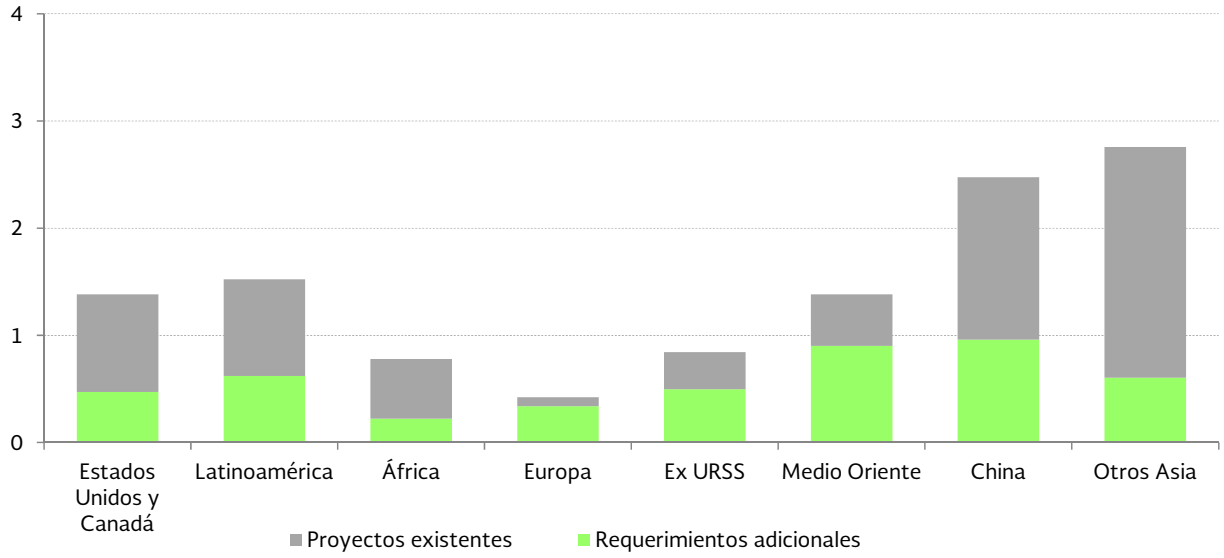
Fuente: SENER con información de World Oil Outlook 2012, OPEP.

Por regiones, en Asia-Pacífico se incorporarán las mayores expansiones de capacidad de conversión, es decir, más del 45%, lo que equivale a 5.0 mmbd del total de las futuras incorporaciones en el período 2011-2035; de este volumen, casi la mitad se realizará en China. Respecto de Latinoamérica, se estima un aumento significativo de 1.5 mmbd en donde

[30] Esto significa que tienen la capacidad de producir productos más limpios con altos rendimientos, es decir, pueden producir con las especificaciones más avanzadas como la norma Euro V.

la demanda de productos ligeros de la región se expande. Además, se prevén niveles similares de adiciones de conversión para la región de Estados Unidos y Canadá, impulsadas en parte por el crecimiento de la oferta de arenas bituminosas. A través de casi todas las regiones, las adiciones de capacidad de conversión a largo plazo se ven sesgadas, principalmente a una mayor capacidad de hidrocraqueo, (véase Figura 1.16).

Figura 1.16
Requerimientos de capacidad de conversión por región, 2011-2035
(millones de barriles diarios)



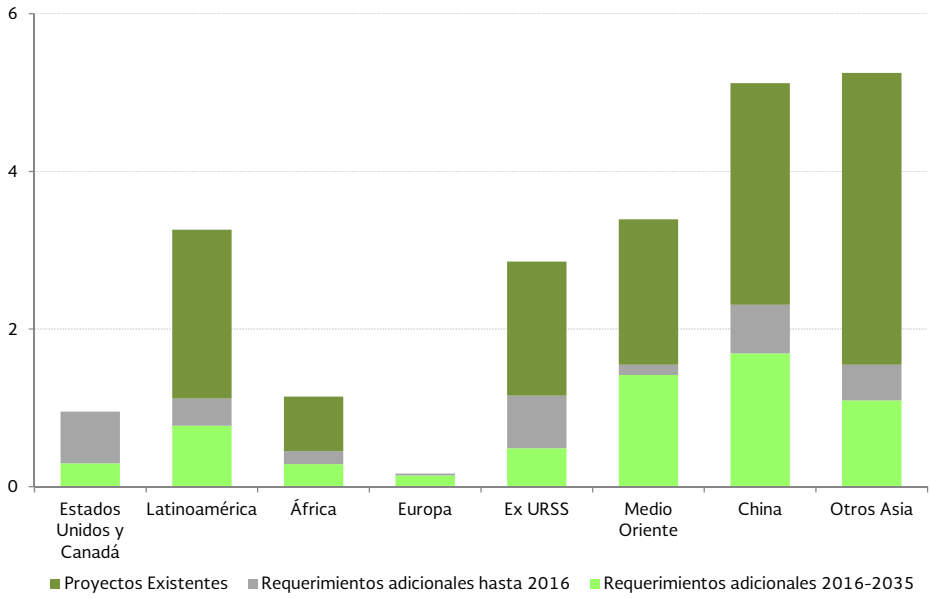
Fuente: SENER con información de World Oil Outlook 2012, OPEP.

Se estima que la capacidad adicional de desulfuración a nivel mundial será de 22 mmbd en 2035. Estas adiciones de capacidad secundaria permitirán reducir el contenido de azufre en los productos terminados, principalmente en las regiones no pertenecientes a la OCDE, en donde los estándares de contenido de azufre en sus combustibles son bajos[31].

La mayor parte de estas adiciones se estima que se realicen en Asia con 10.4 mmbd, Medio Oriente con 3,4 mmbd y Latinoamérica con 3.3 mmbd. También se prevén adiciones significativas en la Ex-Unión Soviética con 2.9 mmbd. En Estados Unidos, Canadá y Europa es en donde se realizarán las menores adiciones de este proceso, si se considera que casi todos los combustibles que demanda el sector ya cumplen con las normas de ultra bajo contenido de azufre, (véase Figura 1.17).

[31] Por lo general, se apegan a los estándares IV/V Euro III/ para desarrollar una capacidad de exportación que para satisfaga los estándares de ultra bajo contenido de azufre.

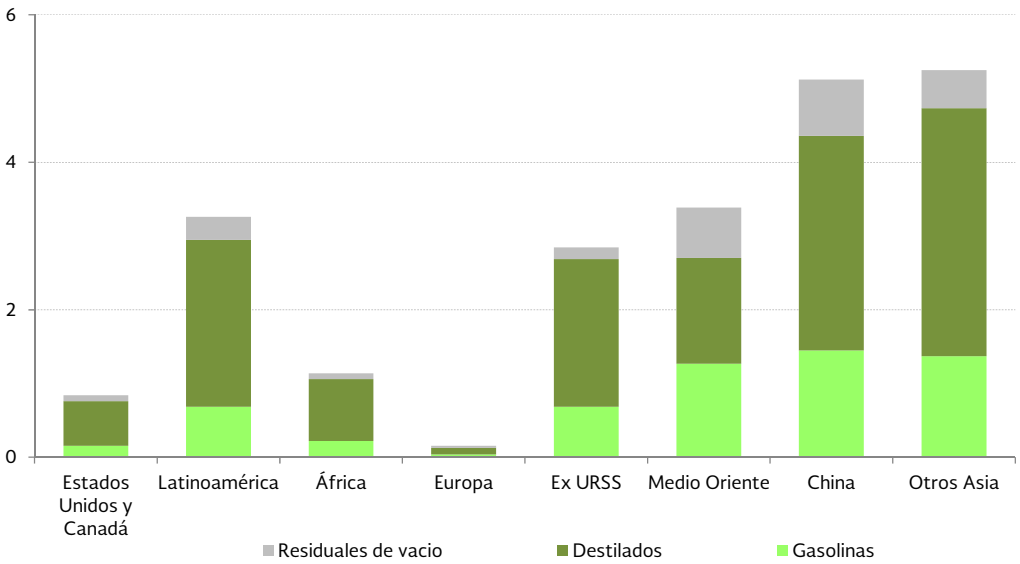
Figura 1.17
Requerimientos de capacidad de desulfuración por región, 2011-2035
(millones de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de World Oil Outlook 2012, OPEP.

Entre 2011 y 2035, más del 60% de las adiciones de capacidad global de desulfuración, es decir, 14 mmbd, se destinarán a la desulfuración de destilados intermedios, mientras que la mayor parte del resto será para la reducción de azufre en gasolina, que representa 6 mmbd. Por último, se estiman ampliaciones continuas de reformado catalítico y unidades de isomerización para totalizar una adicional global de 5.4 mmbd, (véase Figura 1.18).

Figura 1.18
Requerimientos de capacidad de desulfuración por combustible y región, 2011-2035
(millones de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de World Oil Outlook 2012, OPEP.

CAPÍTULO DOS. MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Este capítulo describe el marco regulatorio vigente para la industria petrolera nacional. Se mencionan los lineamientos constitucionales, de regulación e instrumentos jurídicos para las actividades relativas a la exploración, explotación, refinación y comercialización del petróleo y los productos derivados. Además, se muestra el papel del Estado a través de sus instituciones y de las empresas paraestatales en materia de hidrocarburos.

El objetivo es dar un panorama general de la estructura del sector petrolero, la legislación que lo sustenta y las directrices que regulan la cadena de valor para el aprovechamiento del petróleo y sus derivados.

2.1 Estructura del Sector Petrolero

La estructura de la industria petrolera está conformada por diferentes actividades, comenzando con aquellas relacionadas con la exploración. Esta fase comprende la realización de estudios geológicos, estudios gravimétricos, aplicación de sísmica de reflexión, perforación de pozos de exploración, entre otras, que permiten delimitar y evaluar la factibilidad y rentabilidad de los proyectos de explotación de hidrocarburos.

De forma muy resumida, una vez que un yacimiento se encuentra en etapa de producción, el petróleo que se obtiene es pre-tratado en el sitio de extracción, para remover la sal y derivados de azufre, en caso de ser necesario, y es transportado hacia las refinerías para su procesamiento, o a los puertos de embarque para su exportación. Para esta actividad es necesario contar con medios de transporte vía terrestre, marítima y por oleoductos. Hasta este punto, corresponde a PEMEX Exploración y Producción (PEP) la realización de estas actividades. La regulación, supervisión y evaluación de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos están a cargo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Su evolución y actuales atribuciones se abordan en el apartado 2.2.3 de este capítulo.

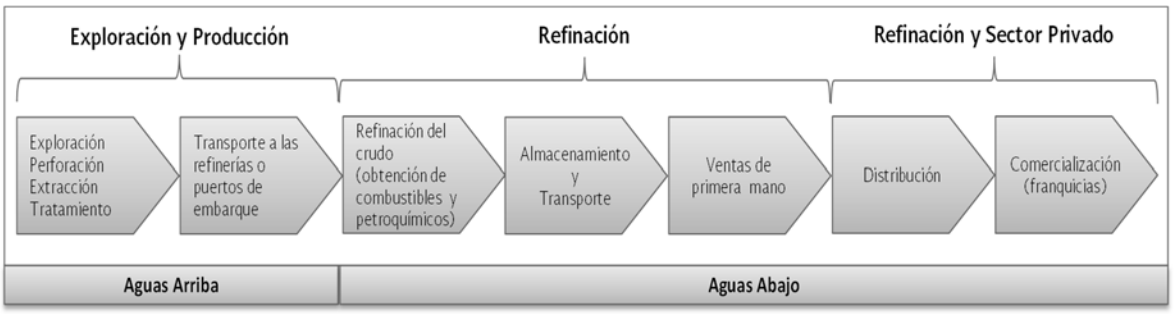
Una vez que el petróleo se encuentra en las refinerías, en donde PR tiene el derecho de propiedad, inicia su proceso para la obtención de petrolíferos y petroquímicos. Cabe señalar que esta etapa es intensiva en capital por los costos de infraestructura, ya sean derivadas de las reconfiguraciones o de nueva capacidad de refinación, los costos de producción, los insumos y aditivos.

Los productos obtenidos son transportados mediante poliductos, auto tanques, buque tanques y carro tanques (en el caso de los líquidos, que son la mayoría) a las terminales de almacenamiento y reparto (TAR); es aquí en donde se realizan las ventas de primera mano y se ceden los derechos de propiedad una vez realizada la venta, posteriormente se distribuyen los productos terminados por ruedas a las estaciones de servicio (franquicias) para su consumo final.

Todas las actividades que se encuentran entre el proceso de crudo y las ventas de primera mano, son actividades exclusivas de PEMEX Refinación (PR). La distribución y comercialización de petrolíferos se lleva a cabo en conjunto con el sector privado. Es mediante la Subdirección Comercial de PR, la cual tiene la función de administrar y controlar la comercialización de la producción del Sistema Nacional de Refinación (SNR), que se otorgan los contratos a

inversionistas para la instalación de franquicias, (véase Figura 2.1). La estructura y funcionamiento del SNR se describe en el Capítulo 3 de esta prospectiva.

Figura 2.1
Cadena de valor de la industria del petróleo y sus derivados



Fuente: Elaborado por SENER.

2.2 Las Atribuciones del Estado

Los principios fundamentales que rigen a la industria petrolera en México se encuentran en los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM). De éstos se derivan las Leyes Secundarias, Reglamentos, Directivas y Normas Oficiales Mexicanas que establecen la regulación a que deben sujetarse las actividades de exploración, explotación, refinación y comercialización del petróleo y demás hidrocarburos que se encuentran en yacimientos dentro del territorio nacional o en yacimientos transfronterizos.

El marco regulatorio básico de la industria petrolera, se conforma de los ordenamientos siguientes:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos;
- Tratados Internacionales;
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal;
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos;
- Ley de Petróleos Mexicanos;
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales;
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización;
- Ley de Planeación;
- Ley de Ingresos de la Federación (para el Ejercicio Fiscal correspondiente) ;
- Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria;
- Ley Federal de Derechos;
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público;
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas;
- Ley de Inversiones Extranjeras;
- Presupuesto de Egresos de la Federación (para el Ejercicio Fiscal correspondiente);
- Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;
- Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos;
- Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales;
- Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;
- Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria;
- Reglamento Interior de la Secretaría de Energía;

- Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos;
- Reglamento de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público;
- Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas;
- Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos;
- Normas Oficiales Mexicanas;
- Acuerdo que da a conocer los criterios para determinar los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que elabore Petróleos Mexicanos (PEMEX) ;
- Acuerdo por el que se establecen los lineamientos por los cuales la SENER supervisará el cumplimiento, implementación y ejecución de la Normatividad de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios, con relación con las condiciones de Seguridad Industrial;
- Acuerdo mediante el cual se integra el Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos;
- Disposiciones Administrativas de Contratación en materia de adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de PEMEX y Organismos Subsidiarios;
- Disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los Trabajos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos;
- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar PEMEX y sus Organismos Subsidiarios, para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas;
- Disposiciones administrativas de carácter general en materia de Asignaciones Petroleras;
- Disposiciones administrativas de carácter general en materia del proceso para la publicación y registro de las reservas de hidrocarburos del país;
- Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación;
- Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por PEMEX y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes;
- Lineamientos para la autorización de trabajos de perforación de pozos en las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos;
- Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los Organismos Subsidiarios de PEMEX.

El sector petrolero está integrado por organismos, instituciones y empresas paraestatales encargadas de dar cumplimiento a los estatutos constitucionales. En este sentido, se menciona en el Art. 25 Constitucional que el Estado debe garantizar el desarrollo nacional para que éste sea integral y sustentable, mediante el fomento del crecimiento económico, el empleo y la distribución más justa del ingreso. A su vez, debe fortalecer la soberanía y el régimen democrático al ser el encargado de la planeación, conducción, coordinación, orientación, regulación y fomento de la actividad económica nacional. Para esto, se establece que el sector público tendrá a su cargo el desarrollo de las áreas estratégicas, como es el caso de los hidrocarburos (Art. 28, párrafo cuarto), y mantendrá la propiedad y control sobre éstas, (véase Figura 2.2).

Figura 2.2
Marco Constitucional del Sector Petrolero

Fuente: Elaborado por SENER.

El Art. 27 Constitucional establece que corresponde originalmente a la Nación, la propiedad de los recursos naturales, tales como los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos; así como el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el Derecho Internacional, serán de dominio directo de la Nación. Asimismo se menciona que tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos.

Por su parte, el Art. 28 dicta que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en áreas estratégicas, entre las que se encuentra el petróleo y los demás hidrocarburos.

A raíz de la Reforma Energética de 2008[32], se realizaron modificaciones a la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo[33] las cuales se mencionan a continuación:

- Se definen como yacimientos transfronterizos, aquellos que se encuentren dentro de la jurisdicción nacional y tengan continuidad física fuera de ella, así como aquellos yacimientos o mantos fuera de la jurisdicción nacional, compartidos con otros países de acuerdo con los tratados en que México se parte o bajo lo dispuesto en la Convención sobre Derecho del Mar de las Naciones Unidas. Los yacimientos transfronterizos podrán ser explotados en los términos de los tratados en los que México sea parte, celebrados por el Presidente de la República y aprobados por la Cámara de Senadores.
- Se otorgarán exclusivamente a PEMEX y sus Organismos Subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petrolera.
- Las actividades de PEMEX y su participación en el mercado mundial se orientarán de acuerdo con los intereses nacionales, incluyendo los de seguridad energética del país, sustentabilidad de la plataforma anual de extracción de hidrocarburos, diversificación de mercados, incorporación del mayor valor agregado a sus productos, desarrollo de la planta productiva nacional y protección del medio ambiente. Esos criterios se incorporarán en la ENE.

[32] Publicada en el DOF 28 de noviembre de 2008.
[33] Tomando del Documento Puntos Relevantes de la Reforma Energética (CEPF/073/2008) del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la Cámara de Diputados. H. Congreso de la Unión.

- No podrá cederse la propiedad sobre los hidrocarburos, ni suscribir contratos de producción compartida u otro que comprometa porcentajes de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos o sus derivados, ni de las utilidades de la entidad contratante.
- Elimina la posibilidad de someterse a jurisdicciones extranjeras tratándose de controversias por contratos de obra y prestación de servicios en territorio nacional ni en zonas donde la Nación ejerce soberanía, jurisdicción o competencia.
- Señala que las personas que realicen alguna de las actividades contempladas en esta Ley, deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como entregar la información que les sean requeridas.
- Señala las obligaciones para PEMEX y sus Organismos Subsidiarios, tratándose de actividades que constituyen la industria petrolera y de ventas de primera mano.
- Especifica las obligaciones de los permisionarios y quienes vendan gasolina y demás combustibles líquidos producto de la refinación del petróleo directamente al público; así como las posibles sanciones aplicables por incumplimiento de obligaciones.
- Se contempla que, con base en los documentos e información requeridos a PEMEX y sus Organismos Subsidiarios, cuando alguna obra represente un peligro grave para las personas o sus bienes, la SENER, la CNH y la CRE, podrán ordenar medidas de seguridad que van desde suspender trabajos hasta ordenar el desmantelamiento de las instalaciones.

2.2.1 Secretaría de Energía

De acuerdo a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), en su Art. 26, se establece que para el despacho de los asuntos del orden administrativo, el Poder Ejecutivo de la Unión contará, entre otras dependencias, con la SENER, (véase Figura 2.3).

Figura 2.3
Estructura Legal de la Secretaría de Energía

Fuente: Elaborado por SENER.

En el Art. 33 de la LOAPF se menciona que corresponde a la SENER establecer y conducir la política energética del país, además de llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, y fijar las directrices económicas y sociales en materia del sector energético. También le corresponde programar la exploración, explotación y transformación de los hidrocarburos, así como otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para estas actividades, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la CNH. Asimismo, está facultada para aprobar los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que elabore PEMEX con base en los lineamientos de la política

energética y con apoyo en los dictámenes técnicos que emita la CNH, entre otras atribuciones establecidas en esta Ley.

Por su parte, la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, en su Art. 5º menciona que el Ejecutivo Federal, por conducto de la SENER, otorgará exclusivamente a PEMEX y sus Organismos Subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras. Además, el Art. 11 menciona que el Ejecutivo Federal, por conducto de la SENER, con la participación que corresponda a la CNH y a la LOAPF, establecerá en el ámbito de sus respectivas atribuciones y conforme a la legislación aplicable, la regulación de la industria petrolera y de las actividades a que se refiere esta Ley.

En correspondencia al Reglamento de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, se señala que la SENER determinará los principales proyectos de exploración y explotación con base en su participación porcentual en el portafolio de inversión o en su importancia estratégica.

2.2.2 Petróleos Mexicanos

Con fundamento en los Artículos 25, 27 y 28 de la CPEUM se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de noviembre de 2008, la Ley de Petróleos Mexicanos (LPM) la cual tiene como objeto regular la organización, el funcionamiento, el control y la rendición de cuentas de PEMEX, así como fijar las bases generales aplicables a sus Organismos Subsidiarios.

En consecuencia, el Art. 2º de la LPM, establece que el Estado realizará las actividades que le corresponden de manera exclusiva en el área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica, por conducto de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios de acuerdo con la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y sus reglamentos. Además, la SENER otorgará únicamente a este organismo y sus subsidiarias la asignación de áreas para la realización de estas actividades, (véase Figura 2.4).

De acuerdo a lo establecido en el Art. 3º de la LPM, PEMEX es un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto llevar a cabo la exploración, la explotación y las demás actividades estratégicas conforme a lo dispuesto en dicha Ley, la conducción central y dirección estratégica de la industria petrolera. Además, podrá contar con organismos descentralizados subsidiarios para llevar a cabo las actividades que abarca la industria petrolera.

Figura 2.4
Estructura Legal de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios

Fuente: Elaborado por SENER.

Con la Reforma Energética de 2008, PEMEX tiene la facultad de celebrar diferentes tipos de contrato. De acuerdo con los objetos del Artículo 5°, las subsidiarias podrán celebrar con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios y contratos manteniendo en exclusiva la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos, siendo esta la base legal de los actuales contratos incentivados celebrados por PEP con las empresas de servicios múltiples.

Con relación a los Organismos Subsidiarios, el Art. 6 de la LPM indica que éstos serán creados por el Titular del Ejecutivo Federal, teniendo por objeto llevar a cabo las actividades en las áreas estratégicas de la industria petrolera estatal.

En cuanto a la relación comercial entre PEMEX y los franquiciados, el Art. 14 Bis de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, menciona que la gasolina y los demás combustibles líquidos producto de la refinación del petróleo que se vendan directamente al público, a través de las estaciones de servicio, deberán distribuirse y expenderse o suministrarse sin alteración de conformidad con lo que establece dicha Ley y demás disposiciones aplicables. Además, estas estaciones operarán en el marco del contrato de franquicia u otros esquemas de comercialización que al efecto suscriban los Organismos Subsidiarios de PEMEX con personas físicas o sociedades mexicanas con cláusula de exclusión de extranjeros, de conformidad con la presente Ley y lo dispuesto por la Ley de Inversión Extranjera. En este mismo artículo, se menciona que las especificaciones de las gasolinas y otros combustibles líquidos serán establecidas por la SENER, conjuntamente con la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

En lo que corresponde a la inversión extranjera en Petróleos Mexicanos, el Art. 5 de la Ley de Inversión Extranjera (LIE), dicta que, están reservadas de manera exclusiva al Estado, las funciones que determinen las leyes en actividades estratégicas, como es el caso del petróleo y demás hidrocarburos. Por su parte, en el Art. 6° de la LIE menciona que no podrá participar directamente la inversión extranjera en las actividades y sociedades dedicadas a la comercialización al por menor de gasolina y distribución de gas licuado de petróleo; ni a través

de fideicomisos, convenios, pactos sociales o estatutarios, esquemas de piramidación, u otro mecanismo que les otorgue control o participación alguna; en consecuencia, estas actividades quedan reservadas de manera exclusiva a mexicanos o sociedades mexicanas con cláusula de exclusión de extranjeros. Seguidamente, el Art. 8º establece que se requiere resolución favorable de la Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras para que la participación extranjera participe en un porcentaje mayor al 49% en las actividades económicas y sociedades dedicadas a la construcción de ductos para el transporte de petróleo y sus derivados así como para la perforación de pozos petroleros y de gas.

2.2.3 Comisión Nacional de Hidrocarburos

En 2008 el Ejecutivo Federal propuso, como parte del paquete de iniciativas de reforma al sector energético, la instalación de un órgano desconcentrado de la SENER con autonomía técnica y operativa que se desempeñara como instrumento de apoyo a la industria petrolera. En este sentido, en noviembre de ese mismo año, se publicó en el DOF, la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCHN) y en mayo de 2009 quedó formalmente establecida la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

En términos de lo dispuesto en la LCNH, la CNH tiene como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno que se encuentren en mantos o yacimientos cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él. Asimismo, regula y supervisa las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos (Art. 2º), (véase Figura 2.5).

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNH deberá apegarse estrictamente a la política de hidrocarburos, a la Estrategia Nacional de Energía (ENE) y a los programas que emita la SENER.

De acuerdo al Reglamento de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la CNH aprobará el reporte de reservas que emita PEMEX e indica que con base en la referida información, la SENER registrará y dará a conocer las reservas de hidrocarburos.

Entre otras atribuciones, el Art. 4º establece que le corresponde a la CNH aportar los elementos técnicos para el diseño y definición de la política de hidrocarburos del país, así como la formulación de los programas sectoriales en materia de exploración y extracción de hidrocarburos conforme a los mecanismos establecidos por la SENER. También debe establecer las disposiciones técnicas aplicables a la exploración y extracción de hidrocarburos en el ámbito de su competencia y verificar su cumplimiento, además de fijar los lineamientos técnicos que deberán observarse en el diseño de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos escuchando la opinión de PEMEX.

Figura 2.5
Estructura Legal de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

Fuente: Elaborado por SENER.

Respecto a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, la CNH tiene la atribución de dictaminarlos técnicamente, así como establecer los mecanismos para la evaluación de su eficiencia operativa. También debe formular las propuestas técnicas para optimizar los factores de recuperación en los proyectos de extracción de hidrocarburos.

Asimismo, debe realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de reservas del petróleo, proponer a la SENER el establecimiento de zonas de reservas petroleras, expedir las Normas Oficiales Mexicanas del ámbito de su competencia en los términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización, así como establecer y llevar un Registro Petrolero.

Dichas atribuciones se reflejan en el Reglamento Interno de la CNH, publicado el 12 de junio de 2012 en el DOF[34], el cual abroga al publicado el 28 de agosto de 2009 y sus modificaciones, de manera que se establecen las bases para su funcionamiento, así como su organización y facultades de sus Comisionados y de sus funcionarios.

2.2.4 Comisión Reguladora de Energía

La CRE fue creada mediante Decreto Presidencial publicado en el DOF el 4 de octubre de 1993, entrando en vigor el 3 de enero de 1994. Posteriormente, seguido a la reforma estructural del sector gasista en 1994, fue aprobada por el Poder Legislativo la Ley de la CRE, misma que se publicó en el DOF en octubre de 1995.

El Art. 1° de la Ley de la CRE, establece que ésta será un órgano desconcentrado de la SENER y gozará de autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión en los términos de dicha Ley. Cabe mencionar que la CRE deberá promover el desarrollo eficiente de las actividades de ventas de primera mano, transporte y distribución de gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos que se realice por medio de ductos. De igual manera, aprobará y expedirá los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano, metodologías para la determinación de precios del gas, combustóleo y de los petroquímicos básicos, según lo estipulado en el Art. 2° y 3° de dicha Ley.

2.3 Sector Privado

Actualmente PEMEX y sus Organismos Subsidiarios mantienen relaciones comerciales con diversos actores del sector privado que les permiten realizar sus actividades y cumplir con sus responsabilidades dentro del marco legal vigente. En este apartado se mencionan las figuras

[34] Los principales cambios se dieron en las funciones del Órgano de Gobierno y en las atribuciones y responsabilidades del Presidente de la CNH, así como del Secretario Ejecutivo y de las Direcciones Generales.

legales que permiten este intercambio en las diferentes partes de la cadena productiva del sector.

Participación privada en aguas arriba (up-stream)

La prestación de servicios por parte de la iniciativa privada en la industria petrolera está contemplada en la Ley de Petróleos Mexicanos y en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Como parte de los principios de eficiencia y eficacia en el ejercicio del gasto público, el Artículo 50 de la Ley de PEMEX instruye a sus Organismos Subsidiarios a incrementar la participación de proveedores y contratistas nacionales en las obras, bienes y servicios que requiera esta industria, estando sujetos a las políticas y programas del Gobierno Federal.

Con la reforma de 2008 al sector energético, se publicaron las Disposiciones Administrativas de Contratación de PEMEX[35] (DACs). Estas DACS tienen por objeto regular las adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios tratándose de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo. También buscan generar mayor competitividad en las contrataciones de los proyectos para atraer, en las mejores condiciones, a proveedores y contratistas calificados[36]. Al inicio, el desarrollo de proyectos en este esquema evolucionó gradualmente con mínimos resultados, no obstante en la actualidad este tipo de contratos se aplica a la producción de crudo y gas en campos maduros[37].

Participación privada en aguas abajo (down-stream)

Siendo PEMEX el facultado para llevar a cabo la conducción central y la dirección estratégica de las actividades de la industria petrolera, también tiene el compromiso de abastecer el mercado interno de petrolíferos. Es mediante la Subdirección Comercial de PR que se realiza la planeación, administración, el control de la red comercial y la suscripción de contratos de venta de primera mano y franquicias, con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las estaciones de servicio.

Para que se pueda llevar a cabo la etapa de distribución y comercialización efectiva al menudeo de combustibles, se ha creado el Sistema de la Franquicia PEMEX, en el que participa la iniciativa privada nacional bajo los marcos regulatorios que se tienen establecidos.

Con la finalidad de tener una mayor regulación de los franquicitarios y distribuidores mayoristas de PEMEX, la SENER publicó en abril de 2010 y marzo de 2011 en el DOF las Disposiciones de venta de primera mano de petrolíferos y las Disposiciones para llevar a cabo la Distribución y Comercialización de Petrolíferos. Desde esa fecha se han actualizado los contratos comerciales de dichos franquicitarios y distribuidores mayoristas.

2.4 Política de Precios

En los últimos diez años, el precio del petróleo en el mercado internacional ha presentado variaciones al alza; asociado a la mayor demanda que han realizaron las economías emergentes. Como resultado de la crisis financiera internacional del año 2008, tanto las

[35] DOF 6 de enero de 2010 y Reformas: 10 de marzo de 2010 y 12 de marzo de 2012.
[36] Las DACS, constituyen el marco jurídico de observancia obligatoria en PEMEX y Organismos Subsidiarios y atienden a lo dispuesto en los artículos 53 de la LPM y el 48 de su Reglamento y son la guía de contratación para actividades sustantivas de carácter productivo
[37] Para una mayor conocimiento al respecto consultar: Ley de PEMEX (DOF 28 de noviembre de 2008), Reglamento de la Ley de PEMEX (DOF 4 de septiembre de 2009), Disposiciones Administrativas de Contratación (DOF 6 de enero de 2010 y Reformas: 10 de marzo de 2010 y 12 de marzo de 2012).

economías emergentes como en desarrollo presentaron una desaceleración, lo que ocasionó una baja en los precios del petróleo.

Actualmente, a nivel mundial se tiene poca confianza respecto al comportamiento de las principales economías, con relación a la volatilidad del precio internacional del petróleo y sus efectos sobre otros países. De ahí que, en México se tomen medidas para que no se vean afectadas las finanzas públicas, debido a la variación de los precios internacionales de referencia que inciden indirectamente sobre el Impuesto Especial sobre Productos y Servicios (IEPS) aplicable a los petrolíferos. Por ello, en 2009, el Gobierno Federal tomó la decisión de llevar a cabo una política de deslizamientos mensuales de los precios de las gasolinas y el diésel.

2.4.1 Precios y Subsidios

En México existe una política de precios regulados con fundamento en la CPEUM, en su Art. 28, párrafo tercero, establece en primer instancia que las leyes fijarán bases para que se señalen precios máximos a los artículos, materias o productos que se consideren necesarios para la economía nacional o el consumo popular, así como para imponer modalidades a la organización de la distribución de esos artículos, materias o productos a fin de evitar que intermediaciones innecesarias o excesivas provoquen insuficiencia en el abasto y el alza de precios. Además se menciona que la ley protegerá a los consumidores y propiciará su organización para el mejor cuidado de sus intereses.

Por otra parte, el Art. 31, fracción X, de la LOAPF señala que corresponde a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) establecer y revisar los precios y tarifas de los bienes y servicios de la Administración Pública Federal, o bien, las bases para fijarlos, escuchando a la Secretaría de Economía (SE) y con la participación de las dependencias que correspondan.

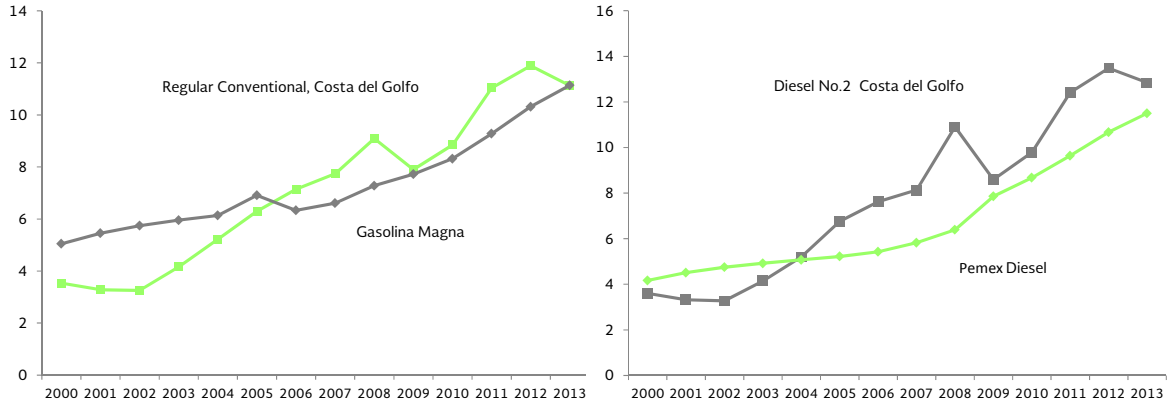
En este sentido, en México los precios al público de gasolinas y diésel son administrados por la SHCP y se publican con una periodicidad mensual. En su determinación se incorpora el precio al productor (incluye costos de los hidrocarburos y de refinación con base en los de sus referencias en Estados Unidos), precio de venta (administrado por la SHCP a través de impuestos y subsidios), ajustes de precio por calidad, manejo y servicio, así como flete y margen comercial.

En la Ley del IEPS, Art. 2. A, fracción I, se establece la tasa aplicable mensual para la enajenación de gasolinas o diésel que resulte para cada agencia de ventas de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios y las cuotas a la venta final al público en general en territorio nacional de estos combustibles. La tasa del IEPS es el elemento de corrección o ajuste entre el precio variable del mercado y el valor de venta al público, además de ser el gravamen que supone la recaudación (o pérdida) federal esperada por este concepto al inicio del ejercicio fiscal.

Además, la SHCP, mediante reglas de carácter general, dará a conocer los elementos para determinar los precios de referencia, los ajustes por calidad, los costos netos de transporte, el margen comercial y el costo de manejo a los expendios autorizados a que se refiere la fracción I del Art. 2.A. Asimismo, realizará mensualmente las operaciones aritméticas para el cálculo de las tasas aplicables para cada combustible y en cada agencia de ventas de PEMEX y las publicará en el DOF.

Ante un contexto internacional incierto y bajo el esquema mencionado, a partir de 2008 la SHCP comenzó a aplicar una política de ajustes graduales de los precios de gasolinas y diésel, con la finalidad de reducir los efectos de los precios en las finanzas públicas, que le representa una recaudación negativa del IEPS de estos combustibles, así como para equilibrar el valor de venta en el mercado interno con el externo, (véase Figura 2.6).

Figura 2.6
Comparativo del precio de la gasolina y diésel en los Estados Unidos y México
(Promedio anual)



Fuente: Elaborado por SENER con información de IEA, PEMEX y Banxico.

2.4.2 Base Tributaria

La base tributaria de PEMEX está compuesta por un conjunto de Leyes Federales y sus respectivos Reglamentos vigentes, así como Leyes Estatales, que dictan las obligaciones que constitucionalmente está obligada a cumplir. En la Ley de Ingresos de la Federación (LIF), cuya vigencia es anual, se publica el régimen fiscal al que se sujetan las entidades mencionadas en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

PEMEX está sujeto a una serie de gravámenes tales como el Derecho a la Extracción de Petróleo (DEP), Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP), Derecho sobre Hidrocarburos (DSH), IEPS y Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes. Cabe mencionar que PEMEX no está sujeto a pagar el Impuesto al Activo (IMPAC) ni al Impuesto Sobre la Renta (ISR), con excepción del ISR que tiene que pagar en su condición de retenedor junto con el Impuesto al Valor Agregado (IVA), además del impuesto a las exportaciones e importaciones. Estos últimos son gravados bajo las mismas condiciones que todos los contribuyentes.

Según la LIF para cada ejercicio fiscal correspondiente, PEMEX está sujeto a las siguientes obligaciones fiscales:

- Por concepto de DSH deberá realizar pagos diarios, incluyendo días inhábiles a lo largo del año. Adicionalmente un pago el primer día hábil de cada semana del ejercicio fiscal correspondiente.
- Por concepto de IEPS derivado de la enajenación de gasolinas y diésel anticipos diarios a cuenta, incluyendo días inhábiles, siempre y cuando el IEPS resulte positivo. El monto de los anticipos será fijado por la SHCP.
- Por concepto de IVA con pagos realizados a la Tesorería de la Federación mediante declaraciones que se presentan a más tardar el último día hábil del mes siguiente al que corresponde el pago.
- Por concepto de exportación cuando el ejecutivo federal establezca este impuesto con base en las facultades referidas en el Artículo 131 de la CPEUM. Estos serán determinados y pagados a más tardar el último día hábil del mes siguiente a aquel en que se efectúe la exportación.
- Por concepto de IRP equivalente al 30 por ciento sobre el rendimiento neto. A cuenta de este impuesto PEMEX deberá hacer pagos diarios, incluyendo los días

inhábiles. Además de un pago por cada día hábil de cada semana del ejercicio fiscal correspondiente.

- Por concepto de importación de mercancías que deberá pagarse ante la Tesorería de la Federación, a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquel en que se efectúe la importación.

Además de estas obligaciones, PEMEX se encuentra sujeta a otros impuestos federales, tales como el impuesto sobre vehículos nuevos, la tenencia, las contribuciones de mejoras en infraestructura, entre otros. En cuanto a los impuestos locales se tiene el impuesto sobre nóminas. Para mayor información del tema consultar la LIF para el ejercicio fiscal correspondiente en la página oficial de la SHCP.

Capítulo Tres. Mercado Nacional de Petróleo y Petrolíferos, 2002-2012

Este capítulo inicia considerando la situación histórica en el periodo 2002 a 2012 de la oferta nacional de petróleo por parte de PEP, en el cual se describe la distribución de las reservas totales de hidrocarburos, la exploración y producción de petróleo y la demanda del mismo.

En lo que corresponde a la distribución de reservas, se analiza el comportamiento de los últimos diez años de las reservas 1P (probadas), reservas 2P (probadas más probables) y las reservas totales 3P (probadas más probables más posibles) de hidrocarburos, las cuales incrementaron con respecto al año anterior en 1.6 puntos porcentuales. De aquí, se calcula la relación reserva/producción de las reservas 1P y 3P, las cuales son de 10.2 años y 32.9 años, respectivamente. Por otro lado, en la actividad exploratoria de PEP, se identificaron 37 pozos terminados de los cuales 28 se desarrollaron en cuencas terrestres, 2 en aguas someras y 7 en aguas profundas.

Por su parte, la producción de petróleo continuó en gradual declinación como resultado de la caída natural de la extracción en yacimientos maduros como Akal, que forma parte del activo Cantarell, factor que provocó una disminución en la comercialización para la exportación. Sin embargo, aunque los niveles de exportación se redujeron, la recaudación de los ingresos petroleros fueron beneficiados por la tendencia a la alza en el precio de la mezcla mexicana en los mercados internacionales, ubicándose por encima de 100 dólares por barril, en promedio durante 2012.

Con base en los aspectos citados, en este capítulo también se menciona la capacidad de refinación por tipo de proceso en el procesamiento de petróleo y el nivel de producción en el SNR. Se exponen los principales factores que incidieron en la elaboración de petrolíferos por centro de trabajo, permitiendo tener un panorama detallado de su evolución en los últimos diez años.

Se menciona la demanda de petrolíferos por sector, resaltando que el autotransporte fue el principal demandante de gasolinas, diésel y turbosina. Respecto al consumo del sector eléctrico, el gas natural continúa siendo el combustible de mayor uso para la generación, substituyendo a los petrolíferos como el combustóleo, coque de petróleo y diésel. Respecto a la demanda de petrolíferos en el sector industrial y de explotación de hidrocarburos, ésta disminuyó debido a que el consumo de gas natural ha crecido remplazando al combustóleo. Finalmente, se muestra la evolución de las importaciones y exportaciones de petrolíferos en el periodo comprendido de 2002 a 2012.

3.1 Oferta nacional de petróleo

3.1.1 Distribución de las reservas de hidrocarburos

Los recursos de hidrocarburos son los volúmenes que se estima existen naturalmente sobre o bajo la corteza terrestre, recuperables y no-recuperables, además de los volúmenes ya producidos. La estimación de recursos también incluye aquellos que hoy se denominan

convencionales y no-convencionales, y que se refieren a las prácticas extractivas que las empresas aún se encuentran en vías de dominar para producir los hidrocarburos a precios competitivos.

Los recursos son volúmenes estimados que potencialmente pueden encontrarse en acumulaciones ya identificadas o que pudieran descubrirse, referidos a condiciones de superficie. Estas evaluaciones tienen por objeto identificar aquellos volúmenes que potencialmente pudieran ser recuperados a través de proyectos comercialmente viables. Desde esta perspectiva, para fines de explotación, se distingue una categoría llamada "recursos contingentes" que son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero que los proyectos para recuperar esos recursos aún no están maduros para su desarrollo comercial a causa de distintas contingencias. Ejemplos de los obstáculos para su recuperación podrían ser la inexistencia de mercados, o la necesidad de contar con nuevas tecnologías, o la incertidumbre que aún exista sobre las características de los yacimientos y su viabilidad de explotación, por nombrar algunos.

La Recuperación Final Estimada (EUR), es un término que se aplica a las acumulaciones, descubiertas o por descubrirse, para definir las cantidades de petróleo potencialmente recuperables bajo criterios técnicos y comerciales predefinidos, además de los volúmenes producidos, que en suma conforman el Total de Recursos Recuperables o la Base Total de Recursos o la Dotación de Hidrocarburos. La suma de reservas, recursos contingentes, y recursos prospectivos se denomina "recursos recuperables remanentes" aunque esas cantidades no deben sumarse sin previamente considerar los riesgos técnicos y comerciales que delimitan cada clasificación. En particular, las "reservas" constituyen una parte de los recursos, es decir, son las acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables. Por ello, para considerarse como reservas, los recursos deben estar descubiertos, ser recuperables, comerciales, y remanentes, basados en proyectos de desarrollo identificables. Las reservas se sub-clasifican en función del nivel de certidumbre en las estimaciones de recuperación, en la madurez del proyecto y en su estado de desarrollo. Este nivel de certidumbre se usa para establecer la sub-clasificación de mayor uso: • Las Reservas Probadas son las cantidades de hidrocarburos que, con datos basados en las ciencias de la tierra y en la ingeniería, se estima que pueden ser comercialmente recuperables, con certeza razonable, a partir de una fecha establecida, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la certidumbre consiste en la expresión de un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, la certidumbre se expresa como la probabilidad igual o superior a 90% de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación:

• Las Reservas Probables son las reservas donde el análisis de los datos, basados en las ciencias de la tierra y en la ingeniería, indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probadas, pero más ciertas comparadas con las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas estimadas más las reservas probables (2P). Si se utilizan métodos probabilísticos, la certidumbre se expresa como la probabilidad igual o superior a 50% de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación de reservas 2P.

• Las Reservas Posibles son las reservas donde el análisis de datos en las ciencias de la tierra y en la ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas probadas más probables más posibles (3P),

que es equivalente al escenario de estimación alta. Si se utilizan métodos probabilísticos, la certidumbre se expresa como la probabilidad igual o superior a 10% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación de reservas 3P.

Para la actualización anual de las reservas remanentes de hidrocarburos en México, Petróleos Mexicanos utiliza definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones, denominadas SPE-PRMS, emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), el *World Petroleum Council* (WPC) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), organizaciones técnicas en las cuales México participa.

Al 1 de enero de 2013[38], México registró un nivel de reservas totales de hidrocarburos de 44.530 mmbpce, variando en 1.6% con respecto al año anterior. No obstante, el nivel de reservas en los últimos diez años ha sufrido un descenso presentando una tasa media de crecimiento anual de -0.8%; es decir, una reducción de 3,511 mmbpce en comparación a 2004.

Por tipo de fluido, el petróleo crudo es el que mantiene la mayor volumen de reservas, siendo de 69.2% del total en 2013, seguido del gas seco equivalente con 21.1%, los líquidos de planta con 9.0% y los condensados con 0.7%. Con respecto al año anterior, el gas seco equivalente presentó el mayor incremento en volumen, incorporando reservas de 471.1 mmbpce o 5.3% de tasa de crecimiento; le siguió el petróleo crudo con un incremento de 204.0 mmbpce o 0.7% de tasa de crecimiento y los líquidos de planta con 57.3 mmbpce o 1.4% de tasa de crecimiento. No obstante, el único rubro que presentó un retroceso en la incorporación de reservas fue el de condensados, con una tasa de crecimiento negativa de 10.8% respecto al año anterior; o una reducción de 39.7 mmbpce, (véase

[38] A partir de septiembre de 2009 los reportes de cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos deben ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Por su parte, la Secretaría de Energía debe registrar y dar a conocer las reservas aprobadas.

Cuadro 3.1).

La participación de las reservas totales de hidrocarburos[39] sumaron 31.1% a reservas probadas, 27.7% a reservas probables y 41.2% a reservas posibles. En este contexto, las reservas probadas (1P) alcanzaron 13,868 mmbpce, las reservas 2P (probadas + probables) 26,174 mmbpce, y las reservas posibles 18,356 mmbpce. Con relación al año anterior, se tuvo un incremento de reservas netas totales de 693 mmbpce (ver Figura 3.1). Cabe destacar que, por sexto año consecutivo, el volumen de reservas incorporadas por actividad exploratoria ha estado por arriba de 1,000 mmbpce; lo anterior significa que se ha incrementado la relación reservas-producción.

[39] Las reservas totales de hidrocarburos se refieren a reservas de aceite (crudo), condensados, líquidos de planta y gas seco equivalente.

Cuadro 3.1
Distribución de las reservas totales de hidrocarburos por tipo de fluido, 2002-2013 †
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

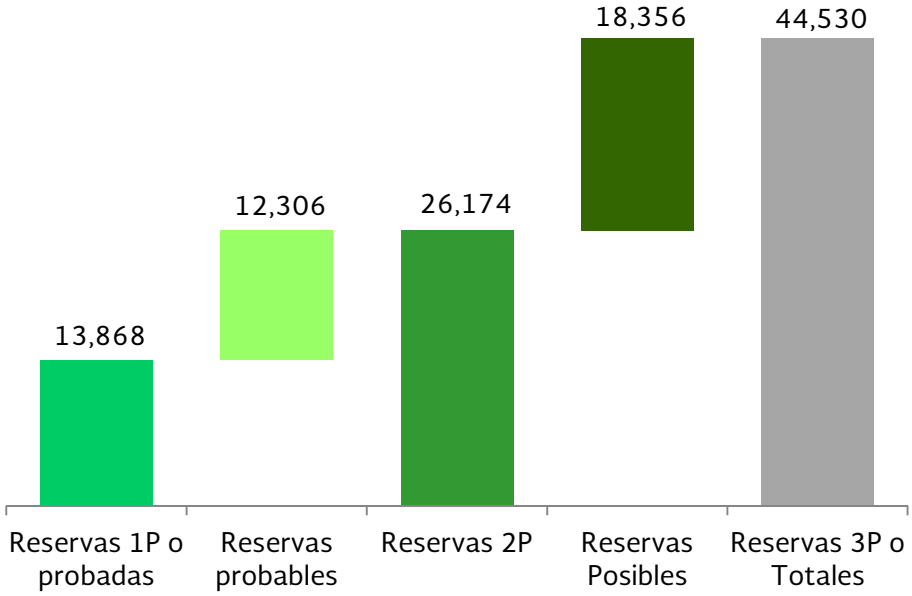
Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación 2013/201	tmca *
Total	**48,041**	**46,914**	**46,418**	**45,376**	**44,483**	**43,563**	**43,075**	**43,074**	**43,837**	**44,530**	**1.6**	**-0.8**
Aceite	34,389	33,312	33,093	31,909	31,212	30,930	30,497	30,560	30,613	30,817	0.7	-1.1
Condensado	792	835	863	941	879	562	417	294	368	328	-10.8	-8.8
Liquidos de planta	3,437	3,413	3,479	3,418	3,575	3,491	3,563	3,573	3,953	4,010	1.4	1.5
Gas seco equivalente	9,423	9,354	8,982	9,109	8,817	8,580	8,597	8,646	8,904	9,375	5.3	-0.1

† Reservas registradas al 31 de diciembre del año anterior de 2001 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2013.

* tasa media de crecimiento anual.

Fuente: PEMEX Exploración y Producción, y Libro de reservas de hidrocarburos, PEMEX (varios años).

Figura 3.1
Reservas remanentes totales de hidrocarburos en México, 2013†
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



† Cifras al 1 de enero de 2013.
Fuente: Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero de 2013, PEMEX.

Reservas 1P

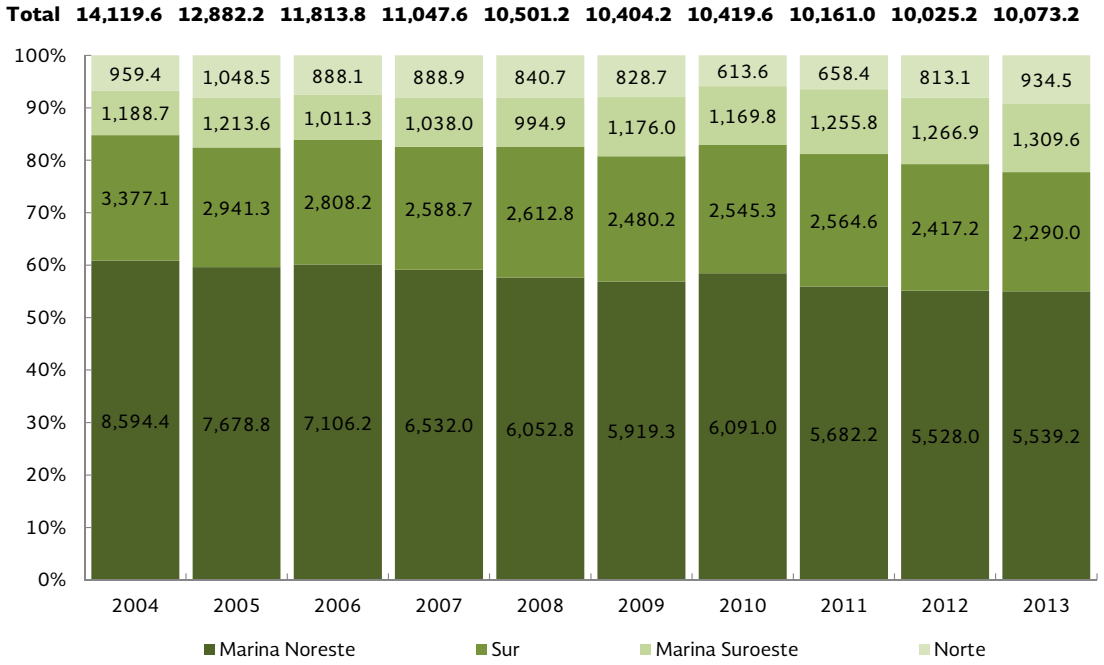
Las reservas probadas[40] (1P) son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación y se pueden clasificar como reservas desarrolladas y no desarrolladas; por tanto, las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas a futuro.

En lo que respecta a la cantidad de reservas 1P por calidad de petróleo, en el año 2013, 61% correspondió al petróleo pesado, seguido por 28.5% de petróleo ligero y 10.4% de petróleo súper-ligero. El único que ha presentado un incremento en sus reservas durante los últimos diez años es el petróleo súper-ligero, pasando de 817.9 mmb en 2004 a 1,053.9 mmbpce en

[40] De acuerdo a la SEC, las reservas probadas de hidrocarburos son aquellas cantidades de petróleo y gas, las cuales, por análisis de información de ingeniería y Geociencias, pueden ser estimadas económicamente producibles con razonable certeza, a partir de una fecha determinada, de yacimientos conocidos, y bajo condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes.

2013; o una tasa media de crecimiento de 2.8% durante el periodo. No obstante, tuvo un retroceso en sus reservas en el último año, el cual presentó un decremento de 5.4% con respecto al 2012. Por su parte, el petróleo ligero han presentado una declinación acelerada en lo últimos años, pasando de 13,301.7 mmb en 2004 a 9,019.3 mmb; o -4.3% de crecimiento medio anual para ambos crudos en dicho periodo. Como se mencionó, las reservas probadas están divididas en desarrolladas y no desarrolladas. Al 1 de enero de 2013 la cantidad de reservas 1P desarrolladas consistieron en 67% y el resto en no desarrolladas. De las reservas desarrolladas, 71% se ubicó en los complejos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez, así como en los campos Jujo-Tecominoacan, Ixtal, May, Tsimin, Costero, Caparroso-Pijije-Escuitle y Sen. Por su parte, las reservas no desarrolladas estuvieron comprendidas 51% por los complejos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y Antonio J. Bermúdez, así como en los campos Jujo-Tecominoacan, Tsimin, Ayatsil, Kayab, Xux y Pit.

Figura 3.2
Reservas probadas (1P) de petróleo crudo por región †
(millones de barriles)



† Reservas registradas al 31 de diciembre del año anterior de 2001 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2013.
Fuente: PEMEX Exploración y Producción, y Libro de reservas de hidrocarburos, PEMEX (varios años)

En particular, las reservas probadas de petróleo (aceite) alcanzaron los 10,073.2 mmbpce en 2013, por lo que incrementaron en 0.5% con respecto al año 2012. El mayor incremento se dio en la Región Norte con una diferencia de 121.4 mmbpce, seguido de la Región Marina Suroeste con 42.7 mbpce y la Región Marina Noroeste con 11.2 mmbpce, todas en comparación al año anterior. Por su parte, la región con mayor participación del total es la Región Marina Noroeste, participando con alrededor del 55% de las reservas totales de petróleo. Esta región ha presentado una acelerada declinación de reservas, pasando de 8,594.4 mmbpce en 2004 a 5,539.2 mmbpce en 2013; reducción de 35.5% en el periodo y una tasa media de crecimiento negativa de 3.8%. La declinación en esta región se debe a la maduración de sus campos, principalmente Cantarell, (véase Figura 3.2).

Reservas 2P

En cuanto a las reservas 2P, éstas corresponden a la suma de las reservas probadas más las probables. Al 1 de enero de 2013 las reservas 2P de petróleo presentaron un descenso de 0.5% con respecto al año 2012, es decir, 91.2 mmb. Durante el periodo 2004 a 2013, estas reservan disminuyeron 3.8% en promedio anual. Del total de las reservas 2P, 47% está conformado por reservas probables y 53% por reservas probadas.

Reservas Probables

En lo que refiere a las reservas probables de petróleo, en 2013 éstas contabilizaron 8,456.9 mmb, presentando una disminución de -1.0% con respecto a 2012. El mayor porcentaje de estas reservas se encuentran ubicadas en la Región Norte y Marina Noreste, con 42.9% y 35.3%, respectivamente. Asimismo la Región Marina Suroeste contribuye con el 14.6% y la Región Sur con 7.2%. Por su parte, la clasificación de reservas probables de petróleo de acuerdo a su densidad indican que en 2013 el 53% corresponden a petróleo pesado, 36.1% a petróleo ligero y 10.9% a petróleo súper-ligero. En lo relativo a la distribución regional de las reservas probables de petróleo pesado, 64.8% lo integra la Región Marina Noreste, 27.2% la Región Marina Norte y el 7.9% restante las regiones Sur y Marina Suroeste. De igual manera, las reservas probables de petróleo ligero, la Región Norte concentra la mayor cantidad con 66.7%, mientras que la Región Marina Suroeste contiene 22.4% y las regiones Marina Noreste y Sur 10.9% en su conjunto. Finalmente para las reservas probables de petróleo súper-ligero, 40.7% se ubican en la Región Norte, 31.5% en la Región Sur y 27.8% restante en la Región Marina Suroeste. Es importante destacar que 46% de las reservas probables se ubican en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) conocido como Chicontepec; asimismo las regiones marinas concentran el 43% de estas reservas, donde destacan los campos Akal, Balam, Ayatsil, Maloob, Kunah y Tsimin. En el año 2013, 46% de las reservas 2P se localizaron en la Región Noreste, 24.6 en la Región Norte, 15.6% en la Región Sureste y 13.7% restante en la Región Sur, (véase Figura 3.3).

Los descubrimientos más relevantes que se contabilizaron dentro de las reservas 2P de petróleo durante 2012 fueron los de la Región Marina Noreste con 69.5 mmb, la Región Sur con 69 mmb y la Región Norte con 49.1 mmb, haciendo un total de 187.6 mmb de petróleo.

En la Región Sureste, los pozos que incorporaron reservas 2P fueron: Jolote-101 (16.8 mmb); Ixtoc-22 (69.5 mmb); Navegante-1 (16.2 mmb); Sunuapa-401 (28.0 mmb) y Teotleco-101 (8.0 mmb). En lo que corresponde a la Región Norte, únicamente el pozo Bedel-1 incorporó reservas de petróleo.

Reservas 3P

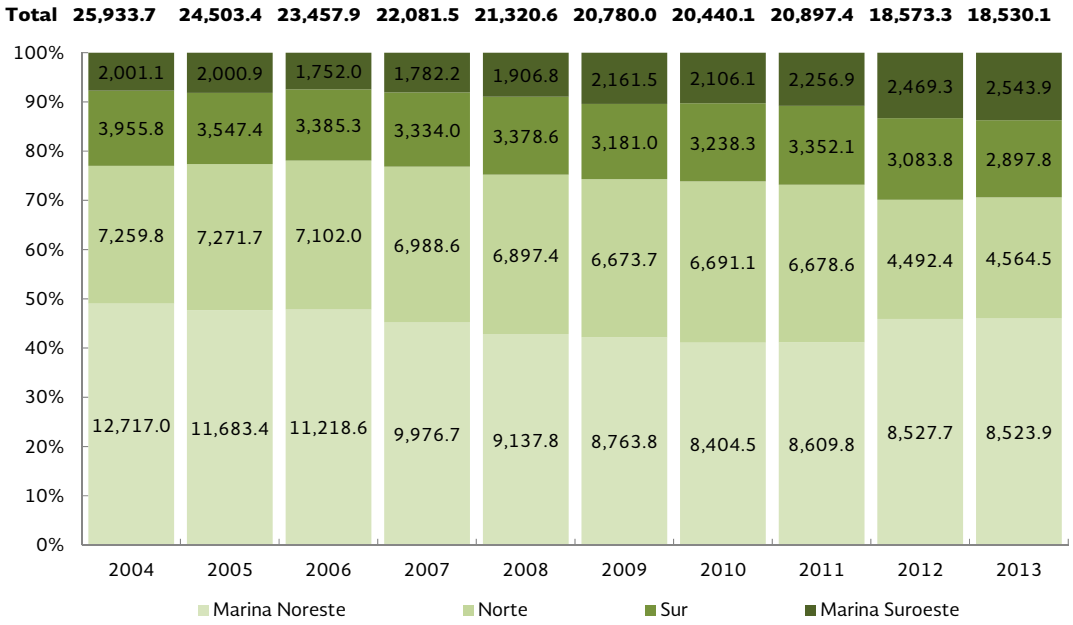
Las reservas remanentes totales, o 3P, son la suma de las reservas probadas (1P), las reservas probables y las reservar posibles, o la suma de las reservas 2P y las reservas posibles. Las reservas posibles son aquellas cuya información geológica y de ingeniería sugiere que su recuperación comercial es menos factible que la de las reservas probables[41].

En México, las reservas totales han presentado una declinación constante a lo largo de la última década, mostrando una tasa media de crecimiento anual negativa de 1.4 %. En contraste, a partir de 2011 presentaron una recuperación alcanzando los 44,530 millones de barriles de petróleo equivalente (mmbpce) [42] al 1º de enero de 2013; con un aumento de 692.7 mmbpce (o 1.6%) respecto a 2012. El resultado de este incremento del último año se

[41] De acuerdo con esta definición, cuando se utilizan métodos probabilistas para su evaluación, existirá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean igual o mayores que las reservas 3P.
[42] El total de estas reservas 3P contemplan petróleo, gas asociado y no asociado.

debió a las adiciones en las actividades de exploración que incorporaron 1,731.3 mmbpce y de las revisiones por comportamiento de la presión-producción o actualización de los modelos sísmico-geológico que incrementaron 510.3 mmbpce; valores que mitigaron las reducciones originadas por desarrollo de campos por 195.6 mmbpce y de la producción de 1,353.2 mmbpce. Del total de reservas en 2013, 69.2% pertenecen a reservas de petróleo, 21.1% a gas seco equivalente, 9.0% a líquidos de planta y 0.7% a condensados, (véase Cuadro 3.1).

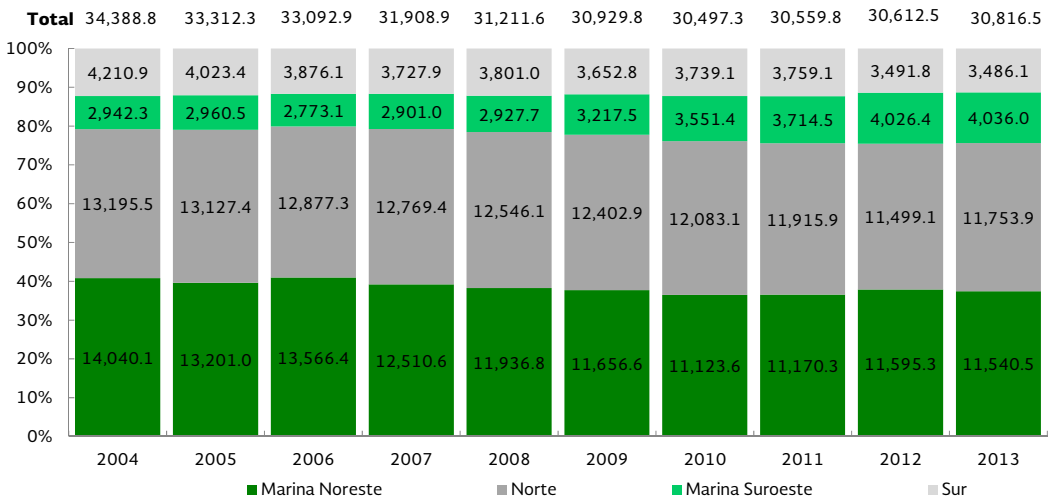
Figura 3.3
Reservas probadas + probables (2P) de petróleo crudo por región †
(millones de barriles)



† Reservas registradas al 31 de diciembre del año anterior de 2001 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2013.
Fuente: PEMEX Exploración y Producción, y Libro de reservas de hidrocarburos, PEMEX (varios años).

En lo que se refiere a las reservas 3P de petróleo, éstas alcanzaron un total de 30,816.5 millones de barriles (mmb) al 1 de enero de 2013. Estas reservas presentan una tasa media de crecimiento anual negativa de 1.2% correspondiente a los últimos diez años, sin embargo, durante los últimos cuatro años éstas han tenido un aumento moderado. Éste es el caso del aumento de reservas con respecto al último año, alcanzando un incremento de 0.5% en comparación a 2012, (véase Figura 3.4).

Figura 3.4
Reservas 3P de petróleo por región†
(millones de barriles)



† Reservas registradas al 31 de diciembre del año anterior de 2001 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2013.
Fuente: PEMEX Exploración y Producción, y Libro de reservas de hidrocarburos, PEMEX (varios años).

Del volumen total de las reservas 3P de petróleo, 38.1% corresponden a la Región Norte, 37.4% a la Región Mariana Noreste, 13.1% a la Región Sureste y el restante 11.3% a la Región Sur. Por tipo de reservas 3P de petróleo, en 2013 le correspondió 52.2% de petróleo pesado con 16,060.7 mmb, 35.1% de petróleo ligero con 10,812.6 mmb y 12.7% de petróleo súper-ligero con 3,895.2 mmb, (véase Cuadro 3.2).

Las reservas 3P por descubrimientos en 2012, se concentró principalmente en la Región Norte, donde se alcanzó 43.5% de la incorporación total nacional, destacando los descubrimientos realizados en al Activo de Producción Poza Rica-Altamira a través de los pozos Trión-1, Bedel-1 y Arbolero-1; éste último pozo, productor de gas de lutitas o yacimientos no convencionales. La Región Sur por su parte contribuyó con el 29.8% de la incorporación total, siendo los descubrimientos más importantes los realizados con los pozos Navegante-1 y Teotleco-101. Con el descubrimiento realizado con el pozo Kunah-1 (en aguas profundas), la Región Marina Suroeste aportó el 21.9%. Finalmente la Región Noreste contribuyó con 4.9%.

En lo que corresponde a las reservas posibles de petróleo, al 1 de enero de 2013, éstas alcanzaron 12,286.5 mmb. Por su parte, se estimó que 58.5% de estas reservas se ubicaron en la Región Norte, 24.6% en la Región Marina Noreste, 12.2% en la Región Marina Suroeste y el restante 4.8% en la Región Sur.

Cuadro 3.2
Composición de reservas de petróleo 1P, 2P y 3P. 2004-2013†
(millones de barriles)

Reserva	Tipo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación 2013/2012	tmca 2004-2013
1P	Pesado	9,086.5	8,198.3	7,557.4	7,009.4	6,545.7	6,381.4	6,482.5	6,150.5	6,118.1	6,151.2	0.5	-4.3
	Ligero	4,215.2	3,839.3	3,550.4	3,402.9	3,258.7	3,237.6	3,021.7	2,938.3	2,792.4	2,868.1	2.7	-4.3
	Superligero	817.9	844.6	706.0	635.3	696.9	785.2	915.3	1,072.2	1,114.7	1,053.9	-5.4	2.8
	Total	**14,119.6**	**12,882.2**	**11,813.8**	**11,047.6**	**10,501.2**	**10,404.2**	**10,419.6**	**10,161.0**	**10,025.2**	**10,073.2**	0.5	-3.8
2P	Pesado	14,961.6	13,923.4	14,332.3	13,136.9	12,276.5	11,783.5	11,194.2	11,388.4	10,739.4	10,604.0	-1.3	-3.8
	Ligero	8,836.8	8,316.4	7,442.1	7,218.7	7,207.2	6,883.7	6,816.2	6,828.5	5,704.4	5,843.0	2.4	-4.6
	Superligero	2,135.3	2,263.6	1,683.5	1,725.9	1,837.0	2,112.8	2,429.7	2,680.6	2,129.5	2,035.1	-4.4	-0.5
	Total	**25,933.7**	**24,503.4**	**23,457.9**	**22,081.5**	**21,320.6**	**20,780.0**	**20,440.1**	**20,897.4**	**18,573.3**	**18,482.1**	-0.5	-3.8
3P	Pesado	18,035.7	17,373.3	18,786.6	17,710.5	17,175.7	16,836.2	15,997.9	15,781.0	16,026.8	16,060.7	0.2	-1.3
	Ligero	12,932.6	12,472.2	11,523.2	11,317.7	11,166.2	10,948.1	10,763.2	10,534.2	10,797.8	10,812.6	0.1	-2.0
	Superligero	3,420.6	3,466.8	2,783.0	2,880.6	2,869.9	3,145.4	3,736.2	4,244.5	3,787.9	3,895.2	2.8	1.4
	Total	**34,388.9**	**33,312.2**	**33,093.0**	**31,908.8**	**31,211.6**	**30,929.8**	**30,497.3**	**30,559.8**	**30,612.5**	**30,768.5**	0.5	-1.2

† Reservas registradas al 31 de diciembre del año anterior de 2001 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2013.
Fuente: SENER con información de PEMEX Exploración y Producción, 2013.

Tasa de restitución 1P y 3P

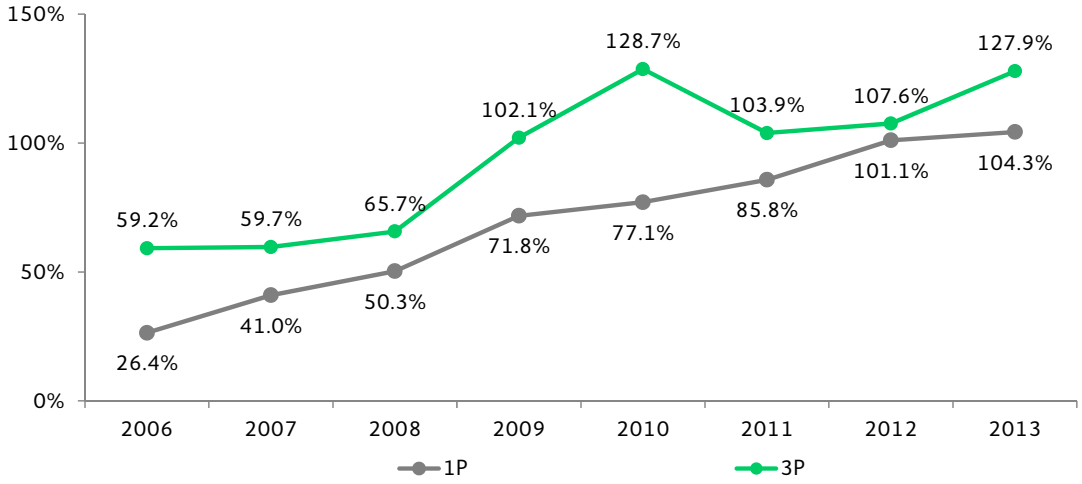
La tasa de restitución de reservas por descubrimientos indica la cantidad de hidrocarburos que se repone o incorpora por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado[43]. Por su parte, la tasa de restitución integral de reservas probadas equivale a la incorporación de reservas por descubrimientos, desarrollos, revisiones y delimitaciones.

En los últimos años, PEMEX ha logrado mantener una tendencia creciente en la tasa de restitución integral de reservas probadas de hidrocarburos, al pasar de 26.4% a 104.3% en el periodo 2006 a 2013. La tasa registrada al 1 de enero de 2013 implica que por segundo año consecutivo, PEMEX logró una reposición del inventario de reservas probadas superior a su producción de hidrocarburos; es decir, que el volumen de reservas equivalentes a 13,868 mmbpce permitió compensar cada barril producido durante 2012. Por su parte, la relación reserva-producción de las reservas probadas o 1P fue de 10.2 años, calculada con una producción de hidrocarburos de 1,353.2 mmbpce de 2012.

En cuanto a la tasa de restitución de las reservas de hidrocarburos 3P por descubrimientos fue de 127.9%, lo que presentó un incremento de 20.3 puntos porcentuales respecto al año anterior. La relación reserva-producción de las reservas 3P fue de 32.9 años, (véase Figura 3.5).

[43] La tasa de restitución es el cociente que resulta dividir los nuevos descubrimientos por producción durante un periodo de análisis y generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

Figura 3.5
Tasa de restitución de reservas de hidrocarburos. 2006-2013 †
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



† Reservas registradas al 31 de diciembre. del año anterior de 2001 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2013.
Fuente: Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX.

Los valores calculados por PEMEX son estimados bajo la suposición de una producción constante durante el mismo periodo, sin tomar en cuenta reclasificaciones e incorporaciones por descubrimientos futuros.

3.1.2 Exploración y Producción

La actividad exploratoria de hidrocarburos en la industria petrolera se dedica a la búsqueda e incorporación de reservas de petróleo y gas, por lo que sus resultados generan sostenibilidad en el largo plazo. Por esta razón, la industria petrolera busca reincorporar al menos toda la producción que se extrajo en dicho año al inventario anual de reservas, de tal manera que la relación reservas-producción permanezca constante.

En México, PEP es la encargada de desarrollar proyectos para maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de petróleo y gas. Sus actividades principales son la exploración y explotación del petróleo y el gas natural, su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización de primera mano.

Durante 2012, PEMEX presentó resultados favorables en las actividades de exploración y explotación, destacando así la conservación de la plataforma de producción de petróleo, el incremento en la producción de gas natural y condensados, así como el aumento en adquisición de información sísmica.

Actividad exploratoria de hidrocarburos

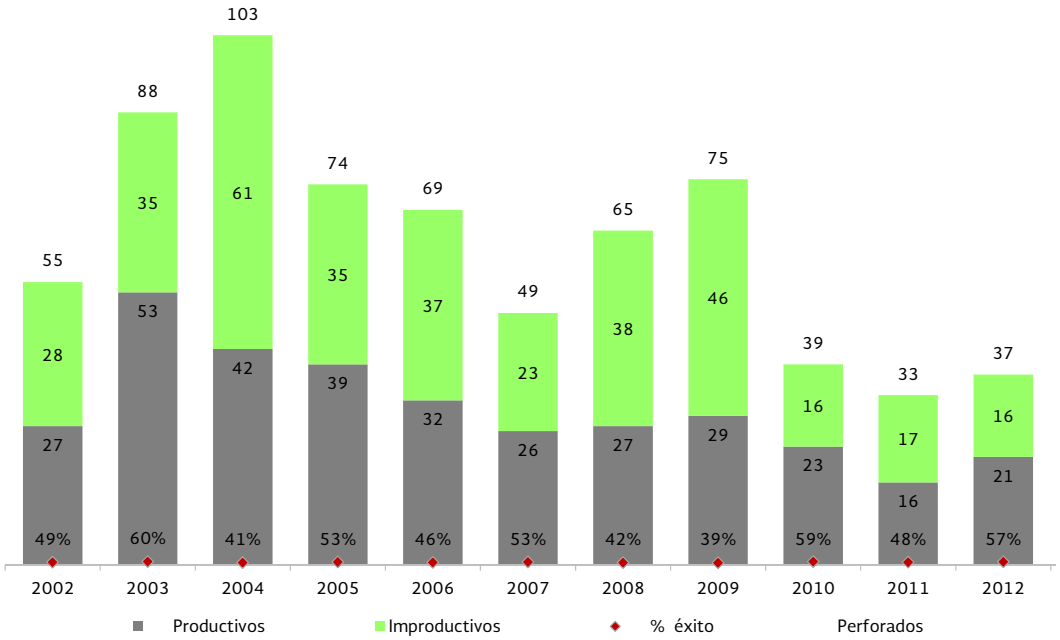
PEMEX ha presentado ventajas competitivas debido a la alta productividad de sus campos de producción. La experiencia ha identificado que la producción proveniente de estos recursos convencionales presenta una tendencia a declinar. Por su parte, PEMEX ha realizado esfuerzos para estabilizar la declinación de los yacimientos convencionales, así como a incorporar recursos no convencionales y nuevos descubrimientos además de adoptar métodos de recuperación secundaria y mejorada.

En lo que respecta a la exploración de hidrocarburos, ésta es un conjunto de actividades que difícilmente tiene similitud con otra en cuanto a la ejecución de los proyectos. En este sentido, las actividades de exploración petrolera tienen factores de éxito que pueden ir desde el 10%

hasta el 40% en el mejor de los casos. En el caso de México se han presentado factores de éxito superiores a aquellos del 40%, puesto que en 2012 se alcanzó el segundo mayor de los factores de éxito en lo que va de la última década, siendo de 57%, (véase Figura 3.6). Este factor se determina por la cantidad de pozos exploratorios productivos entre el total de pozos exploratorios terminados.

En 2012, PEP logró terminar 37 pozos de exploración, de los cuales 28 se desarrollaron en cuencas terrestres, 2 en aguas someras y 7 en aguas profundas. Del total de estos pozos terminados, 21 fueron productores (tres de gas seco, ocho de gas y condensados, dos de gas húmedo y ocho de petróleo y gas), así como 16 improductivos. Las actividades exploratorias se concentraron en la Región Norte, especialmente en el Activo Integral Burgos (15 pozos terminados). Por su parte, la Región Sur totalizó 4 pozos con éxito, la Región Marina Suroeste con 2 pozos exitosos y la Región Noreste sin pozos exitosos.

Figura 3.6
Pozos exploratorios perforados y porcentaje de éxito en PEMEX, 2002-2012
(Número)



Fuente: SENER con información de PEMEX Exploración y Producción, 2013.

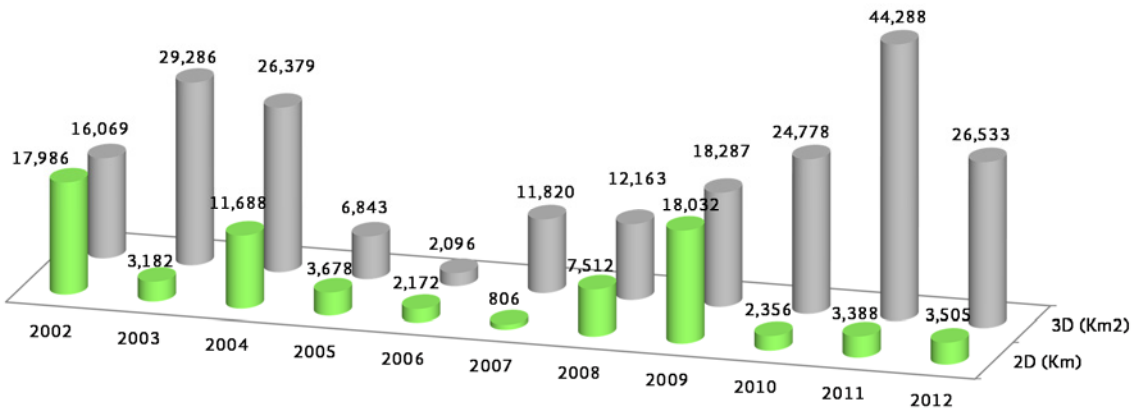
Durante la evaluación del potencial petrolero, se identifican, mapean y jerarquizan las áreas donde existen mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el subsuelo. Para eso es necesario realizar estudios de geología superficial, geoquímica, gravimetría y magnetometría, así como sísmica bidimensional (2D) y tridimensional (3D). Una vez que se identifican las reservas, éstas se incorporan por medio de la perforación de pozos en donde se han identificado oportunidades exploratorias, las cuales las cuales son detectadas con el apoyo de modelos geológicos, construidos por medio de la información de pozos perforados e información 2D y 3D. Posteriormente, se realiza la delimitación del yacimiento al dar certeza de los volúmenes de reservas de hidrocarburos descubiertos, lo que hace posible el proceso de conceptualización del desarrollo y de futuras exploraciones con mayor grado de certidumbre.

Durante las actividades de exploración en 2012 PEP, obtuvo 3,505 kilómetros de información sísmica 2D, 3.5% mayor que en 2011, ya que PEMEX adelantó el programa a fin de dar

prioridad a la prospección de localizaciones de gas de lutitas. En lo que respecta a exploración, la Cuenca de Burgos participó con 2,514 kilómetros y la cuenca del Sureste terrestre con 169 kilómetros. En cuanto al desarrollo de campos, la Cuenca Tampico-Misantla participó con 797 kilómetros y la Cuenca de Veracruz con 25 kilómetros.

Por otra parte, la adquisición de información sísmica 3D alcanzó 26,533 kilómetros cuadrados (km^2); presentando una reducción de 40.1% con respecto al año pasado, (ver Figura 3.7). Esto se debió a retrasos provocados por malas condiciones climatológicas. Asimismo, se realizaron levantamientos sísmicos en Sayab 3D además de adquirir mayores volúmenes de información sísmica provenientes del nuevo barco dedicado a aguas profundas. A pesar de lo anterior, existió una drástica reducción en el proyecto Golfo de México Profundo de alrededor de 22,863 km^2. Por otro lado, el proyecto Cuencas del Sureste incrementó en 3,139 km^2. En lo que respecta a la obtención de información de las distintas regiones, destacan la Región Norte con 21,313 km^2, de los cuales 93.9% fueron proyectos de exploración y 6.1% proyectos de desarrollo; asimismo la Región Marina Noreste con 3,525 km^2, 55.9% por parte de proyectos de desarrollo y 44.1% de proyectos de exploración.

Figura 3.7
Avances y adquisiciones de sísmica 2D y 3D en PEMEX Exploración y Producción, 2002-2012



Fuente: SENER con información de PEMEX Exploración y Producción, 2013

De la adquisición de sismología 3D correspondieron 17,028 km^2 a la actividad de evaluación del potencial petrolero de los cuales en la Cuenca Golfo de México Profundo se aplicaron 13,866 km^2 en el estudio Sayab 3D, 2,416 km^2 en el Tzumat 3D y 746 km^2 en el Centauro 3D.

Por lo que respecta a la incorporación de reservas, PEP adquirió en la Cuenca de Veracruz 956 km^2 para el estudio Loma Bonita Ixcatlán y 798 km^2 para el Mata Verde. Por su parte, la Cuenca Sureste Terrestre adquirió 327 km^2 en el estudio Remero Cocal 3D, mientras que se difirieron 105 km^2 del Ojual 3D Transicional. En la Cuenca Sureste Marino se adquirieron 1,114 km^2 para el estudio Tsimin-Tojual 3DTZ, 781 km^2 para el Yaxiltun Oriente 3D y 774 km^2 en el Takin 3D. En la Cuenca Burgos se alcanzaron 1,233 km^2 de nueva sísmica 3D en el estudio San Luis 3D. En resumen, el avance total alcanzado en la adquisición de incorporaciones presentó un incremento de 45.2% con respecto al año 2012.

En lo que concierne a la delimitación de yacimientos en 2012, de los 3,522 km2 adquiridos de sísmica 3D, 800 km^2 pertenecieron al estudio Miquetla-Miahuapan y 498 km^2 para el estudio Tres Hermanos 3D Norte; ambos dentro de la Cuenca Tampico-Misantla. En la Cuenca Sureste Terrestre se obtuvieron 204 km^2 para el estudio Tlacotalpa 3D Sur y 49 km^2 para el Samaria

Iride 3D HD. En la cuenca Sureste Marino se obtuvieron 1,971 km² para el estudio Ayatsil Tekel 3D.

Por otro lado, la cantidad de pozos durante 2012 fue de 1,290 perforados hasta el objetivo, lo que representan un incremento de 290 pozos con respecto al año anterior. Asimismo, se alcanzaron 1,238 pozos terminados, de los cuales 37 fueron exploratorios y 1,201 de desarrollo; el incremento en el número de pozos terminados con respecto al año anterior fue de 204, (véase Cuadro 3.3).

Cuadro 3.3
Perforación de pozos y explotación de campos, 2002-2012

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Pozos perforados [a]	447	653	733	759	672	615	822	1,490	994	1,000	1,290
Pozos terminados	459	593	727	742	656	659	729	1,150	1,303	1,034	1,238
Pozos exploratorios	55	88	103	74	69	49	65	75	39	33	37
Productivos	27	53	42	39	32	26	27	29	23	16	21
% éxito	49	60	41	53	46	53	42	39	59	48	57
Pozos de desarrollo [c]	404	505	624	668	587	610	664	1,075	1,264	1,001	1,201
Productivos	355	455	581	612	541	569	612	1,014	1,200	955	1,159
% éxito [d]	88	90	94	92	92	94	92	94	95	95	97
Equipos [e]	70	101	132	116	103	116	143	176	130	128	136
Equipos exploratorios	21	35	40	27	23	20	30	26	19	17	17
Equipos de desarrollo	50	66	92	88	80	96	113	150	111	111	119
Kilómetros perforados	1,186	1,763	2,106	2,004	1,858	1,798	2,199	3,770	2,532	2,494	3,007
Profundidad promedio por pozo (m	2,478	2,904	2,692	2,828	2,771	2,744	2,748	2,494	2,605	2,418	2,429
Campos descubiertos [g]	16	33	24	16	13	14	14	13	5	8	9
Aceite	2	11	8	3	2	4	6	6	2	2	2
Gas	14	22	16	13	11	10	8	7	3	6	7

[a]. Pozos perforados hasta el objetivo.
[b]. A partir de 2007, PEMEX-Exploración y Producción adopta la definición de Éxito Exploratorio Comercial.
[c]. No incluye la perforación de un pozo-escuela.
[d]. Excluye pozos inyectores.
[e]. Número de equipos promedio.
[f]. Se refiere a la profundidad promedio de los pozos perforados hasta el objetivo.
[g]. Incluye únicamente campos con reservas probadas. En 2007, fueron excluidos los campos Kibo-1 y Lalail-1, que aunque resultaron productores, no incorporan reservas probadas.
Fuente: Las reservas de hidrocarburos de México, 1 de enero de 2013, PEMEX.

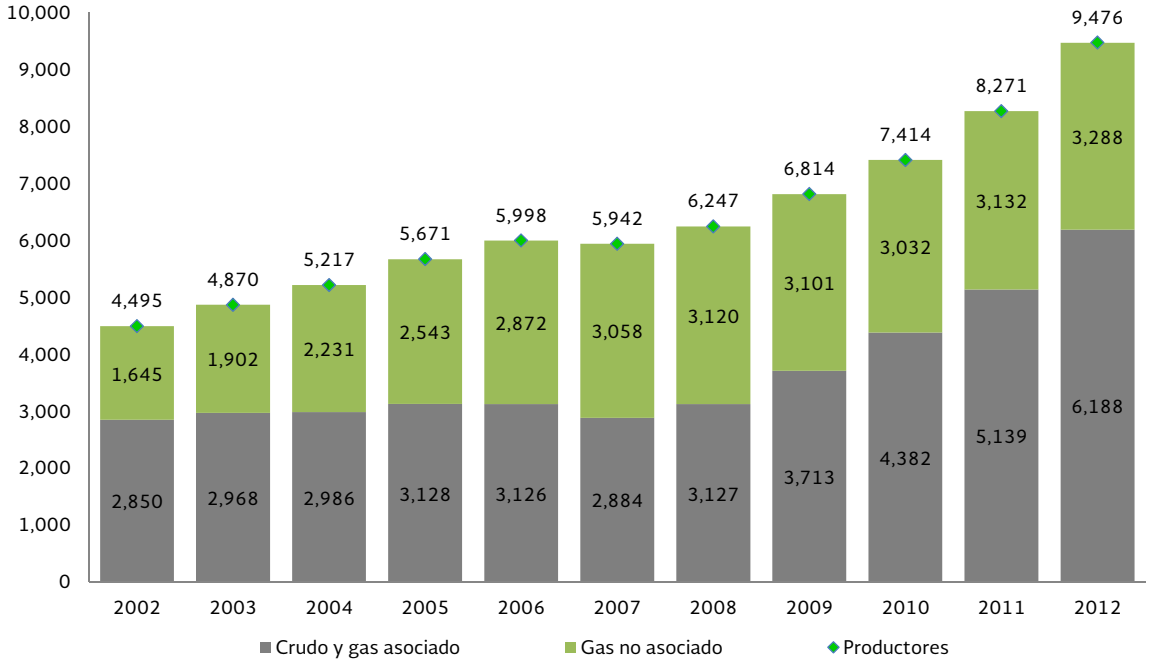
De los pozos de desarrollo, 1,159 pozos fueron productivos, 970 fueron de petróleo y 189 de gas. La Región Norte fue la que tuvo mayor cantidad de pozos en desarrollo, los cuales contabilizaron 901, sobre todo en los Activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos. Por su parte, la Región Sur registró 217 productivos y las Regiones Marinas 41 pozos productivos. En suma, el éxito alcanzado de los pozos de desarrollo fue de 97% en 2012; superior en 1.1% respecto al año anterior.

Por otro lado, la infraestructura con que cuenta PEP para la extracción de petróleo se encuentra a lo largo de sus cuatro regiones geográficas. Al cierre de 2012, la infraestructura más importante de PEP para la extracción de petróleo y gas fue de 9,476 pozos productores en operación, los cuales se componen de 6,188 pozos de petróleo y gas asociado, y 3,288 pozos de gas no asociado. Adicionalmente, existieron 206 pozos inyectores que se dedicaron a mantener la presión del yacimiento o para desplazar los fluidos que se encuentran en la formación hacia los pozos productores y que también operaron al cierre de 2012.

Como se observa en la Figura 3.8, existió un incremento importante en la cantidad de pozos productores entre 2011 y 2012, adicionando 1,205 pozos lo que corresponde a una tasa de

crecimiento de 14.6%. Se puede observar que el incremento de pozos en operación ha sido exponencial, por lo que ha presentado una tasa de crecimiento promedio anual de 6.8% en el periodo de 2002 a 2012. Un mayor incremento en los pozos de petróleo y gas asociado se presentó durante el periodo, adicionando 1,049 pozos o un 20.4% de crecimiento respecto al año anterior. De igual manera, existió un incremento en los pozos de gas no asociado, siendo de 156 pozos adicionales en el mismo periodo; o con una tasa de crecimiento de 5.0%.

Figura 3.8
Pozos productores en operación y por tipo, 2002-2012
(Número)

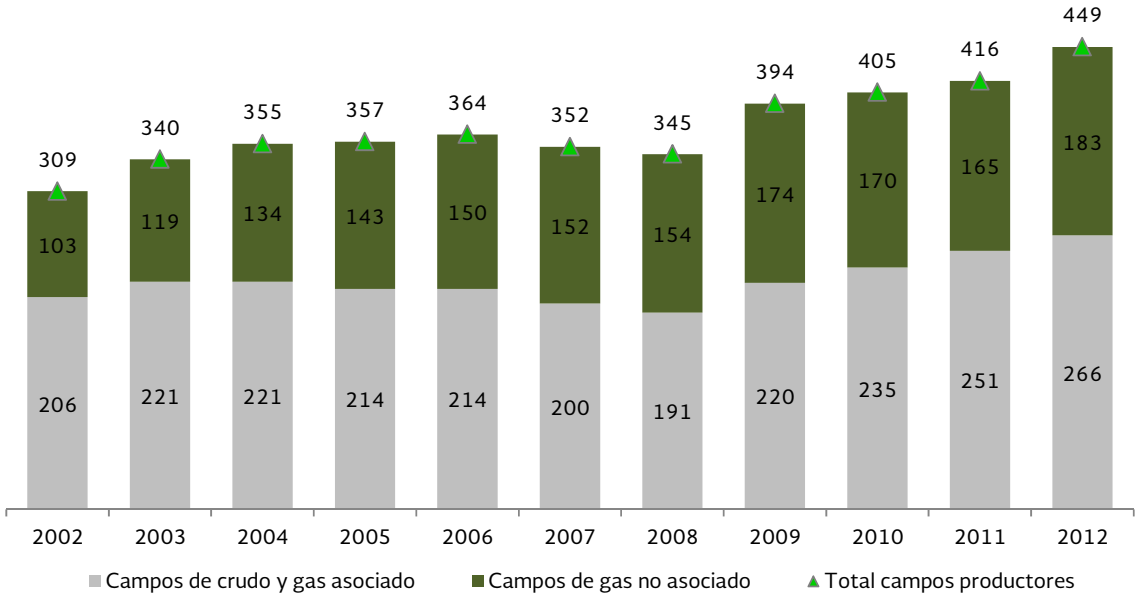


Fuente: SENER con información de PEMEX Exploración y Producción, 2013.

En 2012, el total de campos productores de PEP fue de 449, lo cual representa un incremento de 7.9% respecto a 2011. Del total, 59.2% correspondieron petróleo y gas asociado, y el 40.8% restante a campos de gas no asociado. De 2011 a 2012 se adicionaron 33 campos, de los cuales 15 fueron de petróleo y gas asociado, y 18 de gas no asociado. El crecimiento de los campos de producción ha presentado un incremento constante durante la última década, los cuales presentan una tasa media de crecimiento anual de 3.4%; o una adición de 140 campos con respecto a los niveles de 2002, (véase Figura 3.9).

La región que presentó mayor cantidad de campos productores al final del 2012 fue la región Norte, contabilizando 310 campos de petróleo y gas asociado y gas no asociado. Del total en esta región, el Activo Integral Burgos contabilizó 142 campos, seguido del Activo Integral Poza Rica-Altamira con 81, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo con 48 y el Activo Integral Veracruz con 39. La segunda región con mayor cantidad de campos productores fue la región Sur, la cual contabilizó 101 campos, entre los que destacan los del Activo de Producción Macuspana-Muspac con 37 campos, el Activo de Producción Bellota-Jujo con 29, el Activo de Producción Cinco Presidentes con 19 y el Activo de Producción Samaria-Luna con 16. Le siguen las regiones Noroeste y Suroeste, las cuales en su conjunto tuvieron 38 campos productores, en los cuales se encuentra el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc con 13 campos, el Activo de Producción Litoral de Tabasco con 11 campos, el Activo de Producción Cantarell con 9 campos y finalmente el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con 5 campos.

Figura 3.9
Campos productores en operación y por tipo, 2002-2012
(Número)



Fuente: SENER con información de PEMEX Exploración y Producción, 2013.

Adicionalmente a la cantidad de campos de producción de petróleo y gas, PEP cuenta con instalaciones costa afuera tales como 232 plataformas marinas, de las cuales 153 son de perforación, 25 de producción, 21 habitacionales, 13 de enlace, 10 de compresión, 6 de telecomunicaciones, una de almacenamiento, una de control y servicio, una de medición y una de tratamiento y bombeo. Asimismo cuenta con una red de 4,992 kilómetros de oleoductos (140 kilómetros adicionales en comparación con 2011), los cuales distribuyen el petróleo a los centros procesadores (baterías de separación, refinerías y centros de exportación); además de una red de gasoductos de 8,295 kilómetros los cuales inyectan gas seco a ductos de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y gas húmedo amargo y dulce a las plantas procesadoras de gas.

Finalmente, PEP cuenta con instalaciones de almacenamiento de petróleo, que al 2012 fueron 8 centrales de bombeo, un centro estratégico o domo salino (en Tuzandépetl, Veracruz), así como terminales de almacenamiento en Dos Bocas, Pajaritos, Salina Cruz[44] y dos buquetanques Ta'kuntah y Yúum Kák' Náab.

Inversiones en exploración y producción

El incremento en los niveles de inversión en los últimos años, la estrategia de PEP para la diversificación de su portafolio de negocios, así como el empleo de tecnologías de vanguardia, han permitido concretar importantes descubrimientos y elevar la tasa de restitución de reservas de hidrocarburos de manera sostenida.

Durante 2012, el gasto de inversión de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios fue de 311,993.3 mm$, cifra 3.6% superior en términos reales respecto a 2011[45] (267,260.8 mm$) y 12.1% superior a la meta de inversión física presupuestaria programada en el Presupuesto

[44] Capacidad de almacenamiento de petróleo Maya tratado que pertenece a PEMEX Refinación pero está asignado a PEP.
[45] Se refiere a la variación real obtenida con base en el Índice Nacional de Precios al Consumidor para enero-diciembre de 2011 el deflactor es 1.0411.

de Egresos de la Federación (PEF) de 2012 que fue de 278,316.9, (véase Cuadro 3.4). Por rubro de gastos, PEMEX aumentó los bienes muebles e inmuebles por la adquisición de plataformas, y en obra pública por la modificación y rehabilitación por contrato, servicios auxiliares y adquisición de materiales de inversión.

Cuadro 3.4
Inversión en capital de Petróleos Mexicanos, 2007-2012 [1]
(millones de pesos corrientes)

	Datos anuales					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total[2/3/]	**169,270.8**	**236,293.4**	**251,882.4**	**268,599.3**	**267,260.8**	**311,993.0**
Presupuestaria	**166,716.9**	**235,960.5**	**251,409.8**	**268,514.5**	**267,260.6**	**311,993.0**
Pemex-Exploración y Producción	146,953.8	211,021.6	226,401.4	239,408.8	235,941.8	274,745.0
Pemex-Refinación	15,642.1	18,653.5	18,486.0	22,550.7	25,157.3	28,944.0
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,968.1	4,433.9	3,912.6	3,887.3	3,018.7	4,468.0
Pemex-Petroquímica	925.6	1,412.2	2,049.8	2,462.1	2,426.2	2,892.0
Corporativo de PEMEX	227.2	439.3	560.0	205.6	716.6	943.0
Fondo para la inversión de PEMEX[4/]	**2,553.9**	**332.9**	**472.6**	**84.9**	**0.2**	**-**
Pemex-Exploración y Producción	1,039.1	2.8	400.6	-	0.2	-
Pemex-Refinación	277.5	20.4	40.2	84.9	-	-
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,026.8	105.8	28.6	-	-	-
Pemex-Petroquímica	210.6	203.9	3.1	-	-	-

[1]/ En flujo de efectivo. No incluye inversiones financieras. No incluye la amortización PIDIREGAS (2007-2008). Para 2009 no incluye el reconocimiento de la deuda PIDIREGAS por 516,864.7 mm$. Para 2012 cifras reales al mes de diciembre.
[2]/ La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de cifras.
[3]/ A partir de 2009 la inversión PIDIREGAS se incorpora a la inversión del Gobierno Federal. En 2007 y 2008 incluye recursos PIDIREGAS por 151,697.7 mm$ y 212.520.8 mm$, respectivamente, al tipo de cambio de cierre de cada año.
[4]/ Solamente considera inversión física.
Fuente: SENER con información del Anuario Estadístico 2013, PEMEX.

Por su parte, de acuerdo al Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF 2012), el rubro aprobado para inversión en PEMEX y sus Organismos Subsidiarios fue 328,636.2 mm$, el cual incrementó en 7.0% respecto al presupuesto de 2011.

Al cierre de 2012, la inversión total ejercida por PEMEX y sus Organismos Subsidiarios ascendió a 313,267.2 mm$, presentando así una tasa de crecimiento de 12.4% en términos reales respecto a lo que se ejerció en 2011, (véase Cuadro 3.5). En términos corrientes, una mayor inversión se presentó en todo los Organismos Subsidiarios, destacando las inversiones hechas en PEP, por lo que la inversión fue presupuestaría ya que no se ejercieron recursos de los fondos de inversión para PEMEX.

En particular, las inversiones realizadas en PEP durante el 2012 fueron de 275,742.8 mm$, lo que representó un aumento de 12.3% superior en términos reales al presupuesto ejercido en 2011. Esto se debió al mayor gasto en los servicios de perforación, rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato, arrendamientos varios y adquisición de materiales. El ejercicio de los proyectos Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo, Antonio J. Bermúdez y Burgos, representó en sus conjunto una participación de 73.6% de la inversión de PEP durante el año 2012. [46]

[46] Mayor información de los resultados de cada uno de los proyectos se encuentra publicada en la Memoria de Labores de PEMEX 2012, www.pemex.com

Cuadro 3.5
Inversión devengada de Petróleos Mexicanos en 2012
(millones de pesos)

	2011	2012		Cumplimiento % Presupuesto	Variación real [1] (%) 2012/2011
		Presupuesto	Ejercido		
Total	**267,711.3**	**328,636.2**	**313,267.2**	**95.3**	**12.4**
Pemex-Exploración y Producción	235,899.7	278,362.0	275,742.8	99.1	12.3
Pemex-Refinación	25,226.9	40,843.9	29,171.0	71.4	11.1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,186.9	4,855.0	4,067.2	83.8	22.6
Pemex-Petroquímica	2,693.3	3,875.3	3,151.5	81.3	12.4
Corporativo de PEMEX	704.6	700.0	1,134.7	162.1	54.7
Presupuestaria	**267,711.1**	**328,636.2**	**313,267.2**	**95.3**	**12.4**
Pemex-Exploración y Producción	235,899.5	278,362.0	275,742.8	99.1	12.3
Pemex-Refinación	25,226.9	40,843.9	29,171.0	71.4	11.1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,186.9	4,855.0	4,067.2	83.8	22.6
Pemex-Petroquímica	2,693.3	3,875.3	3,151.5	81.3	12.4
Corporativo de PEMEX	704.6	700.0	1,134.7	162.1	54.7
Fondos	**0.2**	**-**	**-**	**-**	**-100.0**
Pemex-Exploración y Producción	0.2	-	-	-	-100.0

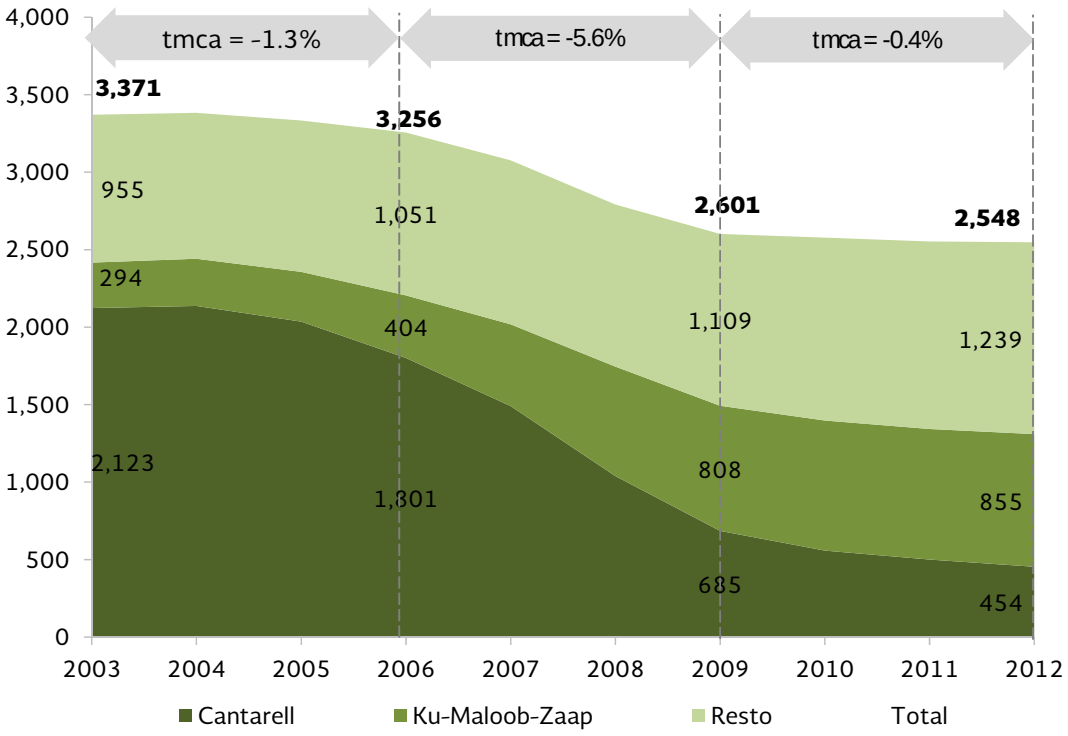
[1] El deflactor utilizado fue 1.0411 conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (IPC).
Fuente: Memoria de Labores de PEMEX 2012, página 42.

Producción de petróleo

En 2012, la producción de petróleo fue 2,547.9 mbd, el cual presentó una reducción de 0.2% respecto al año 2011; lo que equivale a 4.7 mbd de reducción. Esto se debió principalmente a la menor producción de los Activos Cantarell, Samaria-Luna y Bellota-Jujo. Las inversiones realizadas en los últimos años han permitido el descubrimiento de nuevos yacimientos y la compensación de la declinación en algunos otros. Con ello, la producción de petróleo se mantuvo estable por tercer año consecutivo, reduciendo la tasa de declinación de la producción, pues en el periodo 2006 a 2009 se presentó una declinación importante con una tasa media de crecimiento anual de -5.6%, mientras en el periodo 2010 al 2012 esta tasa se redujo hasta llegar a -0.4%, (véase Figura 3.10).

A partir de 2004, el Activo Integral Cantarell inició un proceso natural y previsto de declinación pasando de 2,136 mbd en 2004, a 454.1 mbd en 2012. En el periodo 2011 a 2012, reducción de este activo fue 46.6 mbd, equivalente a9.3%. La declinación de Cantarell ha sido compensada parcialmente con producción de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, petróleo Ligero Marino, Ixtal-Manik, Delta del Grijalva y Ogarrio-Magallanes. En la última década el activo Cantarell ha presentado una tasa media de crecimiento de -14.3%.

Figura 3.10
Evolución de la producción nacional de petróleo, 2003-2012
(miles de barriles diarios)



tmca: tasa media de crecimiento anual.
Fuente: SENER, con información de PEMEX.

La región Marina Noreste es en donde se ubica la mayor producción de crudo pesado, mientras que el petróleo ligero se produce mayoritariamente en la región Marina Suroeste. Esta última también tiene una importante participación en la producción de petróleo súper-ligero, sin embargo, la región Sur es la más representativa en este tipo de petróleo.

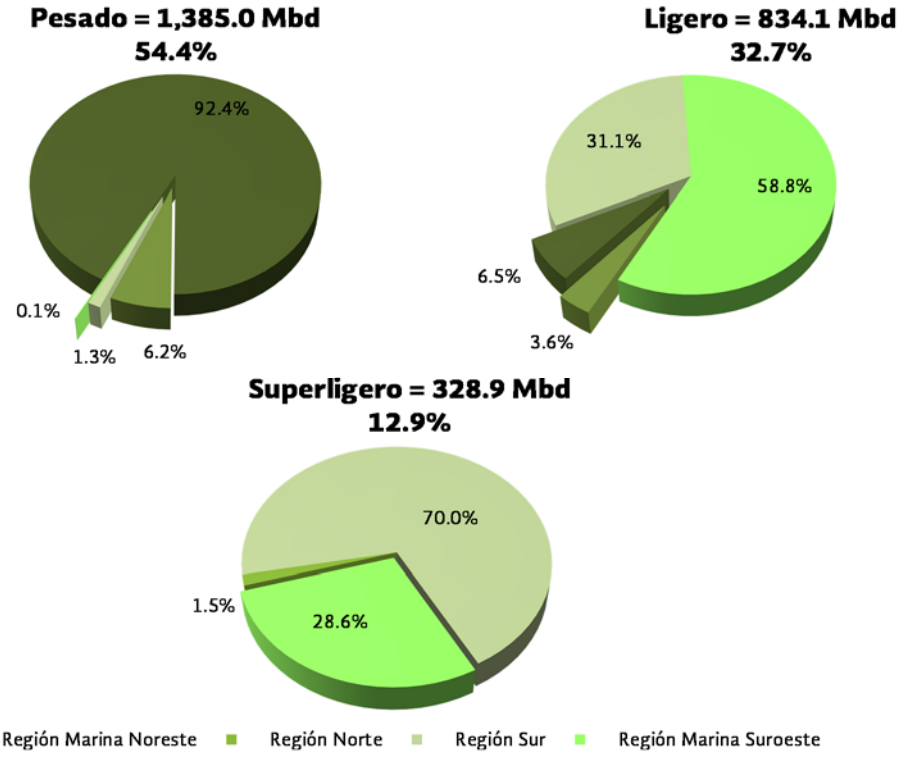
La producción de petróleo está compuesta por más de la mitad de su volumen de petróleo pesado (54.4%) proveniente principalmente de los campos de la región Marina Noreste de PEP, así como de 32.7% de petróleo ligero y 12.9% de petróleo súper-ligero, (véase Figura 3.11 y Cuadro 3.6).

Cuadro 3.6
Producción nacional de petróleo crudo por tipo, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación 2012/2011	tmca * 2002-2012
Total crudo[b]	**3,177.1**	**3,370.9**	**3,382.9**	**3,333.3**	**3,255.6**	**3,075.7**	**2,791.6**	**2,601.5**	**2,577.0**	**2,552.3**	**2,547.9**	**-0.2**	**-2.0**
Pesado[a,b]	2,173.7	2,425.4	2,458.0	2,387.0	2,243.8	2,039.4	1,765.6	1,520.0	1,464.0	1,417.1	1,385.0	-2.3	-4.1
Ligero[a]	846.6	810.7	789.6	802.3	831.5	837.7	815.5	811.8	792.3	798.3	834.0	4.5	-0.1
Superligerc	156.9	134.8	135.3	144.1	180.4	198.6	210.4	269.7	320.7	337.2	328.9	-2.5	6.7

[a]. A partir de 2004, el tipo de petróleo se clasifica desde el pozo, situación que se refleja desde 2002 para fines comparativos.
[b]. El volumen de producción en diciembre de 2006, registra una baja debido al cierre de pozos por condiciones climatológicas adversas.
* tasa media de crecimiento anual.
Fuente: SENER con información de PEMEX.

Figura 3.11
Participación de la producción de crudo por tipo y región, 2012
(distribución porcentual)



Fuente: SENER con información de PEMEX.

Por su parte, la producción de petróleo pesado fue de 1,385 mbd, siendo 2.3% menor que en 2011; esto se debió al menor volumen proveniente de Cantarell. La mayor parte del petróleo pesado proviene del activo Cantarell, por lo que su declinación es recíproca. En la última década, este tipo de petróleo presentó una tasa de declinación de -4.1%, pasando de 2,173.7 mbd en 2002 a 1,385.0 mbd en 2012; 788.7 mbd de reducción durante el periodo.

Por otro lado, la producción de petróleo ligero al cierre de 2012 fue de 834.0 mbd; 4.5% superior al año 2011. Este aumento se debió principalmente a la producción adicional por la terminación de pozos en el Activo de Producción Litoral de Tabasco de la región Marina Suroeste, específicamente en el Proyecto Yaxche, así como en el incremento por la recuperación secundaria y mejorada del Proyecto Chuc. La producción del petróleo ligero se ha mantenido prácticamente estable durante los últimos diez años, por lo que su tasa media de crecimiento anual permanece en -0.1%, ya que a partir de 2010 su evolución ha sido paulatina y con una recuperación de 41.7 mbd en los últimos tres años.

En lo que corresponde a la producción de petróleo súper-ligero, éste fue de 328.9 mbd al cierre de 2012. Dicha producción tuvo un descenso presentando una tasa de crecimiento de -2.5% con respecto a 2011, lo cual se debió a la disminución de producción en la región Sur, específicamente en el Proyecto Delta del Grijalva. En contraste, el petróleo súper-ligero ha sido el que mayor crecimiento presenta en la última década con una tmca de 6.7%, o de 172 mbd de incremento en el periodo 2002 a 2012.

La región Marina Noreste se caracteriza por la producción de petróleo pesado en los Activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Esta región es la única que presentó una disminución considerable entre los años 2002 y 2012 (-5.0% promedio anual), provocado principalmente

por la declinación en la producción del Activo de Cantarell, misma que fue parcialmente compensada con las aportaciones del Activo Ku-Maloob-Zaap. A partir de 2004, año en que se logró la mayor producción de petróleo en México, se ha presentado una continua declinación dela misma a una tasa media de crecimiento anual de -5.0% durante la última década. En 2012 la aportación de Cantarell fue de 34.7% mientras Ku-Maloob-Zaap de 65.3%. En el Cuadro 3.7 y Figura 3.12 se pueden apreciar los cambios en la producción de cada uno de los activos en el periodo 2002 a 2012.

Cuadro 3.7
Producción nacional de petróleo crudo por región, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

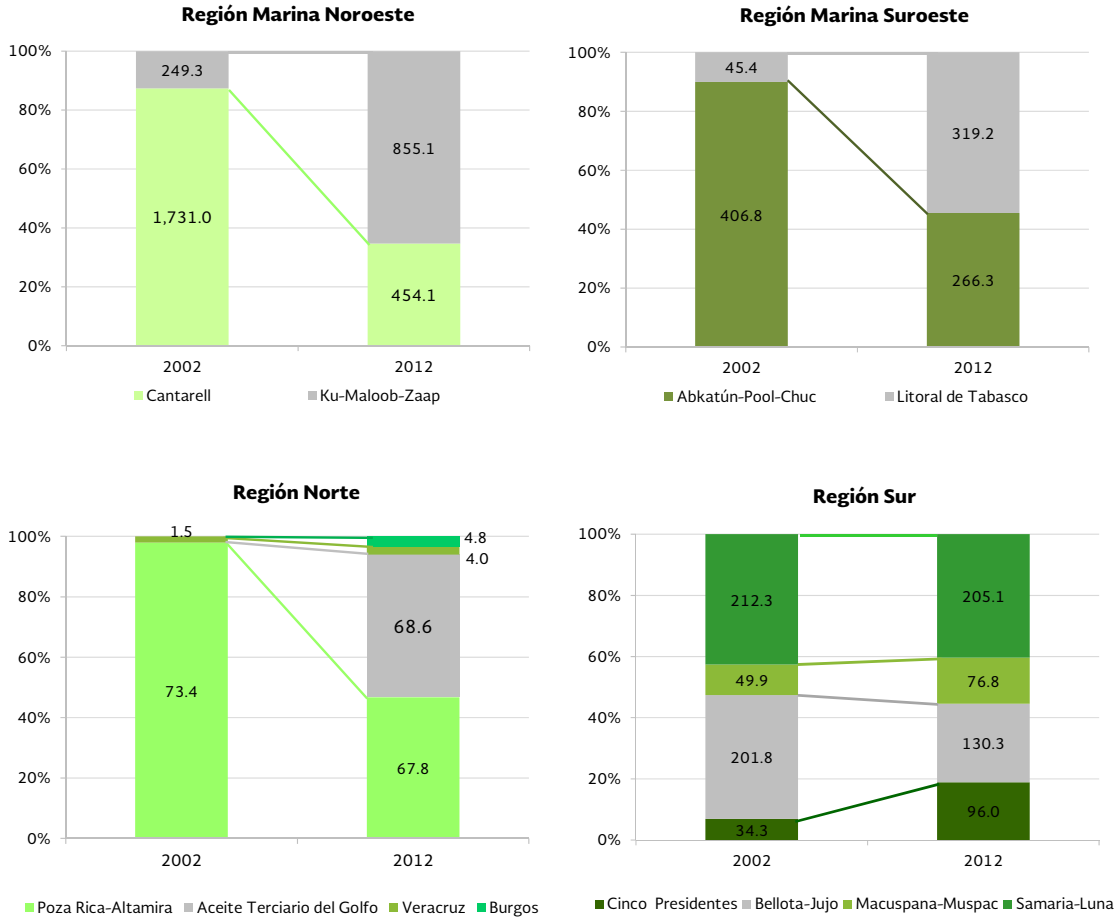
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación 2012/20	tmca * 2002-
Total crudo	**3,177.1**	**3,370.9**	**3,382.9**	**3,333.3**	**3,255.6**	**3,075.7**	**2,791.6**	**2,601.5**	**2,577.0**	**2,552.6**	**2,547.9**	**-0.2**	**-2.2**
Región Marina Noreste	**2,151.6**	**2,416.3**	**2,440.8**	**2,357.0**	**2,204.7**	**2,017.7**	**1,745.6**	**1,492.8**	**1,397.2**	**1,342.7**	**1,309.2**	**-2.5**	**-5.0**
Cantarell †	1,902.3	2,122.8	2,136.4	2,035.3	1,800.9	1,490.5	1,039.5	684.8	558.0	500.7	454.1	-9.3	-14.3
Ku-Maloob-Zaap	249.3	293.6	304.4	321.7	403.8	527.2	706.1	808.0	839.2	842.1	855.1	1.5	12.3
Región Marina Suroeste	**452.2**	**397.6**	**388.2**	**396.3**	**475.1**	**505.9**	**500.3**	**517.6**	**544.4**	**560.6**	**585.5**	**4.4**	**2.6**
Abkatún-Pool-Chuc ‡	406.8	359.0	321.8	299.8	332.2	312.3	308.1	305.4	296.3	276.2	266.3	-3.6	-4.2
Litoral de Tabasco	45.4	38.6	66.4	96.5	142.9	193.6	192.2	212.3	248.1	284.4	319.2	12.2	19.5
Región Sur	**498.4**	**483.3**	**472.7**	**496.6**	**491.3**	**465.2**	**458.7**	**497.7**	**531.9**	**530.6**	**508.2**	**-4.2**	**0.2**
Cinco Presidentes	34.3	37.3	37.7	38.8	39.3	44.6	47.3	56.6	71.7	83.5	96.0	15.0	10.3
Bellota-Jujo	201.8	195.4	212.3	224.0	219.1	190.0	174.8	172.2	160.2	143.4	130.3	-9.1	-4.4
Macuspana-Muspac	49.9	44.7	41.0	38.2	40.2	44.0	51.8	69.1	82.4	81.1	76.8	-5.3	4.3
Samaria-Luna	212.3	205.9	181.6	195.5	192.7	186.7	184.7	199.9	217.5	222.7	205.1	-7.9	-0.3
Región Norte	**74.9**	**73.6**	**81.2**	**83.5**	**84.5**	**86.9**	**87.1**	**93.3**	**102.4**	**116.2**	**145.1**	**24.8**	**6.6**
Burgos	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	2.5	4.8	88.2	n.a.
Poza Rica-Altamira	73.4	72.1	79.5	81.6	83.0	85.1	55.7	59.1	56.5	60.2	67.8	12.7	-0.8
Aceite Terciario del Golfo	-	-	-	-	-	-	-	29.5	41.0	52.8	68.6	29.8	n.a.
Veracruz	1.5	1.5	1.7	1.9	1.5	1.8	2.1	4.6	4.9	3.2	4.0	22.7	9.6

† Adición del Activo Ek-Balam
‡ Adición del Activo Ixtal-Manik
* tasa media de crecimiento anual.
n.a.: no aplica
Fuente: SENER, con información de PEMEX.

La región Marina Suroeste está conformada por los Activos de Producción Abkatún-Pool-Chuc y el Litoral de Tabasco. Su producción al cierre de 2012 se ubicó en 585.5 mbd, presentando así una variación de 4.4% con respecto al año anterior. En lo que se refiere a su aportación nacional, contribuyó con 23.0% de la producción total. El activo con mayor contribución es el Litoral de Tabasco, siendo de 54.5% y el restante por medio de Abkatún-Pool-Chuc con 45.5% del total regional. Este último activo presentó un descenso de su producción en comparación al año 2011, siendo una variación de -3.6%. En contraste, el Activo Litoral de Tabasco es el que ha mantenido la mayor producción en la región, ya que ha presentado un crecimiento de su producción durante la última década; a una tasa de 19.5% en el periodo 2002 a 2012, o equivalente a 273.8 mbd mayor con respecto a niveles de 2002.

La región Sur está constituida por los Activos Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna. Al cierre de 2012 alcanzó una producción de 508.2 mbd, presentando así una variación negativa de 4.2% con respecto a 2011. En esta zona, destacaron las producciones de Samaria-Luna y Bellota-Jujo con una contribución de 40.4% y 25.6% del total regional, respectivamente. Por lo que se refiere a su aportación nacional, contribuyó con 19.9% de la producción total. El activo Cinco Presidentes es el único que ha incrementado su producción con respecto al último año, llegando a una producción de 96.0 mbd; equivalente a una variación de 15.0% con respecto al año anterior. Asimismo, este activo ha presentado un aumento gradual de producción de petróleo en la última década, mostrando una tasa media de crecimiento anual de 10.3%, pasando de 34.3 mbd en 2002 a 96.0 mbd (máximo histórico) en 2012 (ver Cuadro 3.7).

Figura 3.12
Producción y proporción por región y activo, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de PEMEX.

Finalmente, la región Norte se ha caracterizado por ser la de menor contribución nacional en la producción de petróleo (5.7% del total nacional), ya que cuenta en su mayoría con campos maduros, por lo que requiere de importantes inversiones para los proyectos de recuperación mejorada. La región está conformada principalmente por los Activos Poza Rica-Altamira, Aceite Terciario del Golfo (ATG), Veracruz y Burgos. Al cierre de 2012 esta región produjo 145.1 mbd, lo que representó un incremento sustancial de 24.8% con respecto al año 2011. Los activos que destacan su participación en la región son ATG y Poza Rica-Altamira, con 47.3% y 46.7% del total regional, respectivamente. En lo que se refiere al incremento de producción en los últimos años del activo ATG, PEMEX ha redefinido una estrategia enfocada al desarrollo de los campos en el que tiene mayor conocimiento del subsuelo a través de la implementación de nuevas tecnologías, lo cual ha optimizado la explotación de los campos que lo conjugan. Como resultado, el activo ATG tuvo un incremento considerable de 29.8% en su producción con respecto a 2011. De igual manera, la producción del Activo Poza Rica-Altamira incrementó su producción en 2012 con una variación de 12.7% con respecto a 2011. Por su parte, los Activos Veracruz y Burgos son los que menor contribución hacen a la región, con 2.7% y 3.0%, respectivamente; no obstante han presentado una alta tasa de crecimiento en el último año, (ver Cuadro 3.7).

3.1.3 Demanda de petróleo

Transporte y distribución

Como se mencionó, PEP cuanta con una red de oleoductos y oleogasoductos para transportar el petróleo desde el yacimiento hasta las centros de almacenamiento para su distribución a terminales de exportación, plantas de refinación y comercialización final. Además, cuenta con poliductos, buque tanques, carro tanques y tren para transportar el petróleo y sus derivados desde los centros de producción hacia las terminales de exportación, almacenamiento y distribución. Al cierre de 2012, PEP totalizó con 4,992 kilómetros de oleoductos y una capacidad nominal de almacenamiento de 24,237 miles de barriles (mb) de petróleo en distintas terminales (Dos Bocas, Pajaritos, los buquetanques cautivos Yùum K'ak' Náab y Ta'Kun Tah), así como Domo Salino de Tuzandépetl y tanques y baterías en campos en los distintos Activos, (véase Figura 3.13).

En 2012, PEP registró 9 centros de almacenamiento, de los cuales 8 son centros de almacenamiento y bombeo y uno como Centro de Almacenamiento Estratégico (Domo Salino).

El Domo Salino es un sistema de almacenamiento subterráneo ubicado en Ixhuatlán del Sureste, municipio en los límites del estado de Veracruz y Tabasco el cual reportó una capacidad de almacenamiento de 7,100 mb al cierre de 2012. Este sistema fue desarrollado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) a petición de PEMEX bajo un contrato de prestación de servicios de los estudios geológicos y geofísicos del Domo Salino Tuzandépetl, Veracruz[47]. Actualmente este centro de almacenamiento está restringido al transporte de 750 mb de petróleo pesado. En consecuencia, PEMEX tiene la estrategia de la adecuación de cabezales de integración de petróleo ligero y súper-ligero en los Domos Salinos[48].

Durante 2012, el sistema de ductos de PEMEX reflejó un incremento en el volumen total transportado de 846.6 mmton/km respecto a 2011, esto como resultado del mayor movimiento de petróleo de 755 mmton/km y de petrolíferos el cual fue de 90.7 mmton/km. Es así, como en el 2012 se transportaron un total de 74,238.5 mmton/km de petróleo y productos petrolíferos, de los cuales 58.6% se distribuyeron por ducto, 31.6% por vía marítima. 6.4% por auto tanque y el restante 3.4% por carrotanque. Comparado con el año anterior, se registró un incremento del 0.8% en el volumen del total transportado, explicado principalmente por el incremento de 1.0% en el transporte de petróleo y de 0.2% en el transporte de petrolíferos[49].

En lo que se refiere al transporte marítimo, PEMEX cuenta con dos buquetanques que son el Yùum K'ak' Náab y Ta'Kun Tah. Estos son considerados como de producción, almacenamiento y descarga de petróleo.

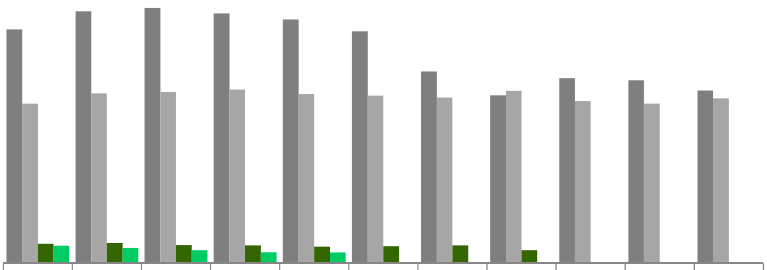
[47] Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Estudio Geológico y Geofísico del Dampos Salinos en Tuzandépetl, Veracruz.
[48] Información del Plan de Negocios de PEMEX 2014-2018, Petróleos Mexicanos.
[49] Informe de Avances del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al Cuarto Trimestre de 2012, PEMEX. www.pemex.com

Figura 3.13
Mapa de transporte y distribución de crudo y derivados a centros de refinación y terminales de almacenamiento

Fuente: Tomado del Anuario Estadístico de PEMEX, 2013. www.pemex.com

Por otro lado, la disponibilidad total de petróleo, naftas y condensados fue 2,548.9 mbd, 0.2% menor a la del año 2011. El volumen de petróleo distribuido fue 2,479.3 mbd, 1.4% por abajo del año anterior, de los cuales 51.2% se destinó a terminales de exportación y 48.8% a refinerías, (véase Figura 3.14).

Figura 3.14
Distribución de petróleo por destino, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)



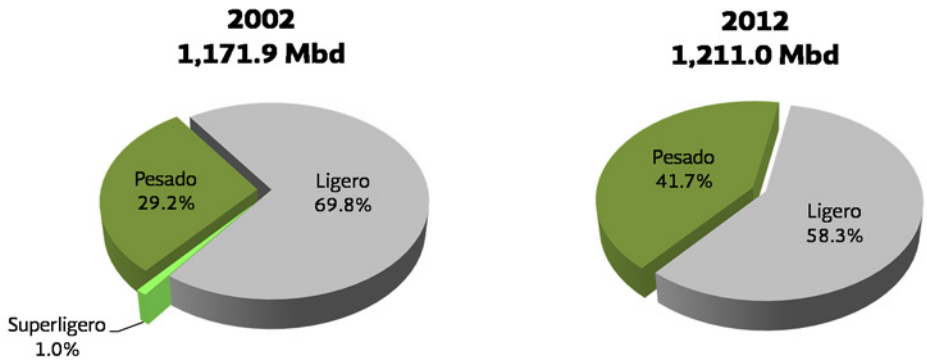
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
A terminales exportación	1,716.2	1,848.3	1,873.6	1,832.6	1,789.1	1,701.3	1,406.9	1,231.7	1,358.0	1,342.9	1,268.3
A refinerías	1,171.9	1,246.4	1,257.9	1,274.9	1,242.1	1,230.9	1,216.2	1,264.4	1,190.7	1,172.3	1,211.0
A la Cangrejera	144.5	150.4	133.8	131.0	122.3	125.5	131.1	97.4	0.0	0.0	0.0
A maquila	130.4	112.5	97.4	81.4	80.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: SENER con información de PEMEX.

En lo que se refiere al envío de petróleo a terminales de exportación, este fue de 1,268.3 mbd al cierre de 2012; éste presentó una reducción de 5.6% respecto a al año anterior y se debió a la disponibilidad resultante después del envío a refinerías [50].

Por su parte, el petróleo enviado a refinerías fue de 1,211.0 mbd al cierre de 2012, el cual presentó un incremento de 3.3% respecto al año anterior, en virtud de que el proceso de petróleo en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue mayor que el año precedente, especialmente en las refinerías de Minatitlán y Cadereyta. La mezcla de crudos destinados al SNR al cierre de 2012 estuvo compuesta por 41.7% de petróleo pesado y 58.3% de petróleo ligero, (véase Figura 3.15).

Figura 3.15
Distribución de petróleo por destino, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de PEMEX.

Como se aprecia en la Figura 3.14, históricamente el Complejo Petroquímico La Cangrejera era otro destino para el proceso de petróleo, el cual era despuntado para separar los componentes más ligeros del crudo, tales como la nafta y el keroseno[51]. A partir de octubre de 2009, PEP dejó de enviar petróleo a este complejo con el objetivo de mejorar los resultados económicos del tren de aromáticos de dicho complejo petroquímico. No obstante, PEP siguió con la estrategia de sustituir la carga de petróleo ligero por naftas de importación.

Finalmente la maquila es un envío de petróleo de exportación a la refinería de Deer Park en Estados Unidos, la cual PEMEX mantiene un proyecto estratégico por medio de su empresa filial PEMEX Internacionales (PMI) la cual brinda una mayor flexibilidad a PEMEX para el desarrollo de sus estrategias comerciales[52].

3.2 Sistema Nacional de Refinación (SNR)

La transformación del petróleo involucra sistemas industriales especializados y complejos que requieren de infraestructura a gran escala. Para lograrlo, PEMEX dispone de su subsidiaria PEMEX Refinación (PR), en la cual se establecen las iniciativas estratégicas para dar cumplimiento a los objetivos de desempeño, y optimización operativa establecidos que permitan alcanzar una adecuada oferta de productos de calidad. Es por medio del SNR donde

[50] Mayor información sobre la exportación de petróleo se encuentra en el punto 3.5.1 de este Capítulo.
[51] La nafta se extrae para someterla a procesos como la fabricación de productos petroquímicos o para refinarla y obtener gasolina. Usualmente la nafta se transfiere a la refinería de Minatitlán para la elaboración de gasolinas terminadas y el residuo que queda después del proceso se denomina petróleo despuntado.
[52] PEMEX mantiene un alianza estratégica por medio de la sociedad comercializadora y empresa no paraestatal PMI Norteamérica S.A. de C.V., en la cual se tiene una asociación en partes iguales (joint-venture 50-50) con Shell Oil Company para procesar petróleo y obtener productos refinados mediante la operación de su refinería ubicada en Deer Park, Texas, Estados Unidos. www.portal.pmi.com.mx

PR controla la elaboración de productos refinados en las 6 refinerías que lo conforman, las cuales son: Francisco I. Madero (Madero), Gral. Lázaro Cárdenas del Río (Minatitlán), Ing. Héctor Lara Sosa (Cadereyta), Ing. Antonio Dovalí Jaime (Salina Cruz), Miguel Hidalgo (Tula) e Ing. Antonio M. Amor (Salamanca). A finales de 2012, el SNR tuvo una capacidad instalada de destilación atmosférica de 1,690 mbd, por lo que su crecimiento en la última década ha sido del 9.7%. Como un esfuerzo en la mejora de la producción de refinados en México, diversas inversiones se han llevado a cabo para la ejecución de proyectos estratégicos del SNR.

Inversiones en el Sistema Nacional de Refinación

Las actividades de inversión que PEMEX ha estado llevando a cabo enfocadas a dar impulso al desarrollo de proyectos estratégicos en toda la cadena de valor de sus organismos, tienen como finalidad obtener una mayor rentabilidad, así como una seguridad en la producción de combustibles con calidad, a precios competitivos y cumpliendo con los criterios de sustentabilidad ambiental. En este contexto, las inversiones que PEMEX Refinación (PR) han estado orientadas a aumentar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones, así como garantizar el suministro de petrolíferos en el país al mínimo costo posible, con calidad y oportunidad[53].

En 2012, la inversión devengada en proyectos por parte de PR fue de 28,063 mm$, cifra mayor en 15.2% a la realizada en 2011 por esta misma subsidiaria. De la inversión total, el 49.7% se asignaron a proyectos de mantenimiento, seguridad y protección, y modernización, entre otros[54]; el 25.3% restante se destinó al proyecto asociado a la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, la calidad de los combustibles, el proyecto Tuxpan-México , y la modernización de la flota mayor, (véase Cuadro 3.8).

Cuadro 3.8
Inversión devengada en proyectos estratégicos, 2012
(millones de pesos)

	Minatitlán	Calidad de los combustibles[1]	Sistema Tuxpan-México	Modernización de la flota mayor	Otros destinos de la inversión[3]	Total[4]
Total requerido						
Inversión programada *	5,707.0	7,099.0	671.0	640.0	13,946.0	28,063.0

* No incluye la amortización de proyectos Pidiregas, reconocimiento de la deuda Pidiregas, Supervenientes (SPVTS), ni fondos (FAOI, FIEX, FEIIP).
1/ Considera el estudio de preinversión, la Fase Gasolinas y Fase Diésel Cadereyta.
2/ Por cambio de monto y alcance en 2011 el turbogenerador quedo fuera.
3/ Incluye: Mantenimiento, Seguridad y protección, Modernización, Otros.
4/ No incluye 868 mm$ por gasto de supervenientes (siniestros)
Fuente: PEMEX Refinación.

En el proyecto calidad de los combustibles se destinaron 7,099 mm$. El objetivo de este proyecto es disminuir el contenido de azufre en las Gasolinas Magna y Premium, estableciendo 30 partes por millón (ppm) promedio y 80 ppm máximo para cada una, y por su parte reducir este contaminante en el Diésel hasta de 15 ppm máximo, de esta manera PR dará cumplimiento a lo establecido en la NOM-086 relativa a la calidad de los combustibles. Así pues, PR tiene planeado llevar a cabo este objetivo mediante las siguientes dos fases:

[53] PEMEX, Memoria de Labores 2012.
[54] El 74% corresponde a mantenimiento, 3 % seguridad y protección, 5 % modernización y 18 % otros.

1. *Fase Gasolinas*. Producción de gasolinas de Ultra Bajo Azufre (UBA), por lo que al cierre de 2012 se realizaron los estudios respecto a la hidrodesulfuradora de gasóleos Madero.
2. *Fase Diésel*. Producción de Diésel UBA, por lo que al finalizar 2012 se encontraban en proceso la Ingeniería, Procura y Construcción (IPC) para las seis refinerías.

Se invirtieron 5,707 mm$ en la reconfiguración de la refinería de Minatitlán. Al finalizar 2012, todas las plantas e instalaciones han sido físicamente terminadas y están bajo el control, resguardo, operación y mantenimiento de la refinería.

Para aumentar la capacidad de almacenamiento y distribución del sistema Tuxpan-México, PR ejerció 671.0 mm$. Con este proyecto se buscar asegurar el suministro de combustibles al Valle de México, al incrementar la capacidad de almacenamiento y transporte por ducto de la terminal de Tuxpan. Al cierre de 2012, el avance físico fue 78.3%

Se destinaron 640 mm$ en la modernización de la flota mayor, con este proyecto se buscar renovar la flota petrolera, optimizar el sistema de transporte marítimo y reducir costos de operación del transporte de petrolíferos. Al final de 2012 se encontraban en operación cinco buquetanques adquiridos mediante arrendamiento financiero en el transcurso de 2011 y 2012 (tres en el Pacífico y dos en el Golfo de México).

Otros proyectos de inversión fueron el cumplimiento a la NOM-148 (referente a la regulación de la emisión de compuestos de azufre proveniente de procesos de refinación) en las refinerías de Minatitlán y Salamanca. Otro, el de la reconfiguración de la refinería de Salamanca, el cual consiste en la construcción de ocho plantas y la modernización del tren de lubricantes. Por último, se contempla implantar el Sistema de Control Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) en siete poliductos de la red de distribución de PR (SCADA 7); diez oleoductos, tres combustoleoductos y 34 poliductos (SCADA 47) de la Red Nacional de Ductos de PR[55].

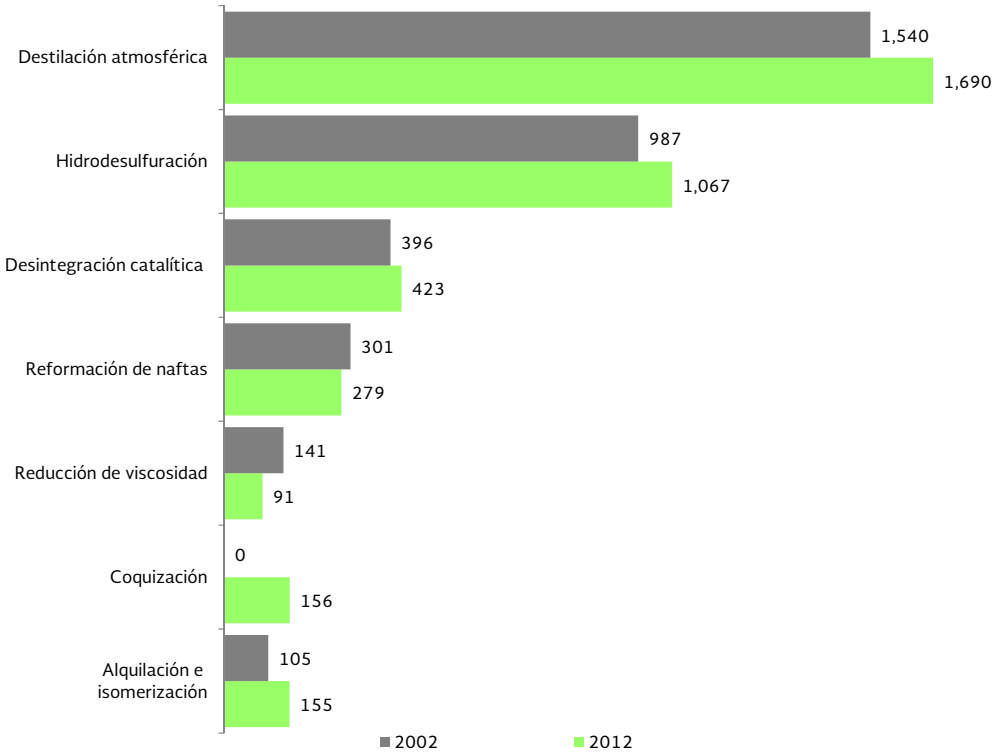
3.2.1 Capacidad de refinación

En 2012, la capacidad de destilación atmosférica en el SNR se ubicó en 1,690 mbd, 150 mbd más que en 2002, lo que representa un incremento promedio anual de 0.9%. Considerando que las reconfiguraciones de las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán han permitido una mayor capacidad de refinación, cambiando el rendimiento de los productos petrolíferos del SNR, mediante la instalación de trenes de aprovechamiento de residuales, reflejando con esto un aumento en la producción de destilados intermedios y ligeros.

Además, la mejora en la utilización de las plantas hidrodesulfuradoras de gasóleos de vacío, alquilación y coquizadoras, ha permitido una mayor utilización de las plantas de proceso del SNR. Así se tiene que la capacidad de hidrodesulfuración pasó de 987 mbd en 2002 a 1,067 mbd en 2012, principalmente porque en este último año se tuvo un incremento en la carga por la producción de gasóleos derivado de la puesta en operación de la coquizadora de Minatitlán. En tanto que la desintegración catalítica fue de 396 mbd en 2002 y aumentó a 423 mbd en 2012, (véase Figura 3.16).

[55] Memoria de Labores 2012.

Figura 3.16
Evolución de la capacidad instalada por tipo de proceso, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de la Base de Datos Institucional, PEMEX.

La capacidad instalada de coquización que poseen las refinerías de Cadereyta y Madero, así como la entrada en operación de la planta coquizadora de la reconfiguración de Minatitlán, contribuyeron a que la capacidad instalada de este proceso se ubicara en 156 mbd en 2012. Respecto al proceso de alquilación, éste fue de 155 mbd, resultado de la entrada en operación del segundo tren de alquilación en Minatitlán y aumento en la utilización de todas las plantas de alquilación del SNR. Respecto a la utilización de las plantas de reformación catalítica, en 2012 se presentó una disminución en su capacidad para finalizar en este año con 279 mbd. Eventos como mantenimientos correctivos, salida de operación de plantas de FCC por falta de carga, paros correctivos, retraso en la rehabilitación general programada, entre otros, afectaron este proceso. Por último, el proceso de reducción de viscosidad destinado a la producción de combustóleo, se disminuyó su capacidad de 141 mbd en 2002 a de 91 mbd en 2012, (véase Cuadro 3.9).

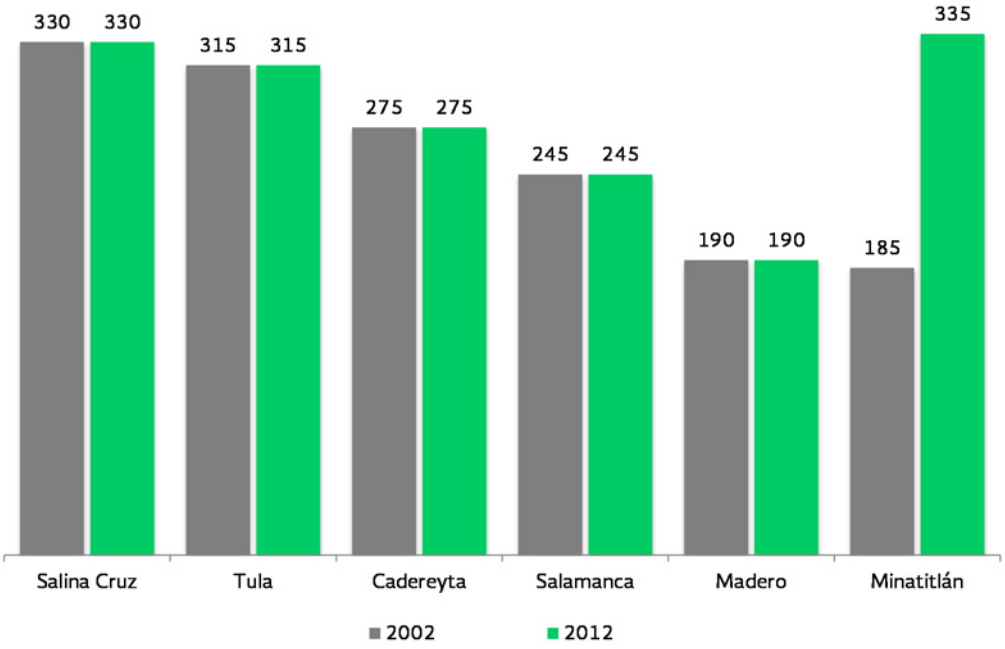
Cuadro 3.9
Capacidad instalada por refinería y por proceso, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Proceso	Cadereyta		Madero		Minatitlán		Salamanca		Salina Cruz		Tula		CPQ Cangrejera		SNR		tmca
	2002	2012	2002	2012	2002	2012	2002	2012	2002	2012	2002	2012	2002	2012	2002	2012	SNR
Destilación atmosférica	275	275	190	190	185	335	245	245	330	330	315	315			1,540	1,690	0.9
Desintegración catalítica	90	90	66	61	40	72	40	40	80	80	80	80			396	423	0.7
Reductora de viscosidad	50								50	50	41	41			141	91	-4.3
Reformación catalítica	46	46	45	30	48	49	47	39	50	50	65	65			301	279	-0.8
Alquilación e isomerización	23	23	13	22	14	42	14	15	28	28	24	25	28		144	155	0.8
Hidrodesulfuración*	187	187	142	142	100	188	125	117	165	165	269	269			987	1,067	0.8
Coquización		50		50		56									0	156	n.a.
Azufre (toneladas/día)	120	600	110	600	80	680	240	240	240	240	920	920			1,710	3,280	6.7

Fuente: SENER con información de la Base de Datos Institucional, PEMEX.

Entre 2002 y 2012, la capacidad instalada de destilación atmosférica en las refinerías de Salina Cruz, Tula, Cadereyta, Salamanca y Madero se mantuvo constante, mientras que la capacidad de procesamiento en Minatitlán incrementó en 150 mbd debido a los trabajos de reconfiguración, (véase Figura 3.17).

Figura 3.17
Capacidad nominal de procesamiento de crudo por refinería, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de Base de Datos Institucional, PEMEX.

La reconfiguración de la refinería de Minatitlán, consistió en la construcción de 12 plantas de proceso[56], obras de integración, servicios auxiliares, así como la instalación de un gasoducto de 12" (12 km), un oleoducto de 30" (12 km) y un hidrogenoducto de 10" (25.4 km)[57]. Como resultado de la reconfiguración, esta refinería logró mejorar la calidad de combustibles en cumplimiento con las normas ambientales internacionales, además de incrementar su capacidad instalada de procesamiento de petróleo. Las plantas e instalaciones que entraron en operación entre 2011 y 2012, (véase Cuadro 3.10).

[56] Incluye una planta de coquización retardada.
[57] Informe al que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos. Sesión 152 Extraordinaria 19 de febrero de 2013. Acuerdo CARP 002-2013.

Cuadro 3.10
Entrada en operación de plantas con la reconfiguración de la refinería de Minatitlán

Descripción de las plantas	Terminación mecánica	Inicio de operación (carga)	Producción y estabilización
Azufre	may-2011 Tren 3		mar-2012 Tren 3
	may-2011 Tren 4		mar-2012 Tren 4
	may-2011 LTGT-1		may-2012 LTGT-1
	may-2011 LTGT-2		may-2012 LTGT-2
Hidrogenoducto	-	dic-11	dic-11
Combinada	jul-11	sep-11	sep-11
Catalítica	jul-11	oct-11	nov-11
HDS gasóleos	ago-11	nov-11	nov-11
Alquilación U-18000	jul-11	nov-11	nov-11
Alquilación U-19000	ago-11	ene-12	abr-12
Coquizadora	ago-11	dic-2011 Tren 2	ene-2012 Tren 1
	ene-2012 Tren 1	dic-2011 Tren 1	ene-2012 Tren 2
Regeneradora ed amina	feb-11	dic-11	ene-12

Fuente: PEMEX Refinación

3.2.2 Proceso de petróleo en el SNR

En 2012, el petróleo enviado a refinerías se incrementó 3.3%[58], como resultado de un mayor proceso de petróleo en el SNR respecto al año anterior; especialmente en Minatitlán y Cadereyta. En este sentido, el SNR procesó 1,199.3 mbd, 2.8% más que 2011. Por tipo de petróleo alimentado, 58.1% correspondió a petróleo ligero (Olmeca), 41.8% a petróleo pesado (Maya) y el menor porcentaje fue de petróleo reconstituido con 0.1%, (véase Cuadro 3.11).

Cuadro 3.11
Proceso de crudo por tipo en el SNR, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**1,245.4**	**1,285.9**	**1,303.4**	**1,284.4**	**1,284.2**	**1,269.8**	**1,261.0**	**1,294.9**	**1,184.1**	**1,166.6**	**1,199.3**	**-0.4**
Superligero	11.8	6.3	3.5	14.1	19.2	19.5	14.8	9.9	0.4	-	-	**n.a.**
Ligero	818.1	811.3	756.7	728.5	723.0	721.9	692.7	768.0	742.5	731.9	696.8	**-1.6**
Pesado	344.8	424.3	495.1	531.7	499.0	483.6	502.1	481.1	439.5	433.1	501.1	**3.8**
Reconstituido*	70.7	44.0	48.1	10.2	43.1	44.8	51.4	36.0	1.7	1.6	1.3	**-32.9**

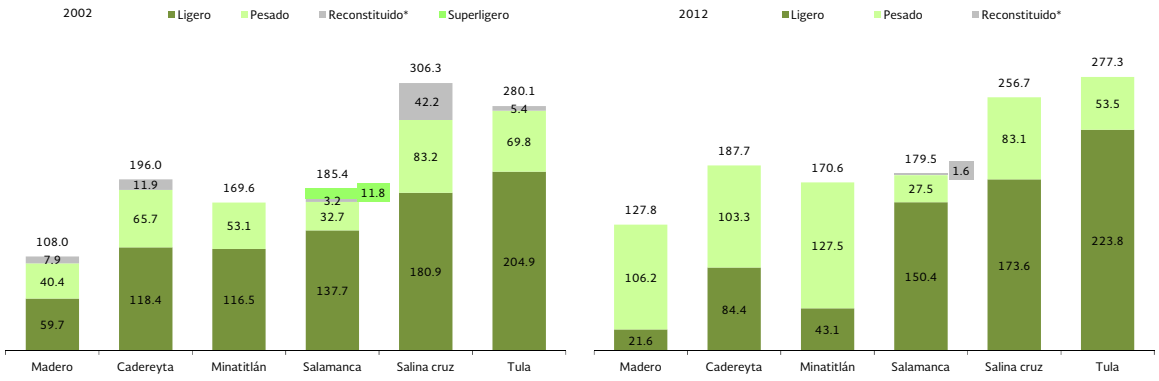
n.a.: no aplica.
* Incluye petróleo despuntado, pentanos, nafta ligera de Cangrejera, nafta ligera de Cactus, gasolina de Poza Rica y Madero.
Fuente: SENER con información de la Base de Datos Institucional, PEMEX.

En el periodo 2002 a 2012, las refinerías que mostraron un mayor proceso de petróleo fueron Tula y Salina Cruz, principalmente del tipo ligero. Esta situación es asociada a que no cuentan con trenes de conversión profunda para elevar sus rendimientos de destilados ligeros e intermedios a partir de petróleo pesado. Por otro lado, durante este mismo periodo, Salina Cruz, Cadereyta, Minatitlán y Madero redujeron su proceso de petróleo ligero en 4.0%, 28.8%, 63.0% y 63.9%, respectivamente; mientras que Tula y Salamanca lo aumentaron en 9.2% cada una.

[58] Memoria de Labores 2012.

Al cierre de 2012, el proceso de petróleo pesado en el SNR fue de 501.1 mbd; las refinerías que registraron el mayor procesamiento de este tipo de petróleo fueron Madero, Minatitlán y Cadereyta, presentando un incremento de 15.7% en comparación con 2011. Por otra parte, estas refinerías están diseñadas para procesar crudos pesados, de ahí que no se haya enviado petróleo súper-ligero al SNR en 2012 para su proceso y éste sea destinado para aumentar la calidad del petróleo para exportación. El volumen de petróleo reconstituido que fue procesado en la refinería de Salamanca ascendió a 1.6 mbd, (véase Figura 3.18 y Cuadro 3.12).

Figura 3.18
Proceso de crudo por tipo y por refinería, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de Base de Datos Institucional, PEMEX.

Cuadro 3.12
Proceso de crudo por refinería, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**1,245.4**	**1,285.9**	**1,303.4**	**1,284.4**	**1,284.2**	**1,269.8**	**1,261.0**	**1,294.9**	**1,184.1**	**1,166.6**	**1,199.3**	**-0.4**
Tula	280.1	267.8	291.9	295.6	272.7	288.9	267.2	289.5	266.2	276.6	277.3	-0.1
Salina Cruz	306.3	306.2	287.9	292.7	290.0	271.5	279.4	277.2	270.0	279.4	256.7	-1.8
Cadereyta	196.0	209.0	212.8	194.6	207.2	210.2	208.3	217.2	176.9	170.6	187.7	-0.4
Salamanca	185.4	185.0	198.6	197.0	196.4	187.6	192.5	192.1	185.9	170.7	179.2	-0.3
Minatitlán	169.6	176.6	167.0	162.6	168.6	170.1	161.6	167.1	158.7	151.9	170.6	0.1
Madero	108.0	141.2	145.3	141.9	149.3	141.4	152.1	151.8	126.4	117.4	127.8	1.7

Fuente: SENER con información de Base de Datos Institucional, PEMEX.

3.3 Producción de petrolíferos

En 2012, la elaboración de petrolíferos en las refinerías de PR fue de 1,031.1 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mbdpce)[59]. En ese año la producción se centró en combustóleo, gasolinas y diésel por lo que se obtuvieron rendimientos superiores a 2011; este incremento se atribuyó a la mayor elaboración de PEMEX Diésel UBA, gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium, así como coque de petróleo. No obstante, el crecimiento medio anual en la producción total de petrolíferos ha sido de manera negativa, mostrando una reducción promedio de -1.0%, (véase Cuadro 3.13).

[59] Al final del documento se puede consultar una tabla con la conversión de miles de barriles diarios de petróleo equivalente (mbdpce) a miles de barriles diarios (mbd) para cada petrolífero.

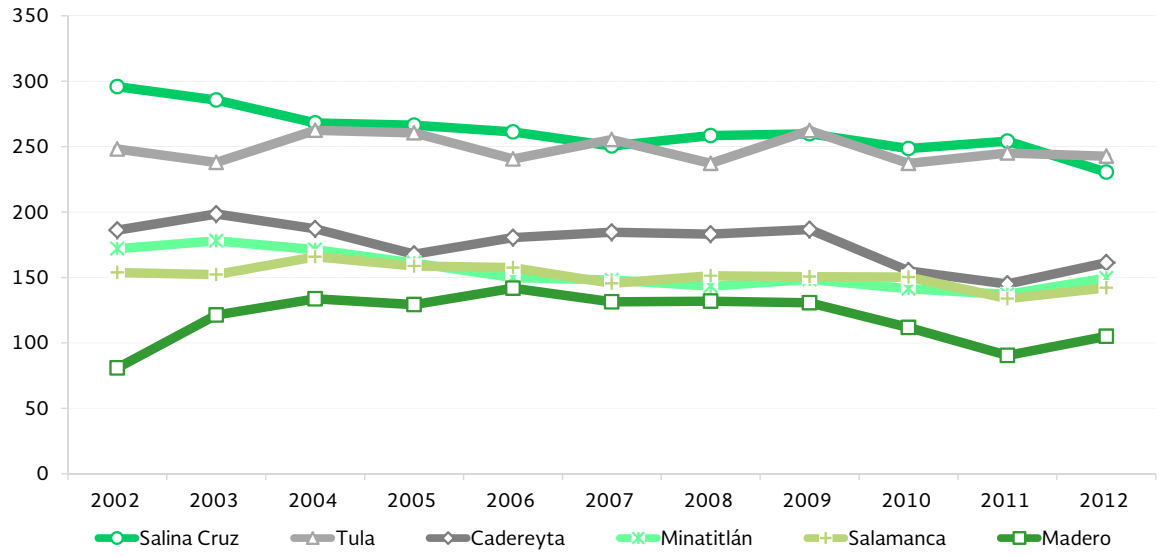
Cuadro 3.13
Producción de petrolíferos en el SNR, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Gasolinas	329.8	368.6	386.2	364.2	366.6	367.8	361.8	377.3	335.5	322.1	345.0	0.5
Combustóleo	484.8	427.6	396.9	378.3	350.7	325.1	311.3	341.0	347.6	331.6	294.9	-4.9
Coque de petróleo	0.6	12.2	20.9	22.0	23.6	24.4	27.1	28.3	21.8	23.5	37.1	52.0
Diesel	266.7	307.5	324.4	317.9	327.8	333.8	343.2	336.7	289.3	273.5	299.4	1.2
Turbosina*	54.8	57.6	60.1	61.2	62.7	64.1	61.9	55.2	50.2	54.5	54.8	0.0
Total	**1,136.7**	**1,173.6**	**1,188.5**	**1,143.6**	**1,131.4**	**1,115.2**	**1,105.3**	**1,138.5**	**1,044.2**	**1,005.2**	**1,031.1**	**-1.0**

Fuente: SENER, con información de PEMEX Refinación.

En lo que se refiere al porcentaje de la producción total de petrolíferos en el SNR, la refinería de Tula elaboró 23.5%, Salina Cruz 22.4%, Cadereyta 15.6%, Minatitlán 14.5%, Salamanca 13.8% y Madero 10.2%, (véase Figura 3.19).

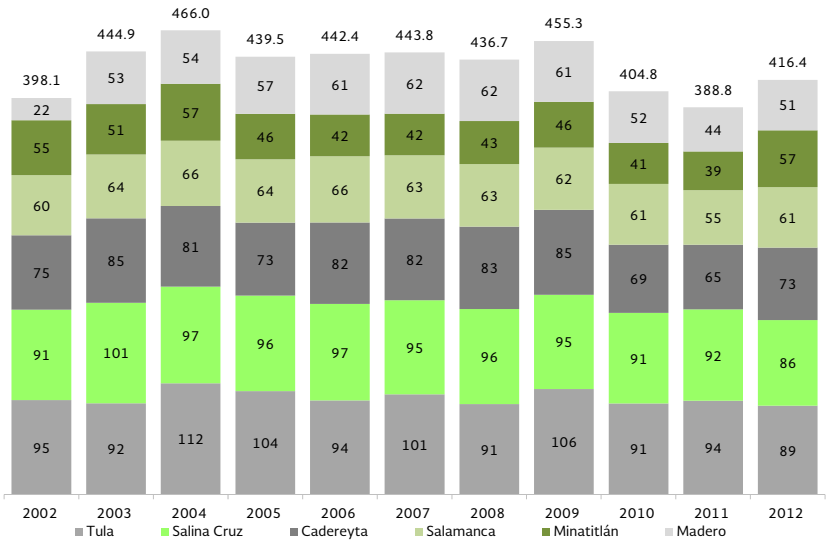
Figura 3.19
Producción de petrolíferos por refinería, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: SENER, con información de PEMEX Refinación.

Por su parte, la producción de gasolinas a finales de 2012 fue de 416.4 mbd, mostrando un aumento de 4.6% respecto a lo registrado en 2002. En lo que respecta al crecimiento al año 2012, éste fue de 7.1% en comparación con 2011. Al cierre de 2012, las refinerías con mayor producción de gasolinas fueron Salina Cruz y Tula, con 20.6% y 21.4% respecto al total producido, respectivamente. Por su parte, las refinerías de Minatitlán, Madero, Cadereyta y Salamanca aumentaron su producción en 46.5%, 14.5%, 12% y 11.4%, respectivamente, (véase Figura 3.20).

Figura 3.20
Producción de gasolinas en el SNR, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

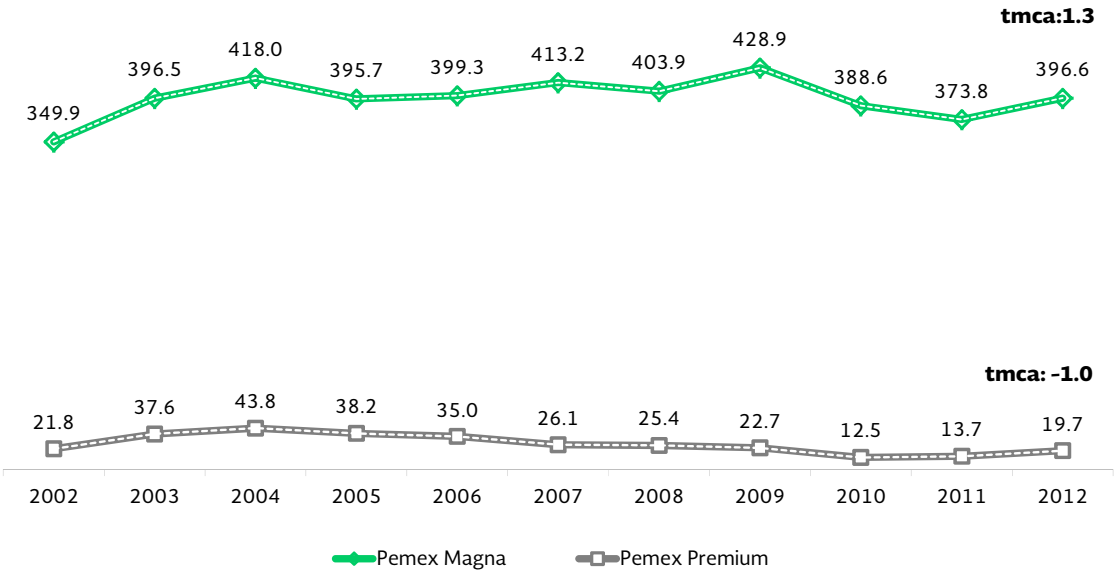


Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

La producción de PEMEX Magna fue considerablemente mayor (95.3%) que la de PEMEX Premium, 4.7%, Lo anterior se explica principalmente por el cambio en el patrón de consumo derivado de la reducción en el diferencial del precio entre las dos gasolinas, a la baja percepción del beneficio en su uso y a la estructura del parque vehicular nacional, donde un bajo porcentaje de vehículos requieren de este tipo de combustible.

La gasolina PEMEX Magna registró una producción de 396.6 mbd, mayor en 6.1% al volumen de 2011, debido al mayor rendimiento alcanzado en el proceso de refinerías. Por su parte, la producción de gasolina PEMEX Premium alcanzó 19.7 mbd, 44.1% superior a la producción del año 2011, (véase Figura 3.21).

Figura 3.21
Producción de gasolinas PEMEX Magna y Premium, 2002-2012
(miles de barriles diarios)



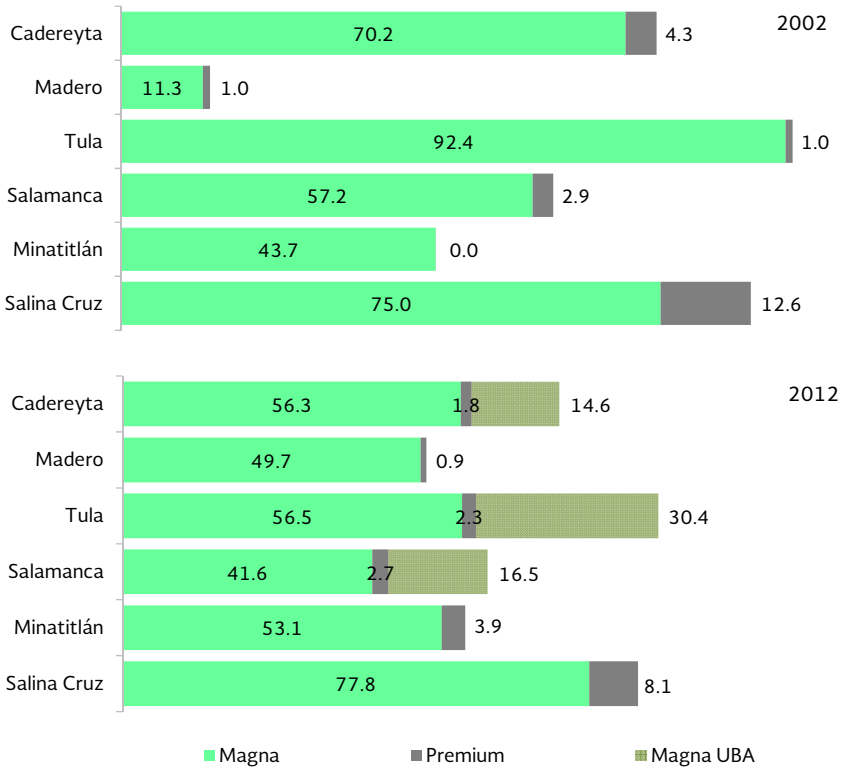
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Actualmente las refinerías Cadereyta, Madero y Minatitlán cuentan con procesos de conversión profunda, esto les ha permitido procesar petróleo pesado con una mayor participación de destilados de alto valor, así se tiene que la producción de gasolinas en la última década, en Madero y Minatitlán registró un crecimiento promedio anual de 15.2% y 2.7%, respectivamente. En contraste, Cadereyta mostró una tmca negativa de -0.2% en la producción de gasolinas de 2002 a 2012. Respecto al resto de las refinerías que no cuentan con trabajos de reconfiguración en sus plantas, Tula y Salina Cruz registraron una tmca negativas de -0.5% y 0.2% cada una, mientras que Salamanca mostró un crecimiento medio de 0.1% en los últimos diez años. En 2012, los centros de trabajo en donde se obtuvo una producción de gasolina Magna UBA fueron Cadereyta, Tula y Salamanca con 14.6 mbd, 30.4 mbd y 16.5 mbd, respectivamente, (véase Figura 3.22).

Los altos inventarios de productos intermedios registrados en 2012 en las refinerías de Cadereyta, Madero, Minatitlán y Salina Cruz fueron resultado de problemas operativos en plantas hidrodesulfuradoras de destilados intermedios[60]. Esta situación influyó en el nivel de producción de destilados intermedios en 2012 la cual fue de 356.2 mbd; 10.1% más a lo producido en 2002. De este volumen 299.6 mbd correspondió a diésel, debido al aumento en el rendimiento del producto en el SNR y 56.6 mbd a turbosina. En 2012, la mayor elaboración de turbosina provino de la refinería de Tula, contribuyendo con el 42.2% de la producción de este combustible; equivalente a 23.9 mbd, (véase Figura 3.23).

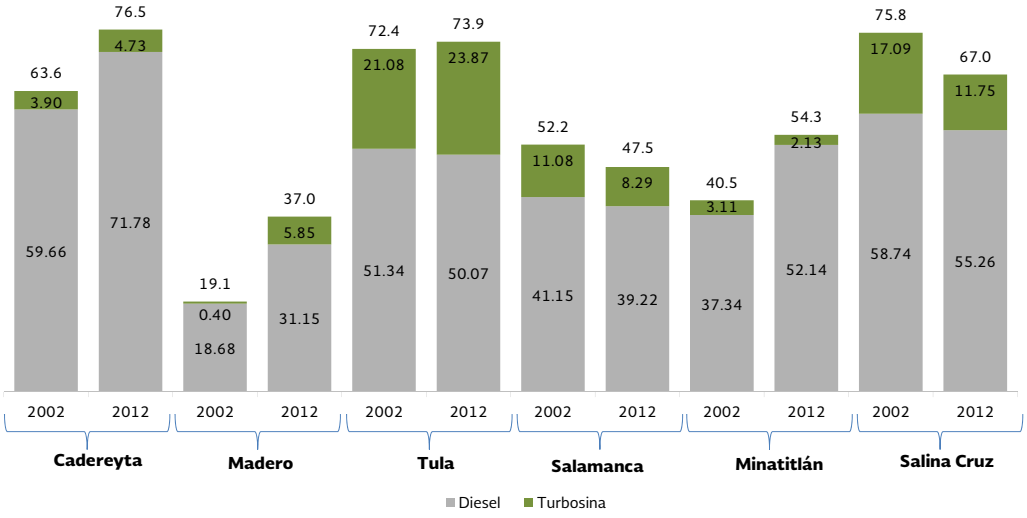
[60] Informe de Avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al Cuarto Trimestre de 2012. PEMEX, enero 2013.

Figura 3.22
Producción de gasolinas PEMEX Magna, PEMEX Magna UBA y PEMEX Premium por refinería, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)



Nota. No se incluye gasolina base.
Fuente: SENER, con información de PEMEX Refinación.

Figura 3.23
Producción de destilados intermedios por refinería, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)

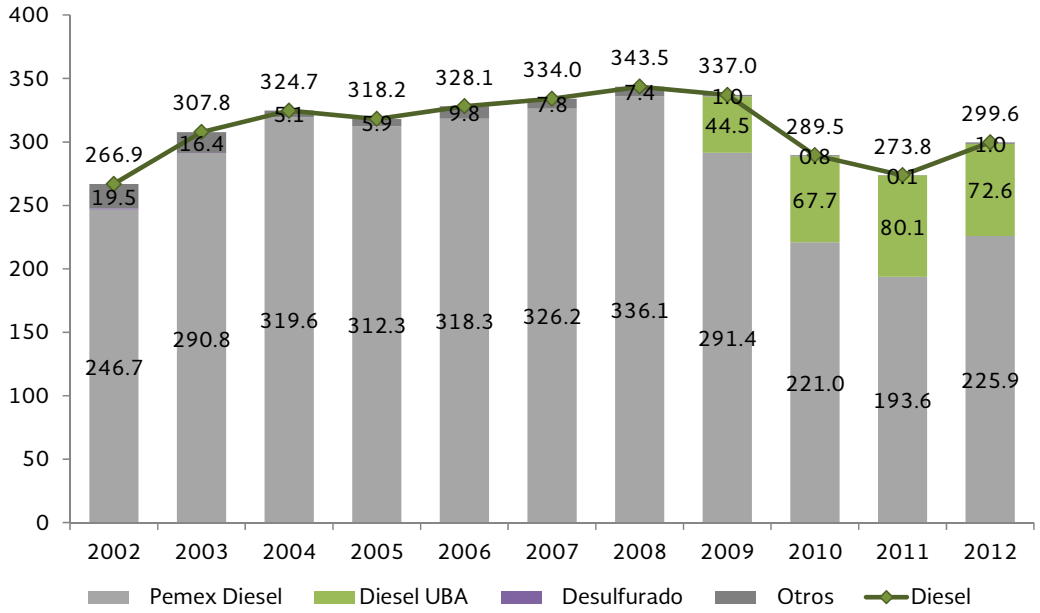


Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Por su parte, en 2012 el diésel y la turbosina tuvieron una participación en la producción total de petrolíferos de 29.0% y 5.3%, respectivamente.

En 2009 la mejora tecnológica en reactores y catalizadores en las refinerías de Cadereyta, Tula y Salamanca permitieron el inicio de la producción de PEMEX Diésel UBA[61], la cual fue de 44.5 mbd. Ya para 2012, se elaboraron 72.6 mbd de Diésel UBA, reflejado en una disminución de 9.3% con relación al año anterior, debido a los problemas que impactaron el proceso de petróleo en las refinerías de Minatitlán y Salamanca. Respecto a la producción de PEMEX Diésel, éste alcanzó una producción de 225.9 mbd al cierre de 2012, mostrando así un incremento de16.7% respecto a 2011[62], (véase Figura 3.24).

Figura 3.24
Producción de PEMEX Diésel y PEMEX Diésel UBA, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

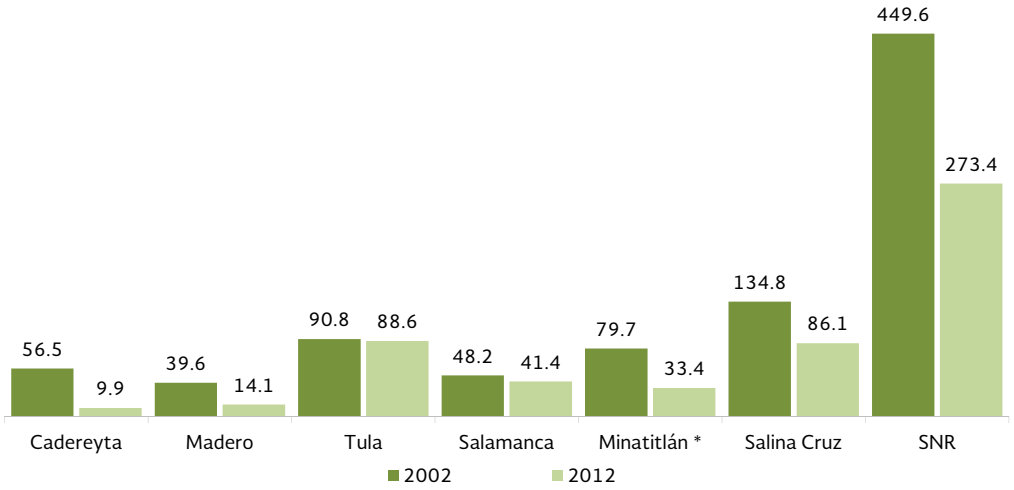


Fuente: Elaborado por SENER, con información de PEMEX Refinación

En lo que respecta a la producción de combustóleo, éste presentó una disminución de 39.2% entre los años 2002 y 2012, alcanzando así los 273.4 mbd al cierre de la década. La disminución se debe a la menor producción de la refinería de Minatitlán por efecto de su reconfiguración. La producción de combustóleo se centra en la refinación de petróleo pesado, y en menor proporción de intermedio #15, (véase Figura 3.25). En el periodo 2011 y 2012, las refinerías que aumentaron la elaboración de combustóleo fueron Madero y Salamanca, siendo ésta última la que redujo su producción por falta de ventas de combustóleo en los primeros meses de 2012.

[61] De igual forma, en este año inicia la producción de gasolina PEMEX Magna UBA.
[62] La refinería de Salina Cruz no contribuyó en la producción de PEMEX Diésel al cierre de 2012.

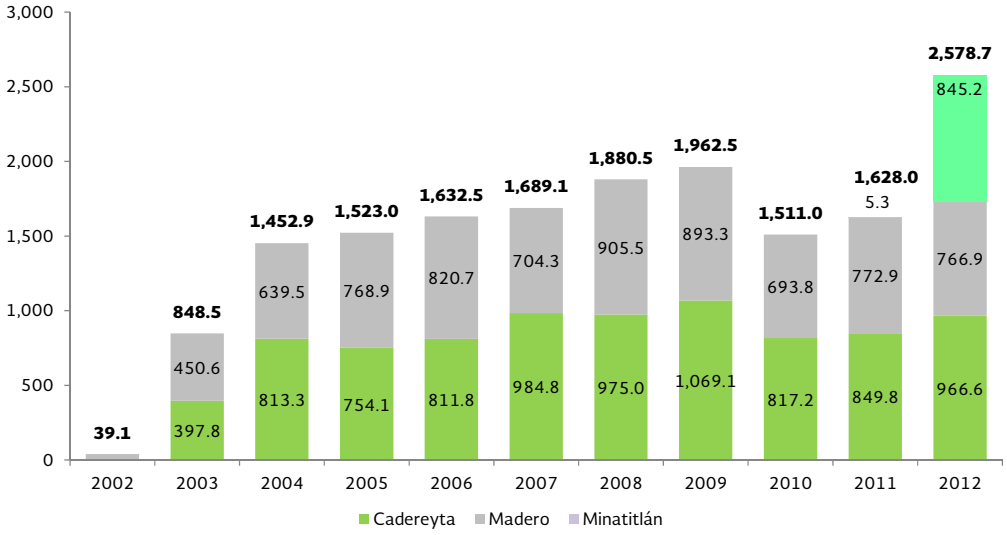
Figura 3.25
Producción de combustóleo por refinería, 2002 y 2012
(miles de barriles diarios)



* Incluye La Cangrejera
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Por otro lado, la producción de coque de petróleo fue de 2,578.7 miles de toneladas anuales (mta) a finales de 2012, mostrando un crecimiento de 58.4% con respecto a 2011. Las refinerías que cuentan con plantas coquizadoras son Cadereyta, Minatitlán y Madero. En referencia, Cadereyta aportó 966.6 mta, mientras que Minatitlán 845.2 mta, y finalmente Madero con 766.9 mta. Como se aprecia en la Figura 3.26, es evidente que el crecimiento repentino en el periodo 2011 y 2012 se debió a la entrada en operación de la planta coquizadora en la refinería de Minatitlán, que fue el resultado de los trabajos de reconfiguración de la misma.

Figura 3.26
Producción de coque de petróleo por refinería, 2002-2012
(miles de toneladas anuales)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

En resumen, las refinerías de Tula y Salina Cruz presentaron la mayor producción petrolíferos del SNR al cierre de 2012, 23.0% y 21.8% del total de producción, respectivamente. Sin embargo, fue en estas dos refinerías donde se registró una disminución en la producción de destilados, principalmente de gasolinas, en comparación con 2011, el cual fue de -5.2% en Tula y -6.6% en Salina Cruz[63], (véase Figura 3.27).

Figura 3.27
Producción de petrolíferos por refinería, 2011 y 2012
(miles de barriles diarios)

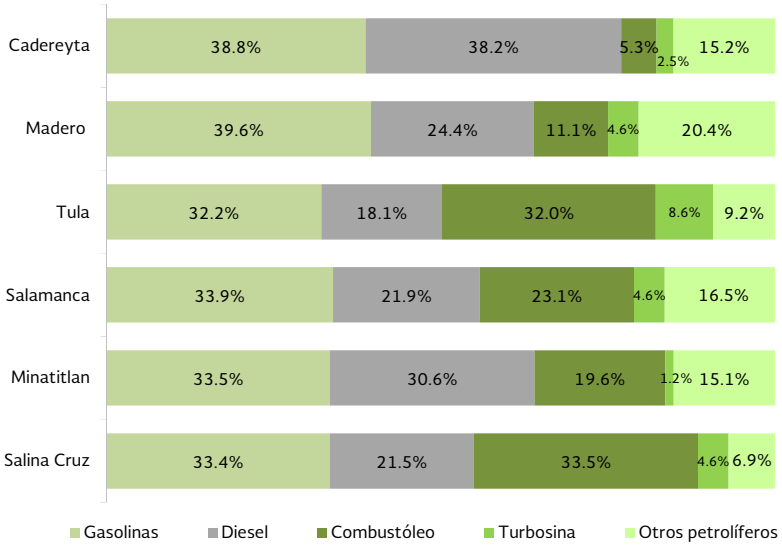
Fuente: SENER con información de PEMEX Refinación.

Rendimientos de producción

[63] Durante 2012, la refinería de Salina Cruz presentó problemas en calderas, fallas de servicios auxiliares y altos inventarios de gasolina amarga y de destilados intermedios. Por otro lado, en la refinería de Tula se hicieron ajustes a los programas de proceso y producciones por modificación a programas de mantenimiento; paros en los dos trenes de la planta H-Oil, además se registró un incidente en la planta reductora de viscosidad, afectando los programas de proceso, producción y rendimientos.

Las acciones por parte de PR para optimizar el proceso de la capacidad de refinación y mejorar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios permitieron que en 2012 el SNR registrara aumentos en los rendimientos de petrolíferos, a excepción de Tula y Salina Cruz, (véase Figura 3.28).

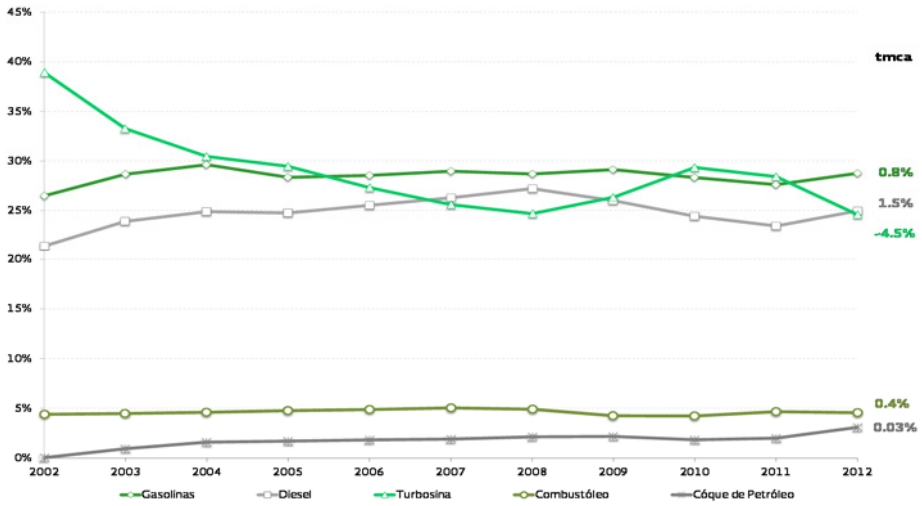
Figura 3.28
Rendimientos del crudo en la producción de petrolíferos, 2012
(distribución porcentual)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

El rendimiento de gasolinas y diésel fue 28.8% y 25.0%, superior en 1.2% y 1.5% al de 2011, respectivamente. Mientras que el de coque se ubicó en 3.1%, superior en 1.1% comparado con el año anterior. Respecto al combustóleo, y turbosina, ambos disminuyeron su rendimiento en 4.6% y 24.6% en el orden mencionado, (véase Figura 3.29).

Figura 3.29
Rendimientos globales de producción del SNR, 2002-2012
(unidades porcentuales)



Nota. Se incluye transferencias de La Cangrejera.
Fuente. Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

3.3.1 Almacenamiento y distribución

A diciembre de 2012, PR operó con una red de oleoductos de 5,223 km y 8,917 km de poliductos que se conectan a las seis refinerías mediante las 77 terminales de almacenamiento y reparto (TAR) distribuidas en cada entidad federativa, así como de 1,360 autotanques y 15 terminales marítimas para dar atención a 10,042 estaciones de servicio (ES), distribuidores, Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA) y Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Para atender la demanda de combustibles, las TAR están distribuidas en 4 regiones; 22 se concentran en la región Pacífico, 20 en la Norte, 20 en la zona Centro y finalmente 15 en la región Sur. Respecto a las terminales marítimas, se localizan 9 en la región Pacífico, 5 en la Golfo y 1 en la zona Norte del país, (véase Figura 3.30).

Figura 3.30
Sistema de Almacenamiento y Reparto

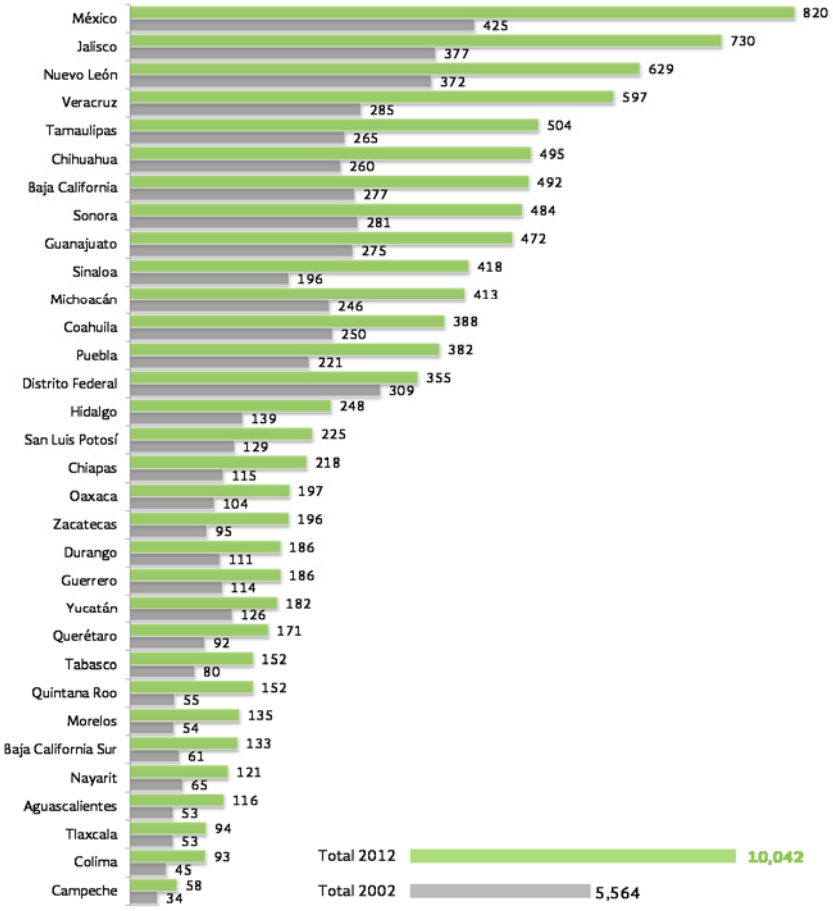
Fuente: SENER con información de PEMEX Refinación

Estaciones de servicio

El número de estaciones al cierre de 2012 fue de 10,042, cifra mayor en 4.2% respecto a 2011, es decir 405 ES. Del total de ES registradas en 2012, se registraron 9,980 bajo la denominación Cualli y 62 no Cualli. Cabe mencionar que es mediante las franquicias que participan los inversionistas mexicanos bajo los marcos regulatorios que se tienen establecidos, (véase Figura 3.31).

La comercialización de combustibles se lleva a cabo mediante las ES, por lo que PR ha instrumentado el Programa de Modernización de Estaciones de Servicio[64], punto de partida del Sistema de la Franquicia PEMEX, lo que ha permitido incrementar el número de ES en los últimos años. Así se tiene que de 2002 a 2012, se incrementó 80.5%, es decir, 4,478 ES. Las entidades federativas que concentraron el mayor número de ES en 2012 fueron el Estado de México con 8.2%, Jalisco con 7.3%, Nuevo León con 6.3%, Veracruz con 5.9% y Tamaulipas con 5.0%.

Figura 3.31
Estaciones de servicio por entidad federativa, 2002 y 2012
(número de estaciones)



Nota. Se refiere al número de estaciones de servicio en operación al cierre de cada año.
Fuente: SENER con información de PEMEX.

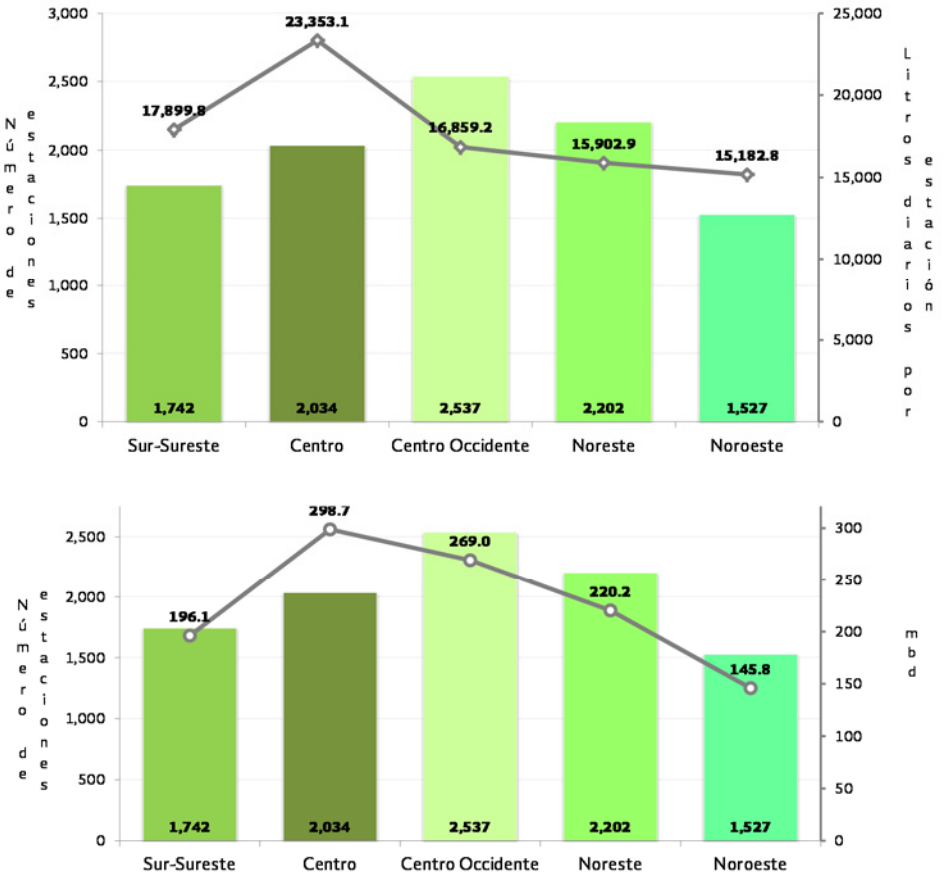
En 2012, el mayor número de ES se ubicó en la región Centro-Occidente, con 2,537 estaciones para atender una demanda de combustible de 269.0 mbd. Pese a que en la región Centro se tiene una menor cantidad de estaciones de servicio (2,034 estaciones) respecto a las regiones Centro-Occidente y Noreste, dicha región concentró la mayor demanda de combustibles para el sector autotransporte, la cual fue de 298.7 mbd. La región Noreste contó con 2,202 ES y una demanda de 220.2 mbd; seguida por la región Sur-Sureste, con 1,742 estaciones y un

[64] En 2006 PR dio a conocer el Programa de Modernización de la Franquicia, con la finalidad de impulsar el cambio en el modelo de la franquicia y evolucionar la comercialización de combustibles a un formato de negocios, para ofrecer beneficios al consumidor final.

consumo de 196.1 mbd. La región Noroeste registró 1,527 estaciones y un consumo de 145.8 mbd.

Es importante señalar que el número de ES no determina la demanda de combustibles. Tal es el caso de la región Centro, en donde con una menor cantidad de estaciones de servicio abastece una mayor demanda de combustible, 23,353.1 litros diarios (l/d) por estación. La región Centro-Occidente suministra 16,859.2 lt/d por estación y Sur-Sureste abastece 17,899.8 lt/d por estación, (véase Figura 3.32).

Figura 3.32
Estaciones de servicio y demanda de combustibles por región, 2012



Fuente. SENER con información de PEMEX e IMP.

3.4 Demanda de petrolíferos

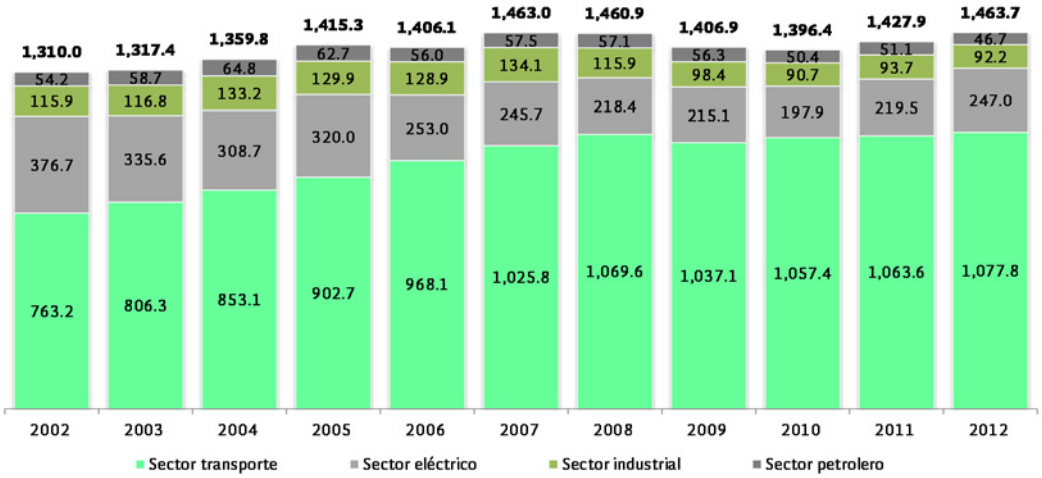
La demanda total de petrolíferos fue 1,463.7 mbdpce al cierre de 2012, presentando un crecimiento de 11.7% con relación a 2002, y de 2.5% respecto a la registrada en 2011. Este crecimiento se debió principalmente a la mayor demanda de petrolíferos en el sector transporte, (véase Figura 3.33).

El segundo sector de importancia en consumo de combustibles es el eléctrico, en 2012 demandó el 16.9% de la demanda de petrolíferos, lo que representó 247.0 mbdpce. De 2002 a 2012 este sector mostró una reducción de 34.4%, es decir, se dejaron de consumir 129.7 mbdpce durante este periodo. Sin embargo, de 2011 a 2012 aumentó su demanda en 12.6%, registrando una adición de 27.6 mbdpce. Las variaciones en el consumo de este sector se

reflejaron en una tasa media anual de -4.1% para el periodo comprendido 2002-2012, debido a una paulatina disminución en el consumo de combustóleo para generar energía.

Cabe destacar que los petrolíferos de mayor consumo en la generación pública y privada de electricidad son el combustóleo, coque de petróleo y diésel, sin embargo, el gas natural continua siendo el combustible más usado en el sector eléctrico y ha desplazado el uso de estos combustibles, como resultado de una política que busca generar electricidad de una forma más limpia, eficiente y de menor costo, además de buscar otras fuentes alternativas de energía, como lo son las energías renovables.

Figura 3.33
Demanda de petrolíferos por sector, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: SENER e IMP con información de PEMEX, SE y empresas privadas.

La demanda de combustibles en las actividades industriales depende directamente del comportamiento de la economía nacional. En 2012, la demanda de petrolíferos en este sector fue de 92.2 mbdpce, cifra menor en 23.8 mbdpce que lo demandado en 2002 y 1.6 mbdpce menor a lo registrado en 2011, debido a que el gas natural es el principal combustible para el sector industrial, así como para la pequeña y mediana industria.

Por último, en 2012 la demanda de combustibles en el sector petrolero fue de 46.7 mbdpce, menor en 8.6% a lo consumido en 2011, debido a que se registró una menor demanda de combustóleo.

3.4.1 Sector Transporte

En 2012 las ventas de petrolíferos en el sector transporte fueron de 1,217.7 mbd, por lo que estuvieron conformadas por 66% de gasolinas, diésel con 29.2% y turbosina con 4.9%. En tanto que las ventas de intermedio 15[65] no fueron significativas, (véase Cuadro 3.14).

[65] Producto líquido 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. Es una mezcla de combustóleo pesado con diésel, la cual se utiliza como combustible para motores de barcos de mediano y gran calado principalmente.

Cuadro 3.14
Ventas regionales de petrolíferos al sector transporte, 2012
(miles de barriles diarios)

Región	Gasolinas	Diesel	Turbosina	Intermedio 15	Total	Participación
Total	**803.2**	**355.02**	**59.3**	**0.2**	**1217.7**	
Noroeste	102.6	50.6	6.5	0.00	159.7	13.1%
Noreste	141.7	84.4	6.2	0.00	232.2	19.1%
Centro-Occidente	187.5	87.5	8.2	0.04	283.3	23.3%
Centro	230.2	69.7	23.5	0.00	323.4	26.6%
Sur-Sureste	141.2	62.9	14.9	0.11	219.0	18.0%

Nota: Las cifras puden no coincidir debido al redondeo. Tal es el caso de Intermedio 15 Centro-Occidente en donde las ventas son de 0.04 mbd.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, SCT, PEMEX y SENER.

Autotransporte

El consumo de combustibles en el sector autotransporte está integrado por gasolinas y diésel, principalmente. En los últimos diez años el consumo de combustibles en este sector creció en 44.7%, equivalente a 306.4 mbdpce, (véase Cuadro 3.15). Para 2012, se ubicó en 992.0 mbdpce, 1.3% mayor respecto al consumo de 2011. De este total, las gasolinas representaron el 67.1% mientras que el 32.9% correspondió a diésel.

Cuadro 3.15
Demanda de combustibles en el autotransporte, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**685.5**	**727.4**	**770.7**	**817.7**	**880.1**	**931.6**	**976.1**	**959.2**	**976.5**	**979.1**	**992.0**	**3.8**
Gasolinas	468.4	497.6	527.1	556.4	595.2	630.0	656.3	656.2	664.2	662.2	665.5	3.6
Diésel	217.1	229.8	243.7	261.4	285.0	301.6	319.8	303.1	312.2	316.9	326.4	4.2

Fuente: Elaborado por SENER con información del IMP.

La demanda de gasolinas en el periodo 2002-2012 tuvo un crecimiento moderado de 3.6%. Atribuible a un mayor parque vehicular, a una mayor introducción al país de vehículos usados y al incremento en el crédito para la adquisición de vehículos nuevos y usados. Por su parte, la región Sur-Sureste presentó una mayor tasa de crecimiento anual de 5.9%; dicho resultado se debió a un mayor incremento del parque vehicular. La segunda región con mayor crecimiento fue la región Noreste, la cual tuvo una tasa de 4.3% anual. En seguida las regiones Centro-Occidente y Noroeste presentaron un comportamiento similar en el mismo periodo, el cual registró 3.7% y 3.2%, respectivamente. Finalmente la región Centro fue la que menor dinamismo tuvo, pues presentó una tasa de 2.3% anual, cabe destacar que aun siendo la región con menor aumento de consumo anual de gasolinas, fue la que mayor consumo en volumen ha presentado en lo largo del periodo, (véase Cuadro 3.16).

Cuadro 3.16
Demanda regional de gasolinas en el sector autotransporte, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**565.3**	**600.5**	**636.1**	**671.5**	**718.3**	**760.3**	**792.0**	**791.9**	**801.6**	**799.1**	**803.2**	**3.6**
Noroeste	67.3	72.8	78.9	85.6	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	4.3
Noreste	103.8	115.4	121.8	129.0	139.4	147.3	153.6	151.4	148.1	142.2	141.7	3.2
Centro-Occidente	130.9	137.8	147.1	155.3	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	3.7
Centro	183.3	188.4	194.3	200.6	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.6	230.2	2.3
Sur-Sureste	79.9	86.1	94.0	101.0	110.5	120.3	128.6	132.6	136.2	138.1	141.2	5.9

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Por tipo de gasolina, el consumo de PEMEX Magna representó 89.1% de la demanda total de gasolinas, menor en 3.4 puntos porcentuales con relación a 2011, mientras que la PEMEX Premium aportó 10.9% del total, 3.3 puntos porcentuales más que en 2011. Este comportamiento se dio principalmente por el cambio en el patrón de consumo derivado de la reducción en el diferencial del precio entre las dos gasolinas, (véase Figura 3.34).

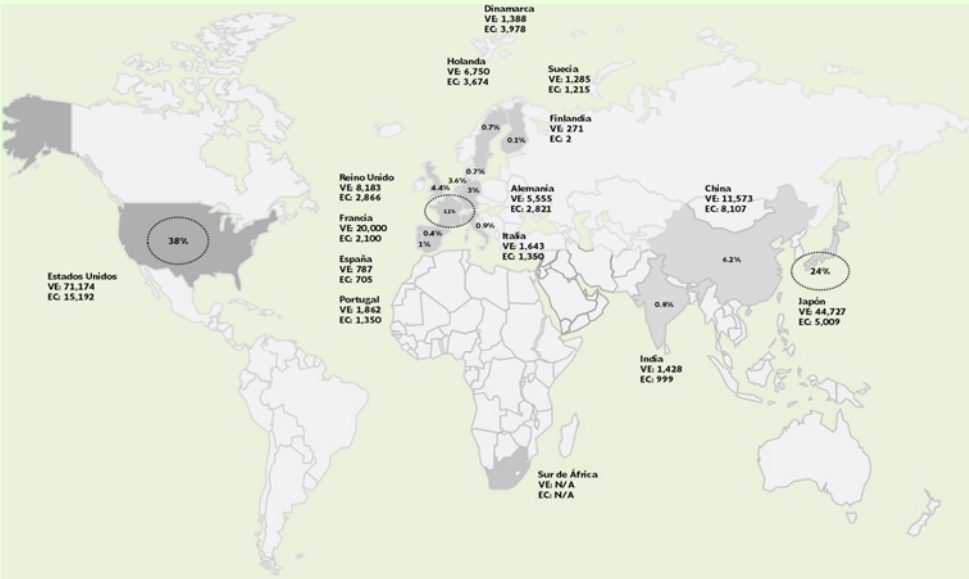
Autos eléctricos en México

Los autos eléctricos parecen ser la clave para transformar la forma en que el mundo se mueve. Además, de reducir las emisiones contaminantes ayudarán a decrecer la dependencia que se tiene del petróleo. Estados Unidos y varios países de Europa y Asia ya han avanzado en la transición, la interrogante aquí es: ¿México está listo para este proceso? (Urias, 2013). Para dar respuesta a esta interrogante el presidente de una de las principales armadoras del sector automotriz en México descartó que el mercado mexicano esté listo para la comercialización masiva de vehículos eléctricos, por lo que la compañía no venderá, por el momento unidades de energía alternativa en el país. Añadió, "No vemos de momento una oportunidad; tanto los vehículos eléctricos como los híbridos son muy caros de producir y en consecuencia muy caros de comprar, aun cuando el costo de operación sea más bajo que el de un vehículo de gasolina, dado el menor costo de la energía eléctrica y por supuesto, su mayor eficiencia". Señaló que el vehículo de propulsión de combustible seguirá siendo la parte más importante de la venta automotriz en México, concluyó. (Notimex, 2013).

No obstante, empresas automotrices como Nissan tiene planes de comercializar en México el modelo Leaf, los planes para promocionarlo incluyen la instalación de centro de carga en las zonas de Polanco, Coyoacán y el Pedregal, así como en los estados de Jalisco, Nuevo León, Sinaloa y Puebla; la meta es vender casi mil unidades para 2018. Además, BMV trajo a México una docena de sus modelos Mini E, 100% eléctricos, para familiarizar a algunos mexicanos con el auto y sus características.

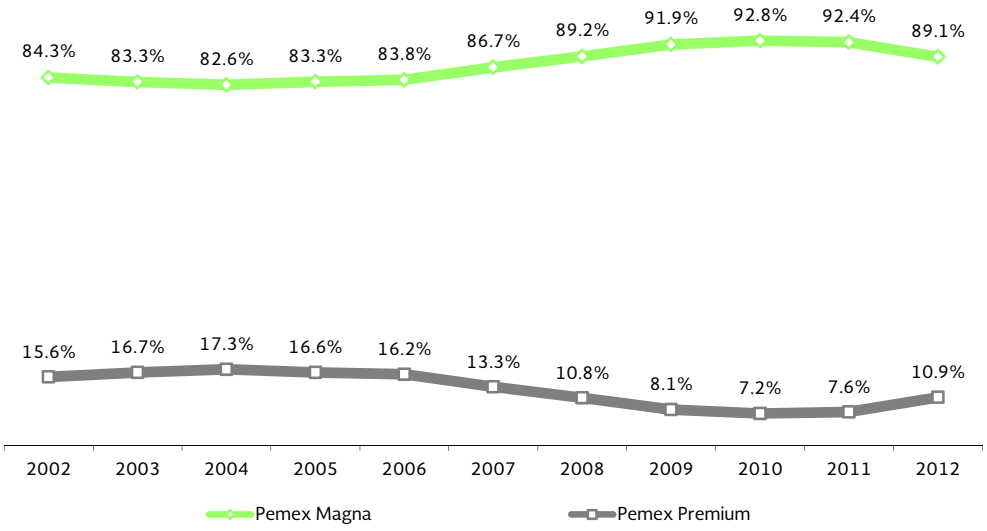
El estudio "*GLOBAL EV OUTLOOK Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020, April 2013*" es la primera iniciativa global para determinar el avance de los vehículos eléctricos en el mundo. El estudio cubre los 15 países que forman parte de esta iniciativa, los cuales representan 63% de la demanda global de coches. En 2012, el vehículo eléctrico representó 0.02% de todos los coches de uso en estos 15 países, es decir unos 180,000. Además, en 2012 hubo unos 46,000 puntos de carga lenta y unos 1,900 de carga rápida para vehículos eléctricos. Comparando estas cifras con México, se tiene que en el Distrito Federal solo se cuenta con tres estaciones de recarga: Centro Histórico, colonia Roma y en Santa Fe.

Iniciativa global para determinar el avance de los vehículos eléctricos en el mundo (miles de unidades)



Fuente: LOBAL EV OUTLOOK Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020, April 2013", IEA. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook_2013.pdf

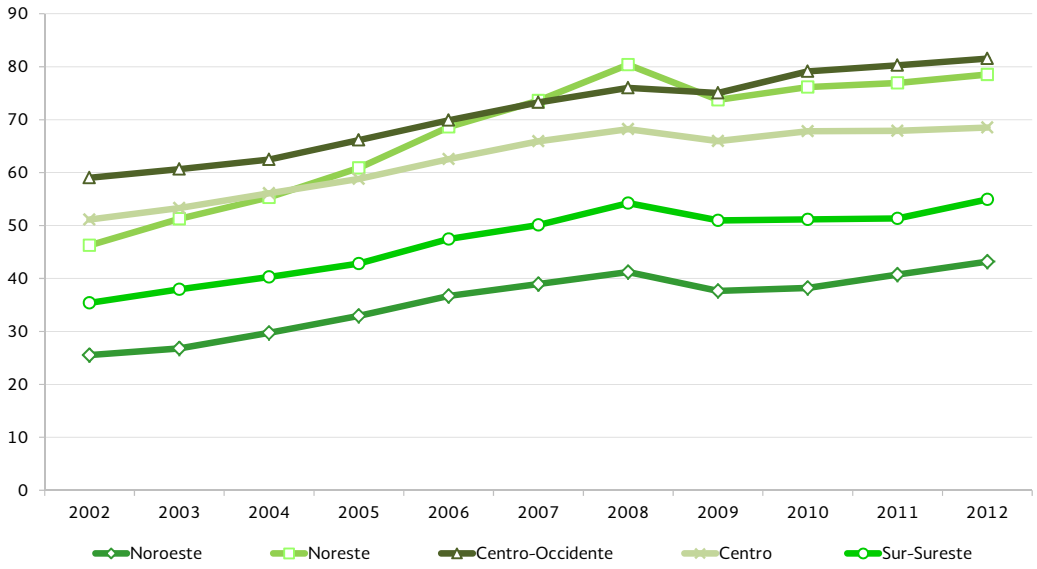
Figura 3.34
Participación de las gasolinas PEMEX Magna y Premium en la demanda interna,2002-2012
(unidades porcentuales)



Fuente: Elaborado por IMP, SENER con información de PEMEX Refinación.

Por su parte, el diésel fue el combustible con mayor demanda en el autotransporte, presentando una tasa de crecimiento promedio anual de 4.2% en el periodo 2002-2012. Este incremento se asocia a factores como un mayor parque vehicular de carga, mejor eficiencia de motores a diésel, nueva infraestructura carretera y al movimiento del autotransporte de pasajeros (en sustitución de viajes en vehículos particulares debido a la inseguridad en los traslados en carretera), (véase Figura 3.35).

Figura 3.35
Evolución de la demanda regional de diésel en el sector autotransporte, 2002-2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación y SCT.

En lo que se refiere al consumo regional, las regiones Centro-Occidente y Noreste registraron la mayor demanda de diésel con una participación en la demanda total del sector autotransporte de 25.0% y 24.0% a finales de 2012, respectivamente. La región Centro demandó el 21.0%, aún y cuando fue la región que registro el menor a aumento respecto de 2011 de 0.9%. La región Sur-Sureste consumió el 16.8% de diésel en este sector, 7.0% más que el año anterior, lo que la coloca como la región de mayor aumento en la demanda de diésel en 2012. Por su parte, la región Noroeste mostró una participación de 13.2% en la demanda de este combustible, mayor en 6.1% con relación con 2011, (véase Cuadro 3.17).

Cuadro 3.17
Demanda regional de diésel en el sector autotransporte, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**217.3**	**230.0**	**243.9**	**261.6**	**285.2**	**301.9**	**320.1**	**303.3**	**312.5**	**317.2**	**326.7**	**4.2**
Noroeste	25.5	26.8	29.7	33.0	36.7	39.0	41.2	37.7	38.2	40.7	43.2	5.4
Noreste	46.3	51.3	55.3	60.9	68.6	73.6	80.4	73.7	76.2	76.9	78.5	5.4
Centro-Occidente	59.0	60.7	62.5	66.1	69.9	73.2	76.0	75.0	79.1	80.3	81.5	3.3
Centro	51.1	53.3	56.1	58.8	62.6	65.9	68.2	65.9	67.8	67.9	68.5	3.0
Sur-Sureste	35.4	38.0	40.3	42.8	47.4	50.1	54.3	51.0	51.2	51.4	54.9	4.5

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación y SCT.

Parque vehicular

La variable más importante para determinar el comportamiento de la demanda de combustibles, principalmente gasolinas y diésel, del sector autotransporte es el parque vehicular. La evolución de éste ha mostrado una dinámica muy importante en los últimos años, de tal manera que de 2004 a 2012 se registró una tasa media de crecimiento anual de 6.4%, registrando un parque vehicular de 27.9 millones de unidades a finales de 2012. Este comportamiento fue el resultado de las facilidades de créditos a los consumidores para adquirir vehículos nuevos, especialmente para el transporte privado de pasajeros, en mayor proporción tipo SUV[66], (véase Cuadro 3.18). En 2012, la estructura del parque vehicular estuvo conformada principalmente por 38.2% de camionetas, 23.8% de vehículos compactos y 19.9% de vehículos subcompactos. Con menor participación fueron los vehículos de lujo, camionetas de uso intensivo, y camiones pesados con 8.4%, 6.2% y 2.2%, respectivamente.

Cuadro 3.18
Estructura del parque vehicular, 2004-2012
(millones de vehículos)

Categoría	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**17.0**	**17.1**	**19.4**	**21.3**	**23.0**	**23.9**	**25.1**	**26.5**	**27.9**	**6.4**
Subcompacto	4.4	4.4	4.7	4.9	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	3.0
Compacto	4.1	4.2	4.7	5.1	5.5	5.7	5.9	6.3	6.6	6.2
Lujo y deportivo	1.3	1.2	1.5	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.4	7.8
Camionetas*	5.0	5.0	6.3	7.2	8.2	8.7	9.2	9.9	10.6	10.0
Camionetas de uso intensivo	1.5	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.6
Autobuses	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.9
Camiones medianos	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.6
Camiones pesados	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	3.4

* Se refiere al tipo de Camionetas tipo SUV (Sport Utility Vehicle).
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de empresas privadas.

[66] Sport Utility Vehicle.

Por su parte, al cierre de 2012, el parque vehicular a gasolina representó el 96.3% del parque total nacional; es decir 26.8 millones de unidades, representando un aumento de 5.0% respecto a 2011. La región Centro registró la mayor concentración de vehículos a gasolinas con 8.4 millones de unidades, sin embargo, presentó la menor tasa de crecimiento anual del país, la cual fue de 4.9% entre el periodo de 2004 a 2012. En contraste, en la región Noroeste se registró la menor cantidad de unidades a gasolinas pero con la mayor tasa media de crecimiento anual, siendo de 8.6% para el mismo periodo. Respecto a las regiones Noreste y Centro-Occidente, ambas registraron prácticamente la cantidad similar de parque vehicular, no obstante que en la región Noroeste se registró un mayor crecimiento medio anual de 8.2% y de 6.5% en Centro-Occidente en el periodo comprendido de 2004 a 2012. La región Sur-Sureste agrupó 3.8 millones de unidades con una tasa promedio anual de 7.0% durante periodo 2004-2012, (véase Cuadro 3.19).

Cuadro 3.19
Evolución del parque vehicular a gasolina, 2004-2012
(millones de vehículos)

Región	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**16.1**	**16.2**	**18.6**	**20.4**	**22.1**	**23.0**	**24.2**	**25.6**	**26.8**	**6.6**
Noroeste	1.8	1.7	2.1	2.5	2.8	2.9	3.1	3.3	3.5	8.6
Noreste	3.0	2.9	3.6	4.0	4.5	4.7	5.0	5.3	5.6	8.2
Centro-Occidente	3.4	3.4	3.9	4.2	4.6	4.8	5.0	5.3	5.6	6.5
Centro	5.7	6.0	6.5	6.9	7.3	7.5	7.8	8.1	8.4	4.9
Sur-Sureste	2.2	2.2	2.5	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	7.0

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de empresas privadas

La demanda de diésel se destina principalmente al parque vehicular de carga y en menor medida a vehículos ligeros, en 2012 este tipo de unidades representó 2.9% del total nacional del parque vehicular. Ante esta participación, la introducción de vehículos compactos y deportivos con motorización diésel no ha sido representativa. La mayor distribución a nivel regional se tuvo en la zona Centro, con 229.0 miles de unidades, seguida de la región Noreste con 203.4 miles de unidades, de la misma manera, en ambas regiones es en donde se registraron los mayores crecimientos promedios anuales de 4.7% y 5.0%, respectivamente, en el lapso 2004-2012, (véase Cuadro 3.20).

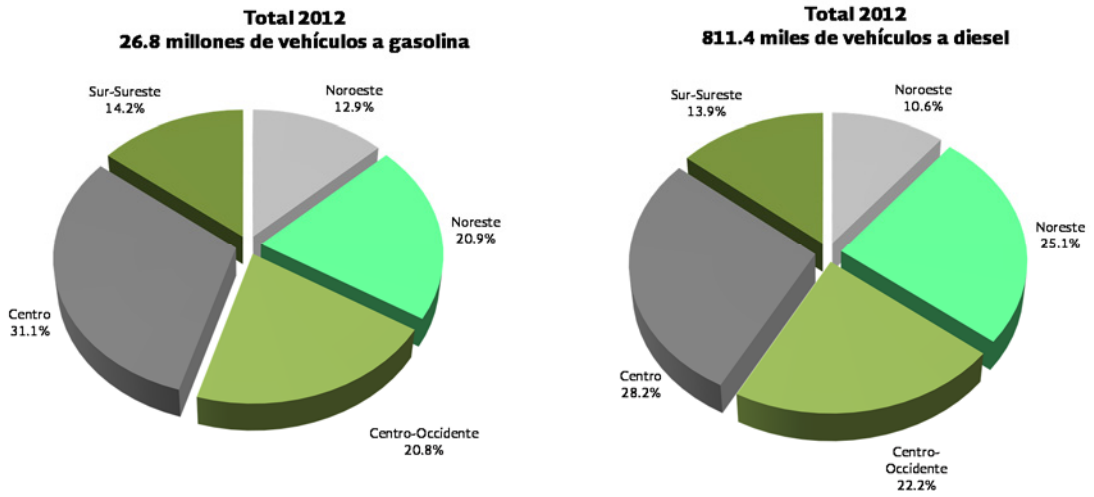
Cuadro 3.20
Evolución del parque vehicular a diésel, 2002-2012
(miles de vehículos)

Región	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**583.1**	**593.6**	**622.2**	**659.4**	**695.1**	**705.4**	**718.7**	**730.1**	**811.4**	**4.2**
Noroeste	68.4	67.7	70.7	75.0	76.2	74.1	74.0	76.4	86.0	2.9
Noreste	137.8	141.8	150.6	163.1	172.2	174.6	178.2	181.4	203.4	5.0
Centro-Occidente	135.1	136.6	142.1	149.1	157.0	159.0	162.2	163.0	180.5	3.7
Centro	158.0	163.2	171.2	180.2	193.6	200.2	205.5	208.3	229.0	4.7
Sur-Sureste	83.9	84.4	87.7	92.1	96.0	97.5	98.7	101.0	112.5	3.7

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de empresas privadas.

La cantidad de vehículos de gasolina es mucho mayor que los de diésel debido a que el diferencial de precios entre combustibles no es lo suficientemente grande como para incentivar el uso de vehículos particulares de diésel, no obstante que la principal ventaja de los motores diésel, comparados con los motores a gasolina, es su bajo consumo de combustible y mejores rendimientos del motor. Además, el elevado costo de vehículos a diésel ha sido un factor para inhibir una mayor introducción de los mismos al mercado interno. Por otro lado, la disponibilidad de gasolina es mucho mayor a la del diésel, debido a un mayor parque vehicular a gasolina, (véase Figura 3.36).

Figura 3.36
Distribución regional del parque vehicular nacional, 2012
(Unidades porcentuales)



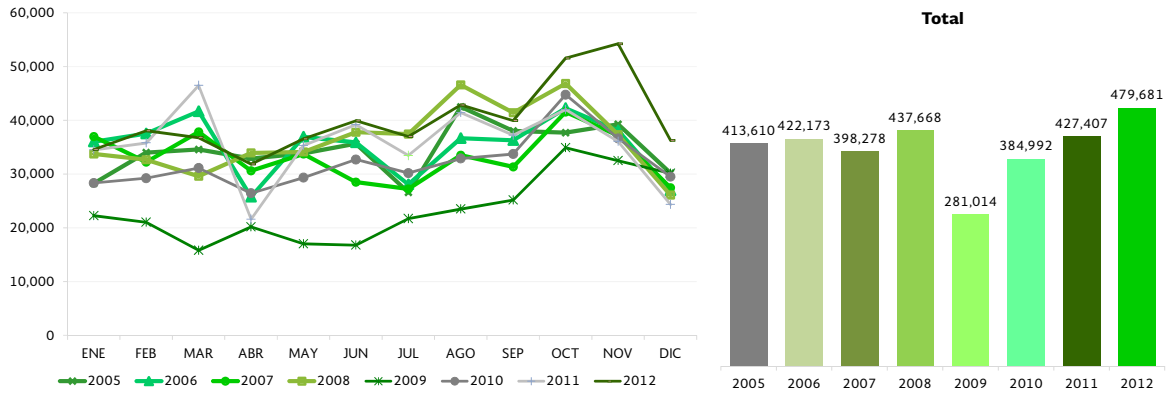
Fuente. Elaborado por IMP, con base en empresas privadas.

La evolución hacia combustibles de ultra-bajo azufre[67] se ha dado de manera paulatina; el combustible PEMEX Diésel UBA se vende en la frontera norte del país desde el 2007. A partir del 2009 cuando inició el suministro de PEMEX Diésel UBA en la zona metropolitana de Monterrey, Guadalajara y Distrito Federal para el servicio de trasporte urbano llamado Metrobús.

Parque vehicular nuevo

A finales de 2012, la producción de vehículos en México fue de 479,681 unidades, lo que representó 12.2% mayor respecto a 2011. El factor que impulso dicho crecimiento fue el incremento en las exportaciones así como las ventas en el mercado interno, (véase Figura 3.37). Por su parte, la exportación de unidades se incrementó 9.9% en comparación a 2011, mientras que las ventas en el mercado interno crecieron 9.0%.

Figura 3.37
Producción de vehículos para el mercado interno, 2005-2012
(miles de unidades)



Fuente: Elaborado por SENER con información de AMIA.

[67] El Diésel UBA tiene como máximo 15 ppm de azufre.

El crecimiento del parque vehicular con nuevas tecnologías tiene un efecto positivo en el consumo de combustibles, ya que presentan un mejor rendimiento de kilometraje por litro de combustible y mejora en la combustión de la misma al reducir emisiones contaminantes. Además, la tendencia a uso de vehículos subcompactos en las grandes ciudades así como la incorporación de vehículos eléctricos, son clave para el uso más eficiente de los combustibles y protección del medio ambiente.

Impacto de la importación de vehículos usados a México

El Tratado de Libre Comercio para América del Norte (TLCAN) establece que a partir del 1° de enero de 2009 y gradualmente hasta el año 2019, México no podrá adoptar o mantener prohibiciones o restricciones a la importación de vehículos usados provenientes de Canadá o de los Estados Unidos, en función del año modelo de antigüedad de los vehículos.

Al respecto se menciona el orden de las acciones implementadas para el ordenamiento del mercado de vehículos usados importados al país:

- El 24 de diciembre de 2008 se publicó en el DOF el "Decreto por el que se establecen las condiciones para la importación definitiva de vehículos usados", cuya vigencia se prorrogó hasta el 30 de junio de 2011, mediante Decreto publicado en el mismo órgano de difusión oficial el 28 de diciembre de 2010.
- El 1° de julio de 2011 se publicó en el DOF el "Decreto por el que se regula la importación definitiva de vehículos usados", relativo al establecimiento de aranceles y documentación necesaria para el ingreso de vehículos usados al territorio nacional, con la finalidad de dar continuidad a la implementación de las medidas previstas en el TLCAN.
- El 31 de enero de 2013 se publicó en el DOF una modificación al Decreto por el que se regula la importación de vehículos usados, publicado en el DOF el 1 de julio de 2011, toda vez que las condiciones aún se encuentran presentes, resulta necesario prorrogar su vigencia hasta el 31 de enero de 2014.a fin de contar con un marco regulatorio que otorgue seguridad jurídica a los importadores de vehículos automotores usados.

En este sentido, el aumento de las importaciones de estos vehículos ha tenido un efecto importante en la composición del parque vehicular en México. De acuerdo a la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz (AMIA), en 2012 ingresaron al país, 136.1 miles de vehículos usados, cifra menor en 33.8% a la registrada en 2011, esta variación se asocia a la entrada en vigor del decreto que dejó sin efecto los amparos en contra del decreto vigente para importar vehículos usados. Es importante destacar que el ingreso al país de este tipo de vehículos es legal, a diferencia de los autos "chocolate" que son introducidos de forma ilegal y posteriormente regularizados.

Un aspecto importante a considerar en este tipo de vehículos es la eficiencia la cual es relativamente baja, tanto por antigüedad como por desgaste. Esto afecta la eficiencia promedio del parque en circulación y aumenta el consumo de combustibles y las emisiones de contaminantes.

Referencias:
Secretaría de Economía, DECRETO que modifica el diverso por el que se regula la importación definitiva de vehículos usados. Publicado en el DOF el 31 de enero de 2013.
http://www.economia.gob.mx/files/marco_normativo/D136.pdf

Transporte aéreo

En el periodo 2002 a 2012, las operaciones aéreas por tipo de aviación crecieron a una tasa anual de 1.5%, siendo el transporte de carga el que mayor crecimiento tuvo en el mismo periodo, llegando a ser de 9.8%, debido al crecimiento del intercambio comercial nacional e internacional, sin embargo la cantidad de operaciones no es significativa en comparación con la aviación comercial regular. En lo que se refiere a operaciones de aviación comercial no regular, ésta presentó un crecimiento anual de 4.7% en el mismo periodo, debido principalmente al uso de taxis aéreos el cual es un servicio entre particulares. Le sigue la aviación general con un crecimiento anual de 2.1% y la aviación comercial regular con 0.5% de crecimiento en el mismo periodo. Por otra parte, la aviación comercial con rutas no concesionadas tipo Charter, presentó un reducción de 8.1% en el periodo 2002 a 2012 debido

principalmente a que las aerolíneas en este segmento del mercado han optado por realizar vuelos regulares al existir una competencia con vuelos más baratos con aerolíneas de bajo costo, (véase Cuadro 3.21).

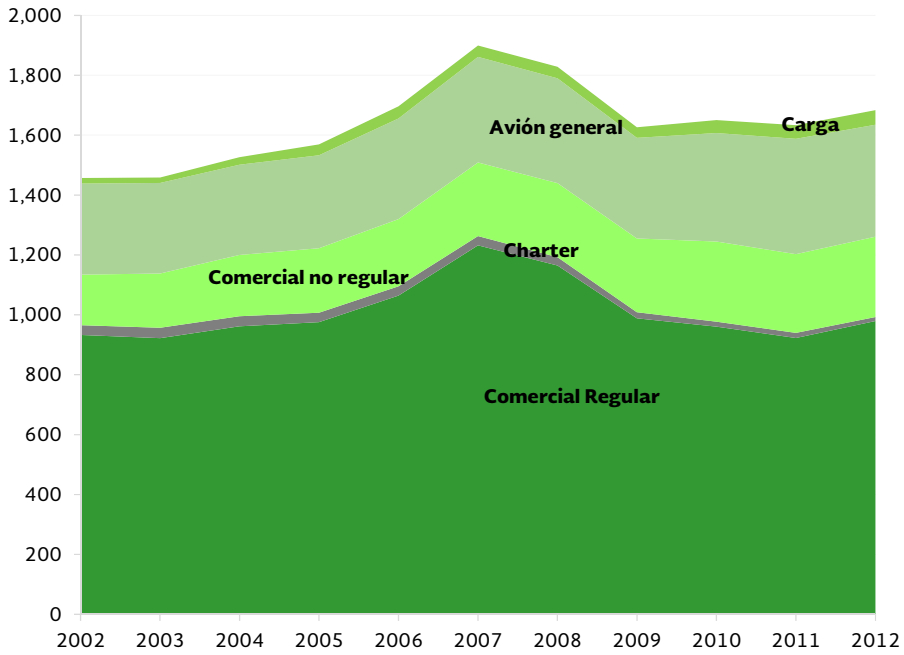
Cuadro 3.21
Operaciones por tipo de aviación, 2002-2012
(miles de operaciones)

Tipo	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**1,457.0**	**1,458.8**	**1,526.2**	**1,569.2**	**1,696.6**	**1,899.4**	**1,828.5**	**1,626.6**	**1,650.3**	**1,633.5**	**1,683.3**	**1.5**
Comercial regular[1]	933.2	922.1	961.7	975.6	1064.5	1232.1	1164.9	988.5	960.6	922.7	979.2	0.5
Charter[2]	32.1	34.7	33.8	31.4	30.7	31.2	27.6	20.3	16.6	17.0	13.7	-8.1
Comercial no regular[3]	169.0	181.2	204.8	215.2	224.5	245.3	247.6	246.5	267.8	262.9	268.3	4.7
Aviación general[4]	303.8	302.6	301.3	310.8	336.0	352.9	349.5	335.7	362.4	385.5	374.0	2.1
Carga	18.8	18.3	24.7	36.1	40.9	37.9	38.9	35.6	42.9	45.4	48.1	9.8

[1] Se refiere a aeronaves en líneas aéreas con rutas e itinerarios establecidos.
[2] Se refiere a aeronaves comerciales con rutas no concesionadas y/o fuera de itinerario, que operan esporádicamente.
[3] Se refiere a taxis aéreos.
[4] Se refiere a aeronaves privadas, oficiales, militares y aviación general con matrícula extranjera.
Fuente: ASA.

Para 2012, el 58.2% del total de las operaciones fueron de tipo comercial regular, la cuales cuentan con rutas e itinerarios establecidos. En seguida, el 22.2% correspondió a las operaciones de aeronaves privadas, oficiales, militares y aviación general con matrícula extranjera, y el 15.9% de operaciones comerciales no regulares. La menor participación se presentó en las operaciones de tipo chárter y carga con 0.8% y 2.9%, respectivamente, (véase Figura 3.38).

Figura 3.38
Evolución de las operaciones aéreas por tipo de aviación, 2002-2012
(miles de operaciones)



Fuente: SENER con información de Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA).

En cuanto al número de pasajeros transportados, los vuelos comerciales transportaron una mayor cantidad de usuarios para viajes turísticos o de negocios. Al cierre de 2012 se

registraron 86.9 millones de pasajeros en el total de los servicios de aviación. Esto se debió al incremento de los itinerarios fijos, la cantidad de vuelos disponibles y costos accesibles, (véase Cuadro 3.22).

Cuadro 3.22
Pasajeros transportados por tipo de aviación, 2002-2012
(millones de pasajeros)

Tipo	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**57.5**	**61.4**	**66.4**	**69.4**	**75.3**	**86.5**	**87.6**	**75.9**	**77.7**	**80.5**	**86.9**	**4.2**
Comercial regular[1]	52.6	55.9	60.9	64.4	70.4	81.6	83.0	72.1	74.1	76.8	83.4	4.7
Charter[2]	4.0	4.5	4.4	3.9	3.7	3.6	3.2	2.4	2.1	2.0	1.9	-7.3
Comercial no regular[3]	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	0.9	6.7
Aviación general[4]	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.6	0.7	0.6	4.6

[1] Se refiere a aeronaves en líneas aéreas con rutas e itinerarios establecidos.
[2] Se refiere a aeronaves comerciales con rutas no concesionadas y/o fuera de itinerario, que operan esporádicamente.
[3] Se refiere a taxis aéreos.
[4] Se refiere a aeronaves privadas, oficiales, militares y aviación general con matrícula extranjera.
Fuente: ASA.

Entre 2002 y 2012, la demanda de turbosina mostró una tasa de crecimiento promedio anual de 1.1%, al pasar de 55.3 a 59.3 mbd. Antes de la crisis financiera de 2009, experimentó un crecimiento anual de 3.4% entre 2002 y 2008, sin embargo en 2009, su consumo se redujo hasta 55.0 mbd. Aunado a la crisis financiera y su baja recuperación durante 2010, salida de operación de la línea aérea Mexicana de Aviación en el tercer trimestre de 2010, no se pudo establecer la demanda a los niveles de 2007, por lo que la demanda de turbosina se ha tenido una recuperación de 3.5mbd desde 2010, (véase Cuadro 3.23).

Cuadro 3.23
Demanda regional de turbosina, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**53.3**	**54.2**	**57.8**	**58.7**	**61.2**	**67.9**	**65.0**	**55.0**	**55.8**	**56.1**	**59.3**	**1.1**
Noroeste	7.3	7.2	7.2	7.4	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	-1.2
Noreste	3.6	4.7	4.5	4.3	4.7	9.5	6.7	5.2	4.4	5.2	6.2	5.4
Centro-Occidente	10.7	10.3	11.2	12.3	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	-2.6
Centro	20.8	19.8	21.2	21.6	22.5	23.5	22.5	21.6	22.3	23.0	23.5	1.3
Sur-Sureste	10.8	12.2	13.6	13.1	13.5	16.7	19.1	13.5	14.4	14.1	14.9	3.2

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Al cierre de 2012, la región Centro presentó la mayor demanda de turbosina, siendo de 39.6%; resultado de ello, fue el incremento en las operaciones del Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México (AICM). En segundo lugar, la región Sur-Sureste presentó una demanda de 25%; reflejo del incremento de operaciones del Aeropuerto de Cancún. En lo que concierne a las regiones Centro-Occidente, Noroeste y Noreste, la demanda de turbosina para el mismo año fue 13.9%, 11.0% y 10.4%, respectivamente. En contraste, las regiones que mostraron una reducción promedio anual fueron Centro-Occidente y Noroeste de -2.6% y -1.2%, respectivamente.

Transporte marítimo y ferroviario.

Los combustibles utilizados en el transporte marítimo son principalmente el diésel y el combustóleo. No obstante, de 2011 a 2012, su consumo mostró una reducción de 3.0% y 76.0%, en el orden mencionado, (véase Cuadro 3.24). De acuerdo a estimaciones de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), a finales de 2012, el movimiento de carga

será de 283.4 millones de toneladas, 0.2% mayor respecto a 2011. Respecto al movimiento de pasajeros lo estimó en 10.5 millones de pasajeros, inferior en 2.8% con relación a 2011.

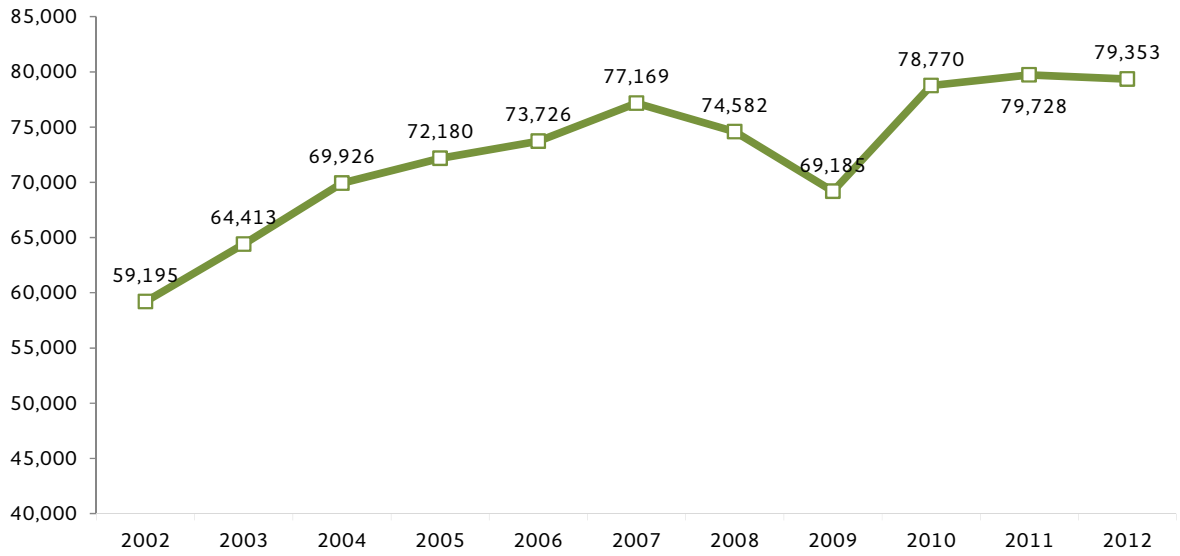
En 2012, la demanda de diésel en el transporte ferroviario fue de 12.7 mbd, menor en 5.9% respecto a 2011. Esta reducción se asocia al movimiento de carga por ferrocarril, el cual fue de 79,353 millones de toneladas, menor en 0.5% respecto a 2011, (véase Figura 3.39).

Cuadro 3.24
Demanda de diésel y combustóleo en diferentes modalidades del transporte, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total ferroviario	10.6	10.7	11.5	11.8	12.7	12.6	11.9	11.2	12.6	13.5	12.7	**1.8**
diesel	10.6	10.7	11.5	11.8	12.7	12.6	11.9	11.2	12.6	13.5	12.7	**1.8**
Total marítimo	15.4	15.7	14.9	16.3	16.0	15.8	18.7	13.5	14.4	16.8	15.8	**0.2**
diesel	13.6	14.1	13.5	14.7	14.8	14.6	17.8	12.8	13.5	16.1	15.6	**1.4**
combustóleo	1.8	1.6	1.4	1.5	1.2	1.2	1.0	0.7	0.8	0.7	0.2	**-21.7**

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX y SCT.

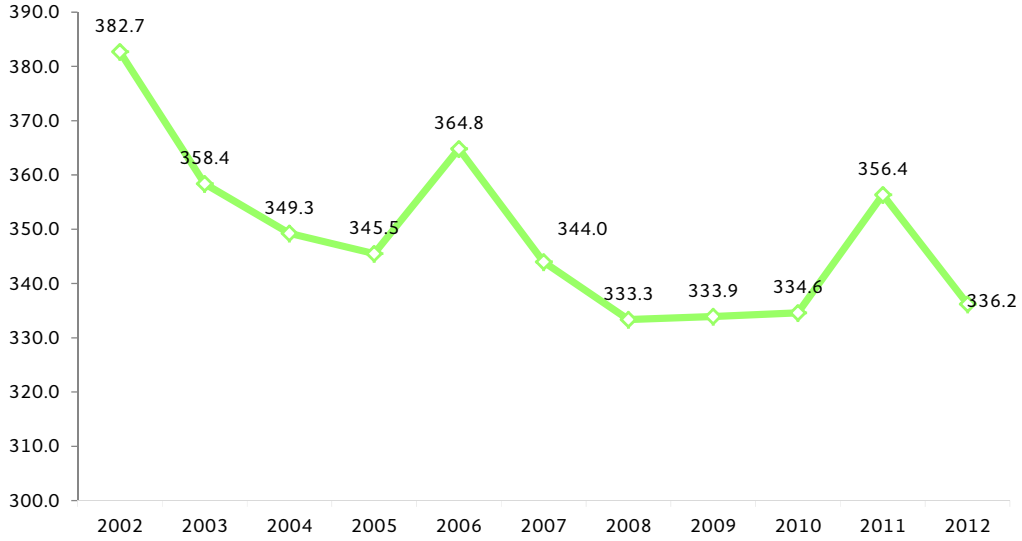
Figura 3.39
Transporte de carga por ferrocarril, 2002-2012
(millones de toneladas-kilómetro)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de SCT.

La intensidad energética del transporte ferroviario de carga ha disminuido, debido a que se han llevado a cabo inversiones tanto públicas como privadas canalizándose principalmente al mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura que tienen en concesión, así como a la adquisición, mantenimiento y conservación de equipos en equipo de tracción, de carga y en infraestructura ferroviaria. En 2012 ésta disminuyó 5%, al ubicarse en 336.2 kilojoules por tonelada-kilómetro, (véase Figura 3.40).

Figura 3.40
Intensidad energética del transporte ferroviario de carga
(kilojoules por tonelada-kilómetro)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de SCT.

En México, el transporte ferroviario de pasajeros está confinado prácticamente a los sistemas de transporte colectivo urbanos (STC-Metro-D.F., Metrorrey-Monterrey y Siteur-Guadalajara). Considerando que estos son alimentados con energía eléctrica, se puede decir que prácticamente todo el transporte ferroviario que utiliza diésel en el país es destinado al transporte de carga. En 2012, la longitud de la red ferroviaria nacional se integró por 26 mil 727 kilómetros de vías, del cual 18% está fuera de operación y este se mantuvo con el mismo nivel respecto a 2011[68].

3.4.2 Sector Eléctrico

La demanda de petrolíferos en el sector eléctrico se concentra básicamente en el consumo de combustóleo y diésel. Al final de 2012 estos combustibles representaron el 25.8% y 1.5% de la demanda total de combustibles fósiles en el sector eléctrico público. Es de importancia resaltar que las mejoras tecnológicas, regulaciones ambientales más estrictas y el diferencial de precios de combustibles han propiciado que se dé una sustitución de estos petrolíferos por gas natural, el cual es actualmente el combustible de mayor consumo para la generación de energía eléctrica. En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la encargada del suministro de la energía eléctrica a los clientes del servicio público, además de la participación del sector privado[69].

[68] A partir de la privatización del servicio ferroviario de pasajeros en México, se dejó el interés por llevar a cabo este servicio, al igual que en Chile y otros países de América Latina; mientras en Europa el transporte ferroviario sigue siendo un medio eficaz y de calidad. El algunos países se utilizan trenes de alta velocidad, como el TGV (Train à Grande Vitesse) de Francia o el Shinkansen (traducido como Nueva Línea Troncal) de Japón que traslada pasajeros a casi 300 km/h de Tokio a Osaka. En ese rubro, en Japón y Alemania se genera la tecnología para trenes que "leviten" a partir del uso de superconductores (maglev o meagnetically levitated) con lo cual se logran velocidades de hasta 581 km/h.

[69] Con la finalidad de incentivar la participación del sector privado en la expansión del sistema eléctrico, en 1992 el Congreso de la Unión modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), incorporando las modalidades de: autoabastecimiento, cogeneración, productor independiente, pequeña producción y exportación e importación de energía eléctrica.

Sector eléctrico público

El combustóleo es el de mayor consumo por la CFE en plantas termoeléctricas convencionales. El consumo de este combustible ha decrecido en el periodo comprendido entre 2002 y 2012, presentando una tmca de -5.1%; factores como la eficiencia energética de las plantas termoeléctricas convencionales, el diferencial de precios entre combustóleo y gas natural, así como las regulaciones ambientales, fueron elementos que justificaron la sustitución del combustóleo por gas natural y en consecuencia una reducción en su demanda. Pese a que el consumo de este energético muestra una reducción en el periodo histórico, su participación en 2012 fue de 25.8% del total de combustibles utilizados. Al cierre de 2012, la demanda de combustóleo se ubicó en 211.9 mbdpce; 11.5% mayor a lo consumido en el año anterior, (véase Cuadro 3.25). Este comportamiento fue originado, principalmente, por la falta de lluvias para el incremento de los embalses en las centrales hidráulicas y la reducción en el suministro de gas natural del Sistema Nacional de Gasoductos que se presentó durante el año 2012.

El segundo petrolífero utilizado por parte de CFE es el diésel, de 2002 a 2012, el consumo de diésel aumento 6.3% promedio anual. Esto se debió a que el diésel es utilizado para la generación eléctrica en horarios de máxima demanda por periodos cortos, ya que el costo del combustible es un factor para no ser considerado para cubrir la demanda base en regiones donde se tiene disponibilidad de otros combustibles.

Cuadro 3.25
Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico público, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**707.3**	**713.4**	**682.5**	**713.4**	**699.9**	**734.9**	**697.5**	**742.0**	**737.9**	**792.9**	**821.1**	**1.5**
Comisión Federal de Electricidad	627.5	599.0	522.5	549.8	497.3	493.4	439.7	476.3	466.1	501.8	539.6	-1.5
Luz y Fuerza del Centro[1]	6.0	5.7	4.9	5.0	5.2	9.5	8.3	9.8	8.3	10.6	9.6	4.8
Producción independiente de Energía	73.8	108.7	155.0	158.6	197.5	232.1	249.5	255.8	263.5	280.6	271.9	13.9
Carbón	**105.3**	**120.0**	**99.2**	**129.0**	**127.1**	**126.8**	**93.5**	**118.3**	**127.1**	**134.2**	**133.3**	**2.4**
Comisión Federal de Electricidad	105.3	120.0	99.2	129.0	127.1	126.8	93.5	118.3	127.1	134.2	133.3	2.4
Combustóleo	**357.2**	**302.6**	**276.4**	**288.5**	**221.3**	**217.5**	**192.0**	**186.6**	**168.1**	**190.0**	**211.9**	**-5.1**
Comisión Federal de Electricidad	357.2	302.6	276.4	288.5	221.3	217.5	192.0	186.6	168.1	190.0	211.89	-5.1
Diesel	**6.8**	**16.3**	**6.7**	**6.0**	**6.9**	**3.2**	**5.0**	**6.8**	**6.2**	**7.6**	**12.5**	**6.3**
Comisión Federal de Electricidad	6.26	15.48	6.47	5.74	6.81	2.91	4.49	6.73	6.19	7.60	12.22	6.9
Producción independiente de Energía	0.52	0.82	0.22	0.25	0.04	0.30	0.56	0.04	0.01	0.03	0.31	-5.2
Gas natural	**238.0**	**274.4**	**300.2**	**289.9**	**344.7**	**387.5**	**407.0**	**430.2**	**436.5**	**461.1**	**463.4**	**6.9**
Comisión Federal de Electricidad	158.7	160.9	140.5	126.6	142.1	146.2	149.8	164.7	164.7	170.0	182.2	1.4
Luz y Fuerza del Centro[1]	6.0	5.7	4.9	5.0	5.2	9.5	8.3	9.8	8.3	10.6	9.6	4.8
Producción independiente de Energía	73.3	107.9	154.8	158.4	197.4	231.8	248.9	255.8	263.5	280.6	271.6	14.0

[1] Organismo descentralizado extinto a partir del Decreto publicado el 11 de octubre de 2009 en el Diario Oficial de la Federación. Para fines del documento, se muestran por separado ya que si bien administrativamente los activos son operados por CFE, estos no forman parte de esta última.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CFE, PEMEX y SENER y empresas privadas.

Sector eléctrico privado

Para 2012, el consumo de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica equivalió a 68.3 mbdpce; mayor en 1.2% respecto a 2011. En relación al consumo de petrolíferos en este sector, el combustóleo ha presentado una reducción importante, llegando a tener una disminución promedio anual de -10.9% en el lapso 2002-2012, impulsado principalmente por regulaciones medio ambientales, mientras que el consumo de diésel presentó un crecimiento promedio de 5.3% en el mismo periodo. En contraste, la demanda de coque de petróleo en este sector ha ido tomando importancia, al aumentar su demanda 3.3% respecto a 2011, debido a que en algunos casos este petrolífero ha sido sustituto del combustóleo, (véase Cuadro 3.26).

Cuadro 3.26
Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico privado, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**33.7**	**49.9**	**63.4**	**62.9**	**64.3**	**66.8**	**63.4**	**64.0**	**69.1**	**67.5**	**68.3**	**7.3**
Carbón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.6	0.5	0.5	0.7	0.6	n.a.
Coque de petróleo	0.0	3.6	12.0	12.9	14.8	14.7	14.1	14.1	17.4	16.8	17.39	n.a.
Combustóleo	11.7	11.4	13.2	11.8	9.2	9.0	5.5	5.8	4.4	3.2	3.70	-10.9
Diesel	0.9	1.7	0.4	0.9	0.9	1.3	1.7	1.8	1.8	1.8	1.54	5.3
Gas natural	21.0	33.2	37.7	37.4	39.3	41.7	41.4	41.7	45.0	44.9	45.1	7.9

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CRE, PEMEX y empresas privadas.

3.4.3 Sector Industrial

La demanda de combustibles en el sector industrial fue de 307.0 mbdpce al cierre de 2012, lo que representó un aumento de 2.7% en comparación a 2011. Este aumento se debió principalmente al incremento del consumo de gas natural, coque de petróleo y diésel, principalmente. En contraste, la demanda de combustóleo en el sector industrial registró una disminución importante a una tasa promedio anual de -13.7%, resultado en gran medida por la sustitución de combustóleo por otros combustibles; tal es el caso de algunos ingenios azucareros que han optado por aumentar el consumo de bagazo como combustible en sustitución del combustóleo, (véase Cuadro 3.27).

Cuadro 3.27
Evolución de la demanda de combustibles en el sector industrial, 2002-2012
(miles de barriles de petróleo crudo equivalente)

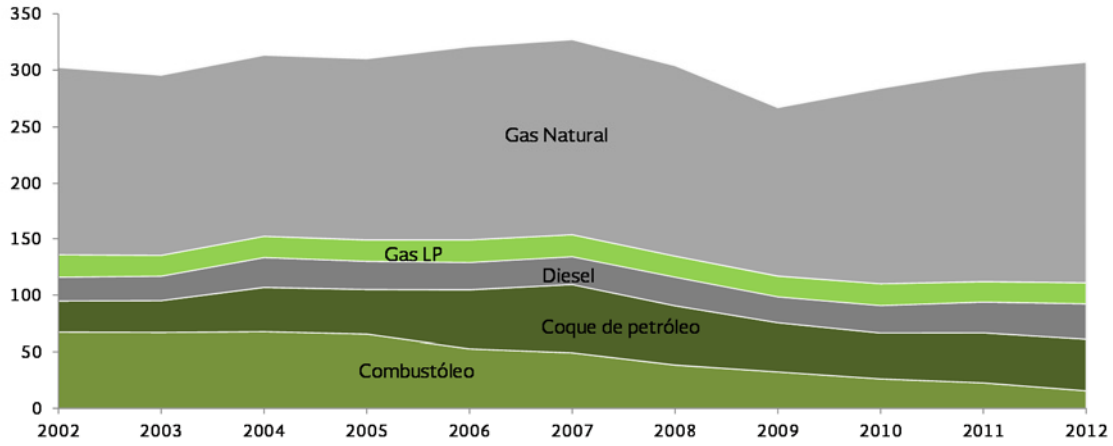
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**302.3**	**295.5**	**313.3**	**310.1**	**320.9**	**327.0**	**304.0**	**266.8**	**283.9**	**298.9**	**307.0**	**0.2**
Combustóleo	67.1	66.8	67.5	65.4	52.7	49.2	38.3	32.2	26.0	22.5	15.4	-13.7
Coque de petróleo	27.5	28.1	39.1	39.4	51.9	60.1	52.1	43.2	40.2	43.9	45.3	5.1
Diesel	21.3	21.8	26.6	25.1	24.3	24.8	25.5	23.1	24.5	27.3	31.4	3.9
Gas LP	19.8	18.4	18.9	19.0	20.0	19.5	18.6	18.3	19.4	18.1	18.7	-0.6
Gas natural	166.6	160.3	161.1	161.2	172.0	173.4	169.5	150.0	173.8	187.0	196.1	1.6

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

El coque de petróleo es consumido principalmente en las ramas industriales del cemento, metales básicos, química y productos metálicos eléctricos, por lo que sustituye en cierta medida a otros combustibles como el gas natural e impulsado por el menor costo relativo. Este combustible fue el que registró el mayor crecimiento promedio anual de 2002 a 2012 de 5.1%, sin embargo, esta tendencia puede detenerse por los bajos precios que ha experimentado el gas natural en Estados Unidos, (véase Figura 3.41).

En lo que respecta al consumo de diésel, éste presentó una tasa de crecimiento anual de 3.9%, por lo que a finales de 2012 su consumo reportó los 31.4 mbd, siendo el mayor de los últimos diez años. Lo anterior se explica, principalmente, por la sustitución de combustóleo por diésel en los sectores agrícola e industrial, aunado a la baja oferta de gas natural, el cual ha ocasionado que los sectores industrial y energético compensen sus requerimientos con diésel industrial bajo azufre.

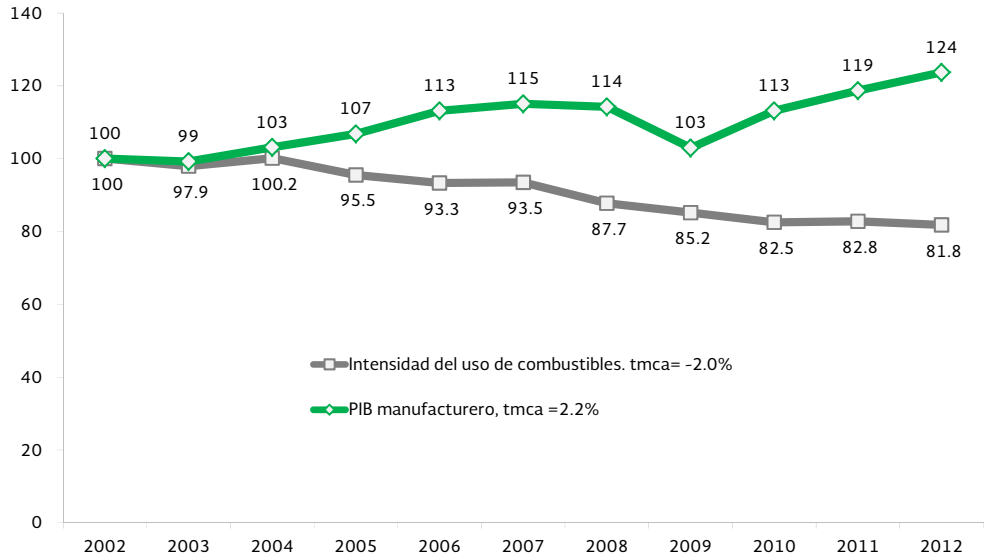
Figura 3.41
Demanda total de combustibles en el sector industrial, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Un aspecto importante a considerar es la intensidad en el uso de combustibles en el sector industrial[70]. En 2012 la intensidad energética en el sector industrial se redujo respecto de 2011, esto como resultado de un mayor crecimiento del PIB manufacturero; de 4.3% respecto del consumo de combustibles de 3.0%. Esto implicó que para producir un peso de PIB en 2012, se requirió un volumen menor de combustibles, (véase Figura 3.42). Lo anterior se debió a las mejoras en eficiencia energética y al cambio en la composición de la producción a favor de ramas económicas y procesos con menores intensidades energéticas.

Figura 3.42
Intensidad del uso de combustibles en el sector industrial y crecimiento del PIB manufacturero, 2002-2012
(índices, 1999-100)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

[70] Se refiere a la relación entre el resultado obtenido y los recursos energéticos utilizados para su consecución, por ejemplo, un proceso industrial incrementaría su eficiencia energética si redujera el consumo de energía necesario para llevar a cabo una determinada producción.

Varias ramas del sector industrial han realizado conversiones en sus procesos para un mejor rendimiento de combustible, lo que ha permitido reducir el consumo del mismo y en algunos casos permitir la sustitución de combustóleo por coque de petróleo; como lo fue en la industria siderúrgica, en donde las mejoras tecnológicas en ciertos procesos permitieron la sustitución por coque de petróleo. Otro ejemplo, es la industria del cemento la cual ha llevado a cabo mejoras tecnológicas por lo que le ha permitido tener una diversificación en el consumo de insumos energéticos, que incluyen combustóleo, coque de petróleo, combustibles alternativos y gas natural.

3.4.4 Sector Petrolero

En 2012, el sector petrolero consumió 46.7 mbdpce; 8.6% menor al consumo presentado en 2011. El combustible de mayor uso en este sector es el gas natural, sin olvidar que el combustóleo sigue manteniendo un importante nivel de consumo para la generación de calor y vapor en las plantas de servicios auxiliares en este sector. Sin embargo, de 2002 a 2012 su consumo se ha venido reduciendo, de tal manera que registró una tasa media anual de -4.6%, reflejado en una demanda de 25.9 mbdpce al final del este periodo. El diésel es otro petrolífero que demanda el sector petrolero, principalmente para servicios de transporte y generación eléctrica de respaldo; su consumo fue de 19.8 mbdpce al cierre de 2012, lo que significó un crecimiento de 12.6% comparado con 2011, (véase Cuadro 3.28).

Cuadro 3.28
Demanda total de combustibles en el sector petrolero, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**54.2**	**58.7**	**64.8**	**62.7**	**56.0**	**57.5**	**57.1**	**56.3**	**50.4**	**51.1**	**46.7**	**-1.5**
Gasolinas	0.8	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	1.0	1.8
Diésel	11.7	12.4	15.8	16.4	15.0	17.1	17.6	19.9	19.1	17.6	19.8	5.4
Combustóleo	41.6	45.7	48.4	45.8	40.5	39.8	39.0	35.8	30.7	32.8	25.9	-4.6
Turbosina	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.

n.a.: no aplica.
Fuente: SENER con información de PEMEX.

3.5 Comercio exterior de petróleo y petrolíferos

3.5.1 Petróleo

El comercio exterior de petróleo en México se lleva a cabo a través de la empresa filial de PEMEX que es PEMEX Comercio Internacional (PMI). PMI realiza para PEMEX operaciones de compra-venta de petróleo y productos derivados de su procesamiento, así como operaciones en las que tanto la compra como la venta son realizadas con contrapartes distintas a PEMEX, conocidas como “operaciones con terceros”. Es así que a través de PMI funge como ente comercializador de petróleo en los mercados internacionales y adquiere de PEP el balance entre el petróleo producido y el consumo nacional para su venta. Es de esta manera, como PMI tiene firmados diversos contratos con empresas extranjeras para la venta de petróleo en mercados internacionales con cerca de 25 clientes en América, Europa, Lejano Oriente y el resto del mundo. Entre los países que México comercializa petróleo están Estados Unidos, España, India, China, Canadá, Portugal, Holanda, Israel, Inglaterra, Antillas Holandesas, entre otros, (véase Figura 3.43).

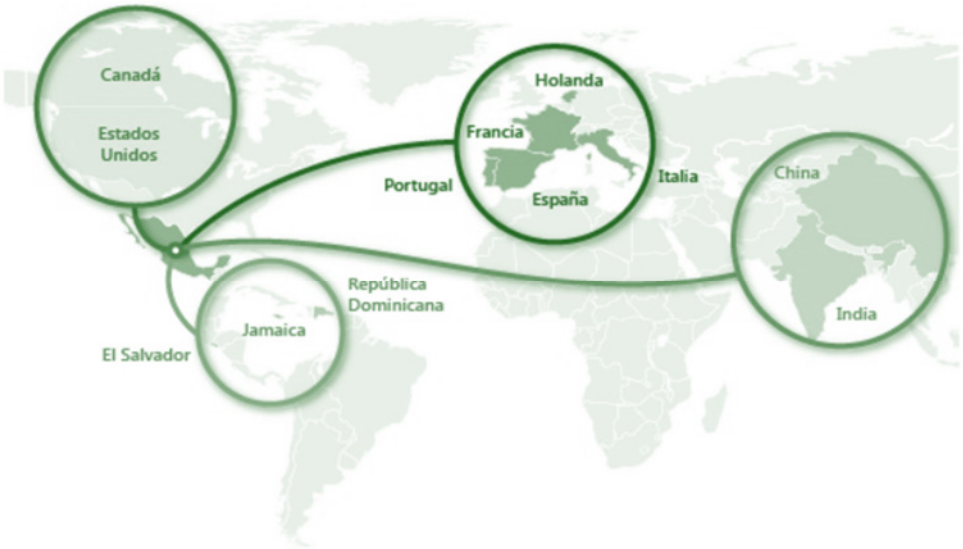
Como se mencionó en el Capítulo I de este documento, México es uno de los principales exportadores de petróleo a nivel mundial. Al cierre de 2012, México ocupó el décimo segundo

lugar entre los países con mayor exportación de petróleo, el cual registró un total de 1,255.6 mbd. Por tipo de petróleo, el de mayor comercialización es el petróleo Maya (pesado), el cual contribuyó con 77.0% del total exportado; le sigue el petróleo Olmeca (ligero) con 15.4% y el petróleo Istmo (súper-ligero) con 7.6%, (Figura 3.44).

En los últimos años, el grupo PMI ha buscado diversificar su comercialización ante la creciente disponibilidad de petróleo en los Estados Unidos, contando con un nuevo contrato de venta de petróleo Maya con China e incrementando los volúmenes comercializados a la India.

Aproximadamente el 43% de la producción de petróleo en México se dirige al mercado de exportación, lo que ha dejado al país como un dependiente de su crecimiento económico por la exportación de su materia prima como lo es el petróleo, siendo el mercado americano el destino con mayores ventas de petróleo; principalmente el mercado estadounidense en la Costa del Golfo de México. Por país de destino, el volumen de petróleo se exportó a Estados Unidos (76.3%), España (13.2%), India (6%), Canadá (1.8%), países del Convenio San José (1.1%)[71], China (0-8%), Holanda (0.4%), Portugal (0.2%) y otros (0.2%). Las exportaciones de petróleo han caído a una tasa de media de crecimiento anual de -3.1% en el periodo de los últimos diez años, siendo Estados Unidos el país destino en donde la reducción en volumen ha sido mayor con 381.4 mbd menor respecto a los niveles de 2002. El mayor crecimiento en los últimos años se ha presentado en India, en donde el volumen de exportación de petróleo se incrementó 38.7 mbd con respecto a 2002, (véase Cuadro 3.29).

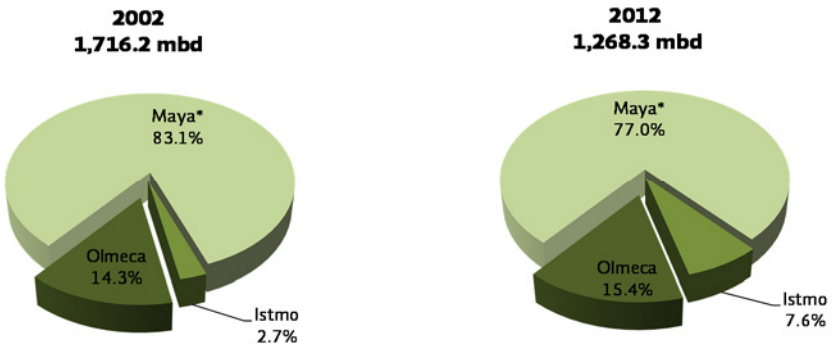
Figura 3.43
Países destino de las ventas al exterior de petróleo crudo



Fuente: Tomado de PEMEX Internacionales (PMI), www.portal.pmi.com.mx

[71] México y Venezuela mantienen el pacto que establece el suministro conjunto de hasta 160 mbd y/o derivados a los países de América Central y el Caribe suscritos en el Convenio San José, los cuales son: Barbados, Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá y República Dominicana.

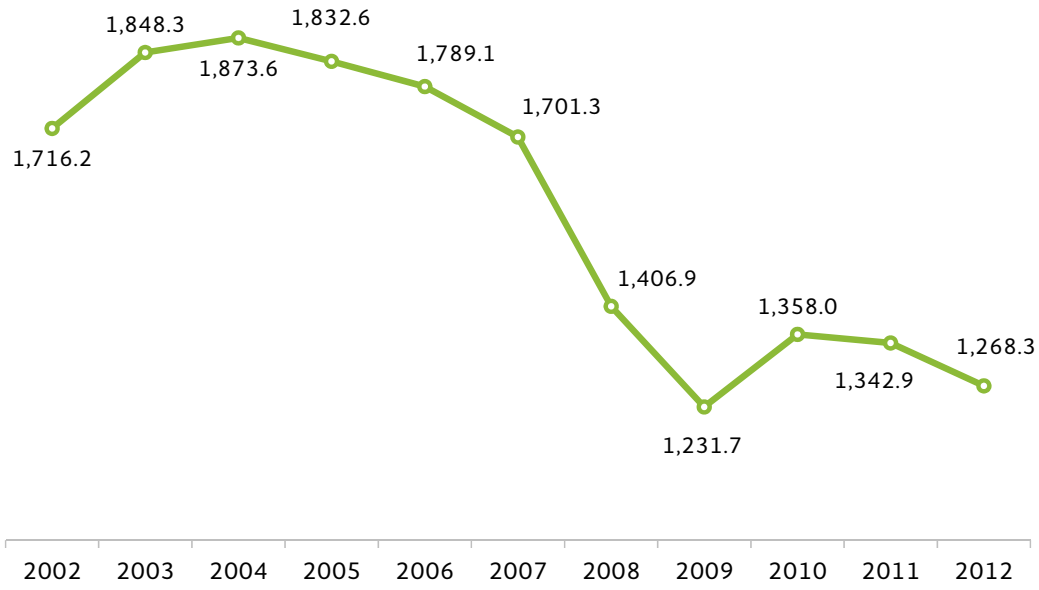
Figura 3.44
Mezcla de crudos a terminales de exportación, 2002-2012
(distribución porcentual)



* Incluye petróleo pesado Altamira.
Fuente: SENER con información de PEMEX, Base de Datos Institucional (BDI).

En los últimos años, el volumen de las exportaciones ha caído debido a la baja disponibilidad por parte de PEP, principalmente por la declinación natural de los yacimientos como Cantarell. No obstante, los ingresos derivados de la comercialización en el exterior de petróleo han incrementado, dado a factores como el aumento del petróleo en los mercados internacionales, mayor participación volumétrica de petróleo Istmo y Olmeca en la composición de la Mezcla Mexicana de Exportación y la estrategia de comercialización de PMI[72], (véase Figura 3.45).

Figura 3.45
Crudo destinado a terminales de exportación, 2002-2012
(miles de barriles diarios)



Fuente: SENER con información de PEMEX, Base de Datos Institucional (BDI).

[72] El precio de la Mezcla Mexicana de Exportación ha superado las estimaciones del precio de referencia del barril de la mezcla mexicana de petróleo contenidas en la Ley de Ingresos de la Federación, fortaleciendo así los ingresos totales del Gobierno Federal. Información proveniente de PMI: www.portal.pmi.com.mx

Cuadro 3.29
Exportaciones de petróleo crudo por país, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación 2012/20	tmca * 2002-
Total	**1,705.1**	**1,843.9**	**1,870.3**	**1,817.1**	**1,792.7**	**1,686.2**	**1,403.4**	**1,222.1**	**1,360.5**	**1,337.9**	**1,255.6**	**-6.2**	**-3.1**
Estados Unidos	1,338.6	1,437.5	1,482.0	1,424.7	1,441.9	1,351.5	1,142.9	1,049.0	1,139.5	1,095.0	957.1	-12.6	-3.4
España	140.8	143.4	149.5	160.8	144.3	125.1	122.9	93.1	115.6	110.8	166.0	49.7	1.6
India	36.7	52.5	36.3	32.8	32.0	35.2	34.9	34.5	27.8	37.1	75.4	103.4	7.2
China	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.4	36.6	9.9	-73.0	n.a.
Canadá	19.9	29.3	28.1	38.2	36.3	30.6	26.0	22.4	23.9	20.5	22.8	11.3	1.4
Convenio de San Jos	27.2	32.1	29.0	30.5	36.7	35.5	20.4	9.4	15.3	17.8	14.2	-20.4	-6.5
Holanda	2.7	0.0	0.0	0.0	1.9	14.4	8.8	10.6	3.7	7.4	5.6	-25.0	7.1
Portugal	15.4	15.0	12.5	17.7	12.5	10.0	2.5	0.0	5.2	5.4	2.7	-49.5	-17.3
Antillas Holandesas	91.8	104.9	116.5	95.8	75.0	70.0	33.8	2.7	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.
Israel	4.8	4.8	3.6	4.4	3.6	3.6	4.8	0.5	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.
Inglaterra	15.7	12.5	12.2	10.9	7.8	10.1	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.
Otros	11.4	11.9	0.7	1.4	0.6	0.0	1.4	0.0	3.1	7.2	1.9	-74.0	-18.2

† Se refiere a la exportación de petróleo a El Salvador, Jamaica y República Dominicana.
* tasa media de crecimiento anual.
n.a.: no aplica
Fuente: SENER con información de PEMEX.

Las operaciones de exportación de petróleo se realizan vía marítima bajo términos FOB (free on board), lo cual significa que la entrega del petróleo se realiza a bordo del buque designado por el comprador en el puerto de embarque acordado, pasando en ese momento los riesgos de pérdida o daño del cargamento al comprador. México cuenta con puntos de carga en Dos Bocas, en Tabasco; Salina Cruz, en Oaxaca; Cayo Arcas - en mar abierto aproximadamente a 162 kilómetros de Cd. del Carmen en Campeche-, Pajaritos, en Veracruz y Cd. Madero en Tamaulipas.

Por su parte, los ingresos de PEMEX por concepto de la exportación de petróleo fueron 46,788.1 millones de dólares (mmUSD), el cual presentó una variación negativa de 5.2% con respecto al año 2011; esto se debió a los menores volúmenes de la Mezcla Mexicana de Exportación. Por tipo de petróleo, el Maya recaudó 35,128.5 MMUSD, el Olmeca con 7,754.3 mmUSD y el Istmo con 3,905.3 mmUSD[73].

3.5.2 Petrolíferos

La evolución de las importaciones de petrolíferos presentaron una tasa de crecimiento anual de 9.4% en el periodo comprendido de 2002 a 2012. En 2012, el volumen de estas importaciones alcanzó 557.5 mbdpce; un volumen menor en 1.8% al registrado en 2011, (véase Cuadro 3.30). Lo anterior se debió a la disminución de la producción nacional, siendo la causa principal la reprogramación en el mantenimiento de las plantas en el SNR. Por otra parte, la mayor participación de las importaciones de gasolinas y diésel, se debió a los problemas operativos ocurridos en el SNR durante el año 2012, los mantenimientos correctivos y el retraso en la entrada de plantas de la reconfiguración de Minatitlán, entre otros factores.

[73] Memoria de Labores de PEMEX, 2012. www.pemex.com

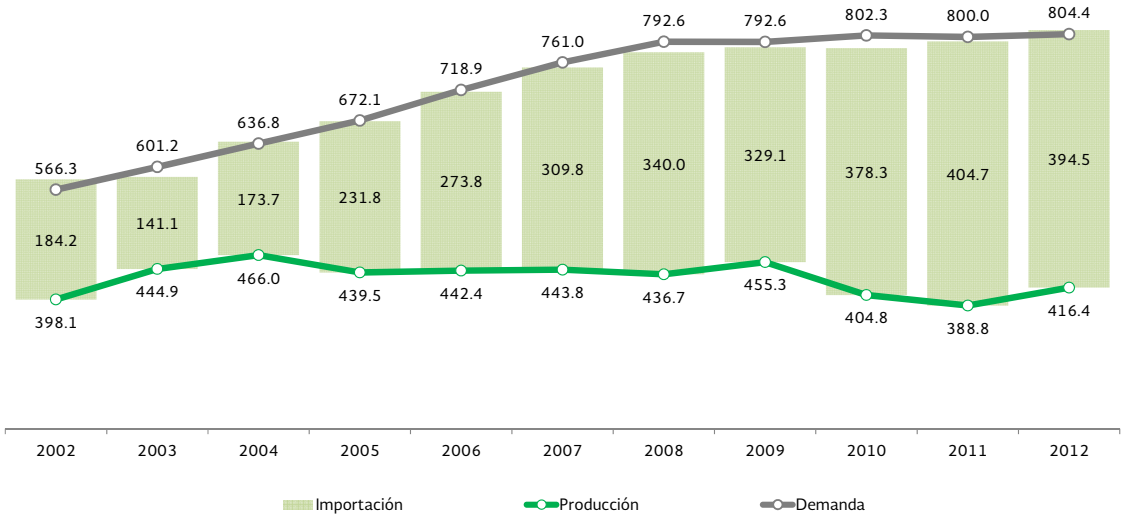
Cuadro 3.30
Evolución de las importaciones de petrolíferos, 2002-2012
(miles de barriles de petróleo crudo equivalente)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	**227.0**	**180.3**	**197.1**	**278.5**	**329.3**	**379.4**	**434.9**	**393.6**	**474.7**	**547.8**	**557.5**	**9.4**
Combustóleo	19.0	21.8	19.1	28.5	15.4	18.3	35.5	42.3	11.9	27.0	48.1	9.7
Diésel	27.2	9.3	3.7	24.8	41.2	52.7	68.0	47.6	107.9	135.6	132.7	17.2
Gasolinas	152.6	116.9	143.9	192.0	226.8	256.7	281.7	272.7	313.4	335.3	326.9	7.9
Coque de petróleo	26.5	32.3	30.4	33.1	45.6	51.6	49.7	31.1	41.5	49.9	46.8	5.8
Turbosina	1.6	-	-	-	0.1	-	-	-	0.1	-	3.0	6.5

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Como se observa en el Cuadro 3.30, el mayor porcentaje de importación ha de gasolinas, esto muestra el gran déficit de producción de éstas que existe en México como resultado de la falta de inversión en la infraestructura de refinación en el país[74]. Para el 2012, el 58.6% de las importaciones correspondió a las gasolinas, alcanzando un volumen de 394.5 mbd[75], (véase Figura 3.46).

Figura 3.46
Producción, demanda e importación de gasolinas, 2002-2012
(miles de barriles diarios)



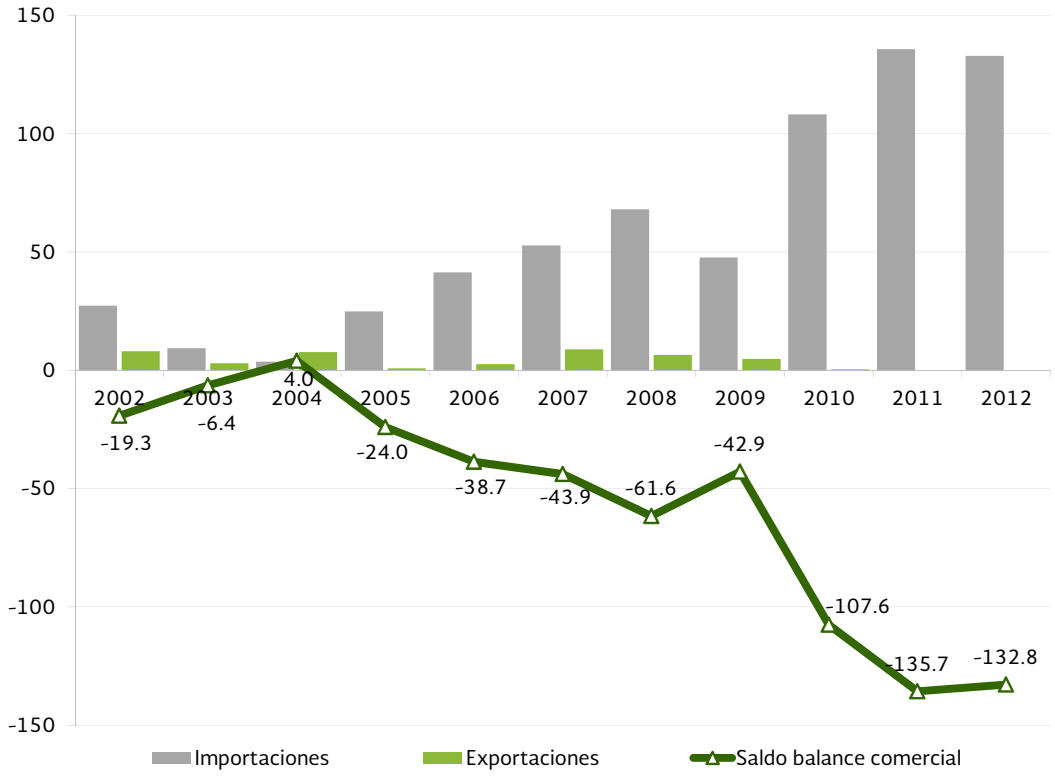
Nota. La importación incluye el componente metil-terbutil-éter (MTBE).
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Con referencia a las importaciones de diésel, éstas representaron 23.8% del total importado de petrolíferos, para ubicarse al cierre de 2012 en 132.8 mbd; presentando una reducción de 2.1% en comparación a 2011. Dicho comportamiento respecto al año anterior, ha sido resultado del incremento de 9.4% en la producción, contra 4.8% en las ventas internas del combustible, (véase Figura 3.47).

[74] Es importante considerar que las reprogramaciones y mantenimientos en las diferentes refinerías y aplazamiento en la entrada en operación de las plantas nuevas del proyecto de reconfiguración de la refinería de Minatitlán fueron factores que influyeron en el nivel de importaciones

[75] Este volumen difiere al presentado en el Cuadro 3.16 debido a las unidades en que esta presentado pues al considerar todos los petrolíferos se debe unificar la unidad de medida considerando que se está sumando volumen (gasolinas, diésel, combustóleo y turbosina) con masa (coque de petróleo).

Figura 3.47
Importaciones y exportaciones de diésel, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

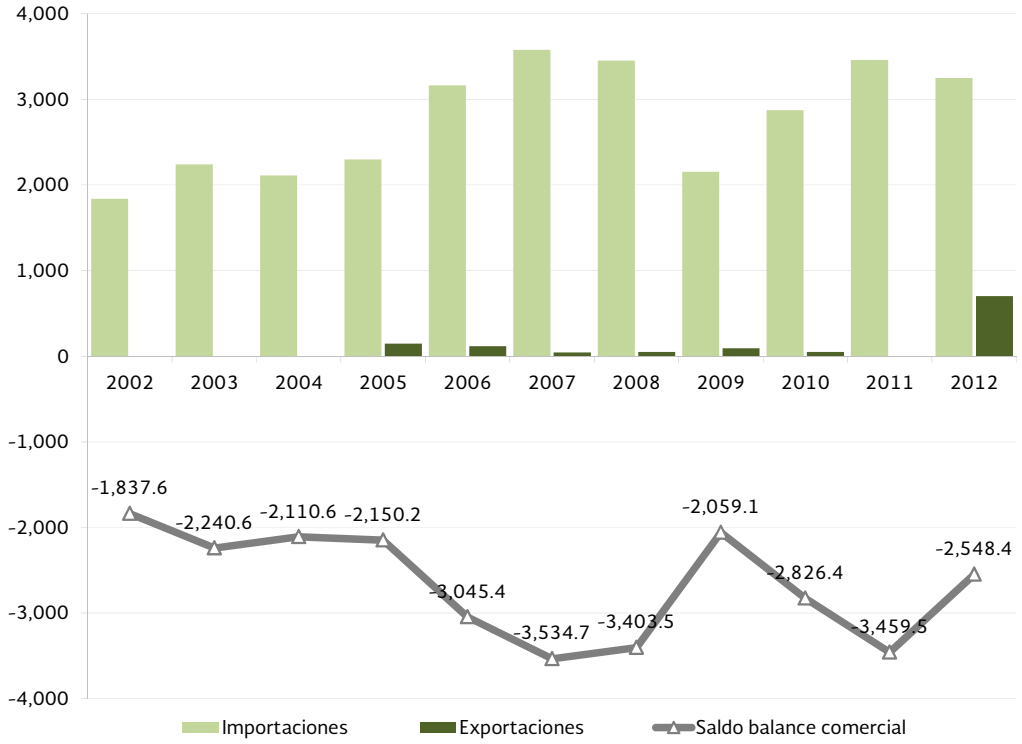


Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

El aumento de 58.4%[76] en la producción de coque de petróleo registrado en 2012, no fue suficiente para cubrir su demanda. Pese a que el nivel de importaciones se redujo en 6.1%, fue necesario importar 3,250.1 mta en el último año histórico. Respecto a sus exportaciones, en 2012 fueron de 701.7 mta, las cuales se llevaron a cabo por el puerto de Coatzacoalcos, (véase Figura 3.48).

[76] Ver Balance nacional de coque de petróleo, 2002-2012.

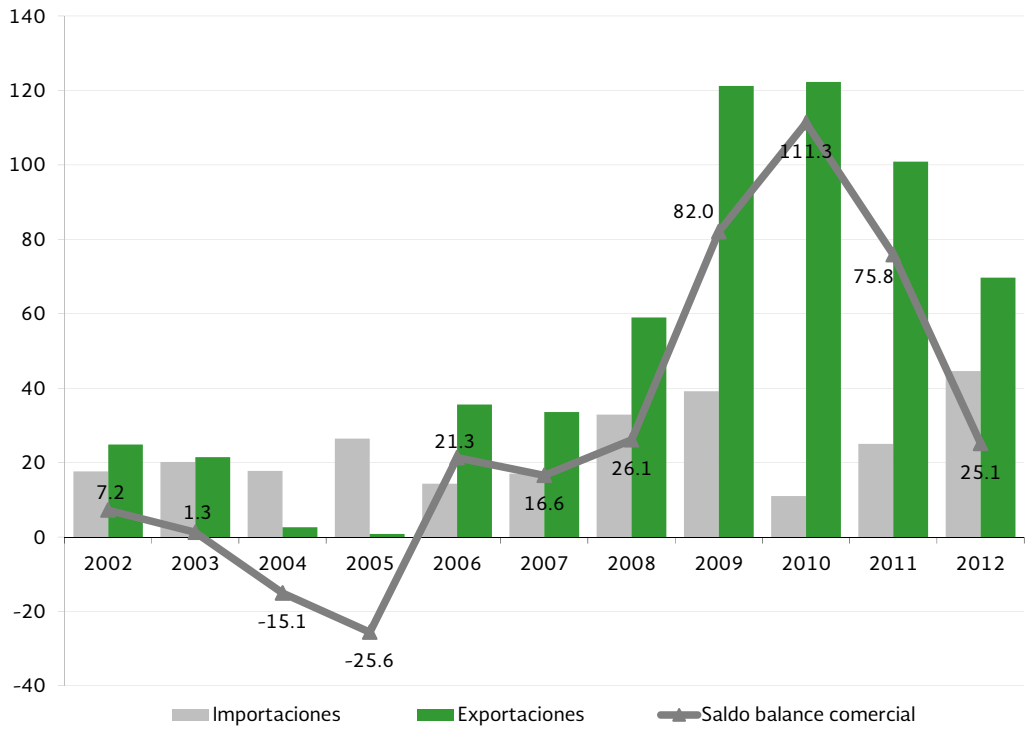
Figura 3.48
Importaciones y exportaciones de coque de petróleo, 2002-2012
(miles de toneladas anuales)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

En lo que respecta a las exportaciones de combustóleo de 2012, éstas presentaron una disminución de 30.8% en comparación a 2011. El factor que delimitó la exportación de este combustible fue la entrada en operación de la Planta Coquizadora de la refinería de Minatitlán en enero de 2012, puesto que el combustóleo es la carga primaria que se utiliza para el proceso. Por su parte, las importaciones de combustóleo fueron mayores en 78.4% comparadas con las del año 2011, lo que en términos de volumen significaron 44.6 mbd, (véase Figura 3.49).

Figura 3.49
Importaciones y exportaciones de combustóleo, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

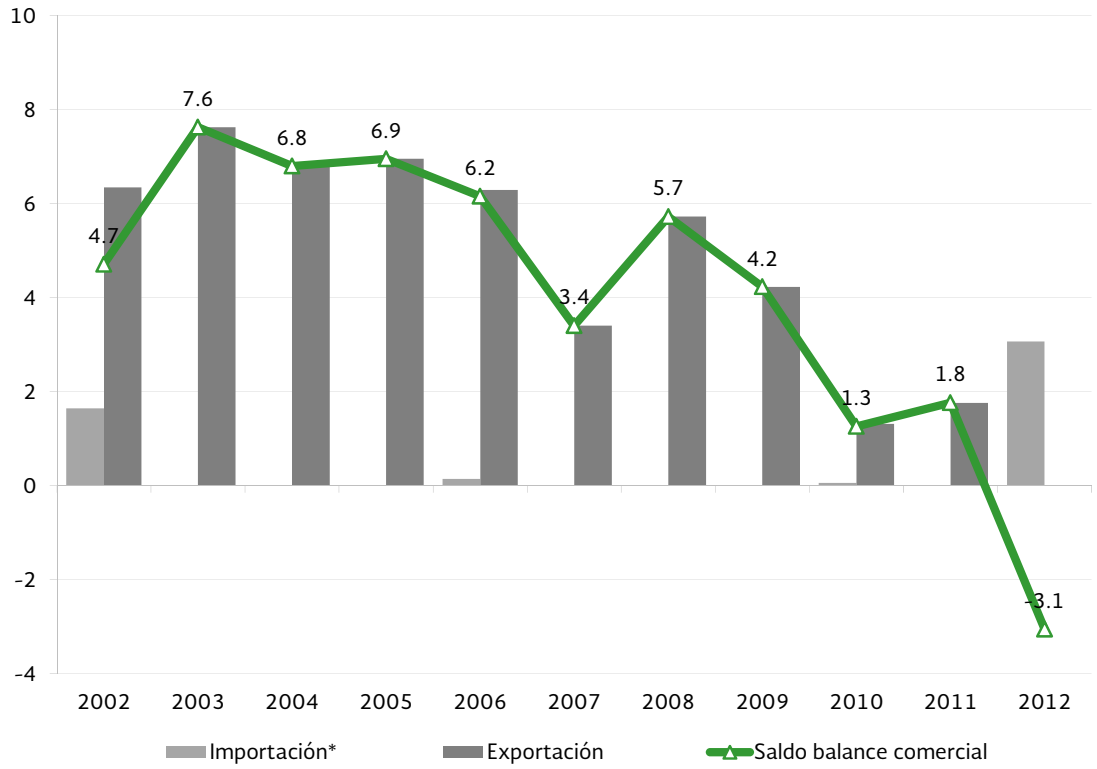


Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

Por otro lado, la producción de turbosina fue insuficiente para cubrir la demanda del sector aéreo a finales de 2012. De acuerdo a lo anterior, la producción de este combustible fue de 56.6 mbd, mientras que su demanda registro un volumen de 59.3 mbd, situación que originó una importación de 3.1 mbd[77], (véase Figura 3.50).

[77] La SHCP en su Nota Informativa 12-16 Agosto 2013 menciona que nos hemos convertido en importadores. netos de gasolinas, diésel, turbosina, gas natural, gas licuado de petróleo (L.P.) y petroquímicos resaltando que lo anterior se ha intensificado ante la pérdida de competitividad en la industria petrolera.
http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_vocero/2013/vocero_33_2013.pdf

Figura 3.50
Importaciones y exportaciones de turbosina, 2002-2012
(miles de barriles diarios)



*Se incluye maquila.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

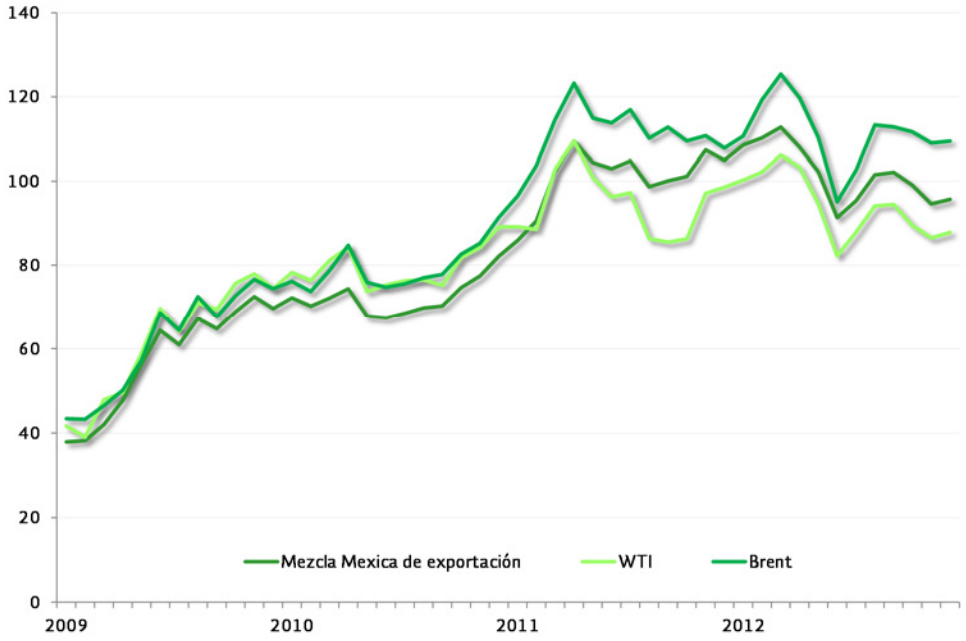
3.6 Precios de petróleo y petrolíferos

3.6.1 Petróleo

Las variaciones en los precios del petróleo, el gas natural y los principales petrolíferos en el mercado internacional están determinadas por factores sociales, políticos, económicos, climatológicos, cambios de regulación, modificaciones en la relación oferta-demanda y competencia, entre otros, los cuales producen efectos que inciden de manera directa en el comportamiento de los mercados energéticos globales.

En 2012, los precios de referencia de los crudos marcadores presentaron variaciones ocasionadas por la volatilidad política y económica global, que se reflejó en una tendencia descendente más pronunciada que la del año 2011. El petróleo West Texas Intermediate (WTI) promedió 94.13 dólares por barril, 1.0% menos que en 2011, en tanto que el Brent del Mar del Norte promedio 111.67 dólares por barril, 0.4% superior al año previo. Los precios máximos mensuales se presentaron en marzo al alcanzar el WTI un promedio de 106.31 dólares y el Brent del Mar del Norte 125.33 dólares por barril. Durante el segundo trimestre del año, los precios de los crudos marcadores exhibieron una tendencia a la baja hasta alcanzar mínimos en junio, cuando el WTI llegó a 82.33 dólares por barril y el Brent 94.84 dólares, para recuperarse en el segundo semestre del año, (véase Figura 3.51).

Figura 3.51
Precios de Mezcla Mexicana de Exportación, WTI y Brent, 2009-2012
(dólares por barril)



Fuente: SENER con información de la Base de Datos Institucional (BDI), PEMEX y EIA.

En lo que se refiere a los precios del petróleo mexicano, referidos como Mezcla Mexicana de Exportación (MME), PEMEX ofrece las tres variedades de petróleo que produce el país: Maya, Olmeca e Istmo. Para ello, y de acuerdo a la Fracción I del Artículo 26 del Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, los precios y tarifas de los bienes y servicios susceptibles de comercializarse internacionalmente se fijan considerando las referencias internacionales. Cabe destacar que el precio internacional de la mezcla de petróleo mexicano se determina de acuerdo con lo establecido en el Artículo 31 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH) [78]. En consecuencia, la MME se calcula empleando un precio integrado por medio de variables que utilizan como referencia la cotización de materias primas similares a la región o mercado en donde vaya ser procesado el petróleo mexicano; sea ambas la Costa del Golfo de México y la Costa Oeste de los Estados Unidos, Europa (zona Norte o Mediterráneo) o el Lejano Oriente[79].

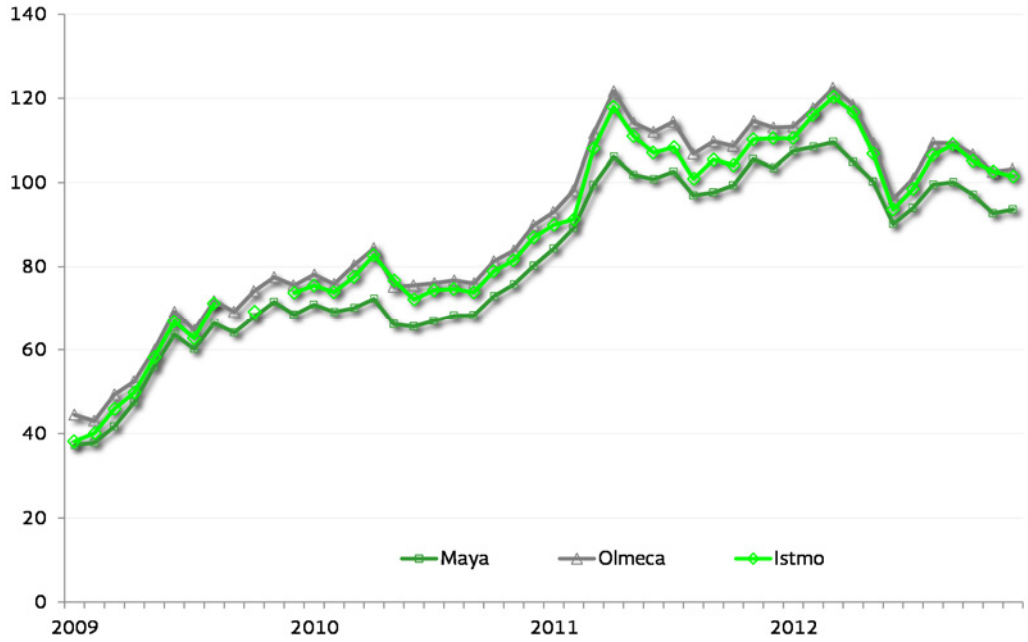
El precio de la MME siguió una tendencia similar a la de los crudos marcadores. Este promedió en el año 101.81 dólares por barril, 0.7% arriba del alcanzado en 2011. Por tipo de petróleo, el Olmeca registró 109.39 dólares por barril, 0.4% menos que el año previo, el Istmo 107.28 dólares por barril y el Maya 99.79 dólares por barril, lo que significó un crecimiento de 1% en el Istmo y de 0.8% en el Maya, respecto a 2011, (véase Figura 3.52).

Entre los factores que contribuyeron al alza del precio destacaron: la presión de Estados Unidos y la Comunidad Europea para imponer sanciones a Irán por su programa nuclear, lo que podría producir una interrupción en el suministro de petróleo; la fragilidad de la recuperación económica en Europa y los altos costos del petróleo en monedas europeas. Los elementos a la

[78] http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFPRH.pdf
[79] La fórmula de precios para la región Costa del Golfo de México de los Estados Unidos considera los promedios aritméticos de los precios del petróleo West Texas Sour (WTS), Brent Date (Brebt DTD) y Light Louisiana Sweet (LLS), durante un periodo de valoración. Para el caso particular del petróleo Maya, también se considera el precio del Fuel Oil No. 6 con un contenido de azufre de 3%.

baja fueron: la expectativa de reducción en la demanda por el incremento en inventarios de petróleo en Estados Unidos; el limitado crecimiento de la actividad industrial en China y la consiguiente disminución en su demanda de petróleo, así como el aumento en la producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo para controlar el alza de los precios del petróleo.

Figura 3.52
Precios de crudos mexicanos de exportación, 2009-2012
(Dólares por barril)



Fuente: SENER con información de la Base de Datos Institucional (BDI), PEMEX.

Cabe hacer notar que el precio del WTI se ha mantenido por abajo del correspondiente a la mezcla mexicana de exportación desde el segundo semestre de 2011. El WTI se produce en Texas, Oklahoma y otros estados de la zona central de EU y durante el periodo mencionado, se registraron volúmenes históricamente altos de WTI en Oklahoma. Sin embargo, al cierre de 2012 no se contaba con la capacidad suficiente para transportarlo por ductos a otros mercados, lo que dio por resultado una sobreoferta en el lugar donde se produce y se establece el precio, que explica la afectación a la baja en el mismo.

3.6.2 Petrolíferos

En México, los precios de las gasolinas y el diésel son administrados [80], regulados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y son referidos al mercado internacional, ajustados por logística y calidad.

Durante 2012, los diferenciales de precios de combustibles automotrices entre Estados Unidos y México presentaron una tendencia a la baja, debido al comportamiento registrado del precio internacional del petróleo WTI. No obstante, el precio no se vio reflejado de manera similar en la frontera de México con los Estados Unidos, ya que en esa región los precios de las gasolinas operan bajo un esquema de precios homologados a las principales ciudades

[80] En México los precios de las gasolinas y el diésel son precios administrados, es decir, que no se determinan bajo las interacciones de oferta y demanda como en una estructura de mercado.

fronterizas de Estados Unidos, y un precio máximo equivalente al precio vigente en el resto del país.

Además, con la finalidad de reducir el diferencial que existe entre el precio de referencia internacional y los precios nacionales, la SHCP en 2012 continuó con el esquema de incrementos mensuales en los precios al público de los combustibles automotrices[81]. El objetivo de aplicar aumentos graduales a los precios al público de gasolina PEMEX Premium y Diésel es para que PEMEX-Refinación pueda recuperar los costos de las importaciones y dé cumplimiento en el corto plazo de las nuevas especificaciones contenidas en la NOM-086.

De enero a diciembre de 2011 el precio de la gasolina PEMEX Magna se incrementó 10.1%, dicha variación fue la misma registrada en 2012. Respecto a la gasolina PEMEX Premium, durante el 2011 se incrementó 4.4%, mientras que en 2012 fue de 6.9%. El precio de PEMEX Diésel se incrementó en el mismo porcentaje tanto en 2011 como en 2012, siendo de 9.7%, (véase Cuadro 3.31).

Cuadro 3.31
Precio al público de las gasolinas PEMEX Magna, PEMEX Premium y PEMEX Diésel, 2011 y 2012
(pesos por litro)

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Var Ene-Dic
PEMEX Magna	8.8	8.9	9.0	9.1	9.2	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.6	9.7	10.1%
PEMEX Premium	10.1	10.2	10.2	10.3	10.3	10.3	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.6	4.4%
Diferencial	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	-33.8%
Diesel	9.2	9.3	9.4	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.8	9.9	10.0	10.1	9.7%

2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic /ar.	Ene-Dic
Pemex Magna	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.4	10.5	10.5	10.6	10.7	10.8	10.1%
Pemex Premium	10.6	10.7	10.7	10.8	10.8	10.9	11.0	11.0	11.1	11.2	11.3	11.4	6.9%
Diferencial	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	-31.7%
PEMEX Diesel	10.2	10.3	10.4	10.5	10.5	10.6	10.7	10.8	10.9	11.0	11.1	11.2	9.7%

Nota. Precios mensuales ponderados por ventas internas en moneda corriente.
Fuente: Indicadores Petroleros 2012 y 2011, PEMEX.

Para el caso en el precio de la turbosina y combustóleo, éstos presentaron una reducción de -3.5% y -17.4% a finales de 2012, respectivamente. Así se tiene que el precio promedio de la turbosina en diciembre de 2012 fue 2.6% inferior al registrado en diciembre de 2011. Por otro lado, al comparar los precios promedio del combustóleo de diciembre de 2012, con los de diciembre de 2011, se observa un decremento de 10.2%, (véase Cuadro 3.32).

[81] Hasta noviembre de 2011, los incrementos mensuales fueron de 8 centavos de peso por litro ($/l) para la PEMEX Magna y el Diésel, y de 4 centavos de $/l para la PEMEX Premium.

- Desde diciembre de 2011, y hasta diciembre de 2012, los incrementos mensuales fueron de 9 centavos de $/l para la PEMEX Magna y el diésel.
- Para el caso de la gasolina PEMEX Premium, desde diciembre de 2011, y hasta junio de 2012, los incrementos mensuales en los precios al público fueron de 5 centavos de $/l. A partir de julio de 2012, los incrementos mensuales empezaron a registrar aumentos adicionales de 1 centavo de $/l mensual, hasta llegar a un incremento de 9 centavos de $/l en octubre, aumento que se quedó fijo hasta diciembre de 2012.

Cuadro 3.32
Precio al público de Turbosina y Combustóleo
(pesos por litro)

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Var. Ene-Dic
Turbosina	10.1	10.5	11.7	11.9	11.1	10.8	11.5	11.5	11.6	12.8	13.2	12.2	21.6%
Combustóleo	7.2	7.8	8.3	8.9	8.2	8.8	8.7	8.7	9.4	9.9	10.4	9.7	34.3%

2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Var. Ene-Dic
Turbosina	12.3	13.2	12.9	13.0	12.6	11.4	12.1	13.2	12.5	12.1	12.2	11.9	-3.5%
Combustóleo	10.6	10.3	10.5	10.2	9.8	9.2	8.8	9.4	9.5	9.0	8.8	8.7	-17.4%

Fuente: Indicadores Petroleros, PEMEX.

IEPS a gasolinas

El precio al público de las gasolinas automotrices contiene la aplicación del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), que se agrega al precio productor[82], el cual es determinado con base en el precio de referencia internacional del combustible[83], sus costos de logística, manejo, y en algunos casos de ajuste por calidad.

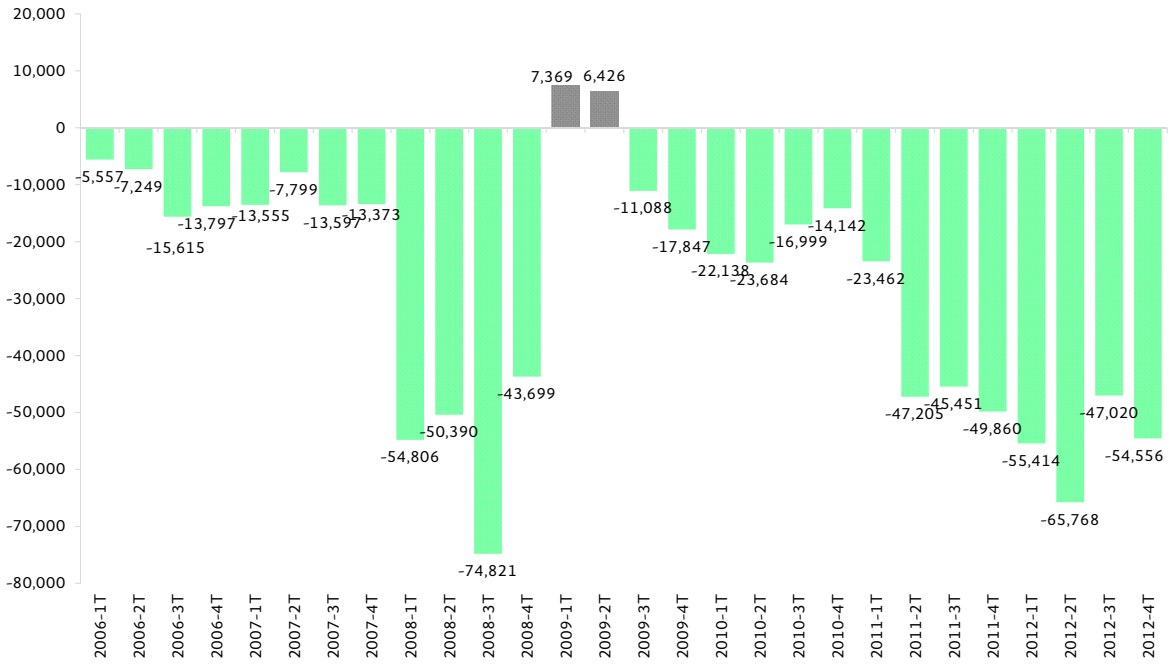
Por otro lado, considerando que los precios de las gasolinas y diésel en el mercado de referencia varían todos los días, mientras que en México los precios son fijos (o con ajustes predeterminados), la tasa del IEPS es variable, constituyéndose en el elemento de ajuste entre el precio variable del mercado spot, sobre el cual se fija el precio productos y el precio de venta al público en nuestro país[84]. Es decir, cada mes se ajusta el monto del IEPS inversamente al precio productor correspondiente, manteniendo el desliz programado por las autoridades en el precio al público.

De acuerdo a la SHCP, la existencia del subsidio a las gasolinas y el diésel, la recaudación del IEPS que recae sobre estos combustibles se reduce, ya que al ser calculado toma en cuenta los precios de las gasolinas y diésel en el mercado spot de Houston y costos de manejo.

Con la política de precios vigente de incrementos periódicos autorizados por la SHCP, se pretende minimizar los subsidios generados cuando los precios internacionales de referencia rebasan el precio nacional. Así se tiene que de acuerdo a la SHCP, al cuarto trimestre de 2012 se recaudaron 54,556 mm$ por concepto de IEPS derivado del consumo de gasolinas en México, lo que significa 9.4% superior al mismo periodo de 2011. Cuando se afirma que se registran pérdidas en la recaudación del IEPS por la venta final de gasolina, implica que éste no recauda ingresos fiscales, debido a que se mantienen los precios internos inferiores a los externos, (véase Figura 3.53).

[82] Precio de facturación o precio PEMEX
[83] El precio de referencia que se utiliza para establecer el precio productor de gasolinas de PEMEX es el promedio del precio spot de la gasolina sin plomo vigente en la Costa Norteamericana del Golfo de México de acuerdo a la Ley del IEPS, Articulo 2º, fracción VI, inciso A.
[84] El IEPS es la diferencia entre el precio al público, antes del IVA y la comisión al distribuidor, y el precio productor, por lo que cuando el precio de referencia del petróleo sube, la tasa de IEPS disminuye y viceversa.

Figura 3.53
Erogación por concepto del IEPS a las gasolinas en México, 2006-2012
(millones de pesos)



Fuente: Elaborado por SENER con información de Informe Trimestral Sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública de la SHCP, varios años.

CAPÍTULO CUATRO. VARIABLES Y SUPUESTOS DEL CASO BASE

4.1 Supuestos macroeconómicos

Para la elaboración del escenario macroeconómico 2013-2027 se parte de las perspectivas de crecimiento de la economía mexicana establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en los Criterios Generales de Política Económica 2013, Precriterios 2013 y la revisión del PIB del 17 de mayo de 2013[85]. Es importante mencionar que a partir de la última información oficial disponible de ese momento se realizó el ejercicio de planeación de las prospectivas y no considera la última revisión publicada por la SHCP el 21 de noviembre de 2013. Así se tiene que esta información fue considerada para la proyección de las principales variables macroeconómicas las cuales fueron utilizadas como insumo en la proyección del caso base del documento de petrolíferos 2013-2027. Las variables más importantes en la estimación de la demanda de productos petrolíferos son el Producto Interno Bruto (PIB) nacional, el PIB industrial, el precio de los productos petrolíferos y la composición del parque vehicular por combustible.

4.1.1 Contexto económico actual

En el primer semestre de 2012 se presentó una desaceleración económica mundial. Las firmes medidas adoptadas por las autoridades europeas así como políticas monetarias más laxas ayudaron a mejorar y recuperar la confianza y condiciones financieras. Lo anterior contribuyó a que en la segunda mitad del año, tanto las economías avanzadas como de mercados emergentes y en desarrollo comenzaran a registrar una estabilización en su actividad, aunque éstas últimas siguieron creciendo a un ritmo mayor que las primeras. Así se tiene que el crecimiento mundial en 2012, fue de 3.2%[86]. Este fue menor respecto al año anterior y resultado, entre otros factores, del proceso de desendeudamiento público y privado en las principales economías avanzadas, los problemas en la zona Euro y a la incertidumbre que se presentó en los Estados Unidos respecto al ajuste fiscal que tendría lugar en 2013.

En los primeros meses de 2012, se registró una gran volatilidad en los mercados financieros. No obstante, un mayor estímulo monetario, la aplicación de medidas más sólidas por parte de las economías avanzadas para disminuir las presiones en los mercados de deuda soberana e interbancario[87], así como una mejor consolidación financiera y bancaria en la zona Euro, generó una mejora importante para mediados de este año, observándose así un repunte importante de estos mercados. Cabe resaltar que durante el año que se reporta, dichas

[85] Conferencia de prensa del Subsecretario de Hacienda y Crédito Público, Fernando Aportela Rodríguez y el Titular de la Unidad de Planeación Económica de la Hacienda Pública, Ernesto Revilla Soriano, Sobre la Evolución de la Economía Mexicana con fecha 17 de mayo de 2013.
http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/sala_prensa_estenograficas/far_ers_conf_20130517.pdf
[86] International Monetary Fund, World Economic Outlook 2013, April 2013.
[87] El mercado interbancario, tiene por objeto hacer posible que aquellas entidades con exceso de liquidez puedan ponerlo a disposición de aquellas otras que tengan un déficit. Se caracterizan por estar constituidos exclusivamente por entidades bancarias, entendiendo por éstas, los bancos, cajas de ahorro y otras instituciones de crédito encuadradas en el sistema bancario de un país

medidas fueron fundamentales para sostener la recuperación de la actividad económica y evitar una fragmentación de los mercados financieros internacionales[88].

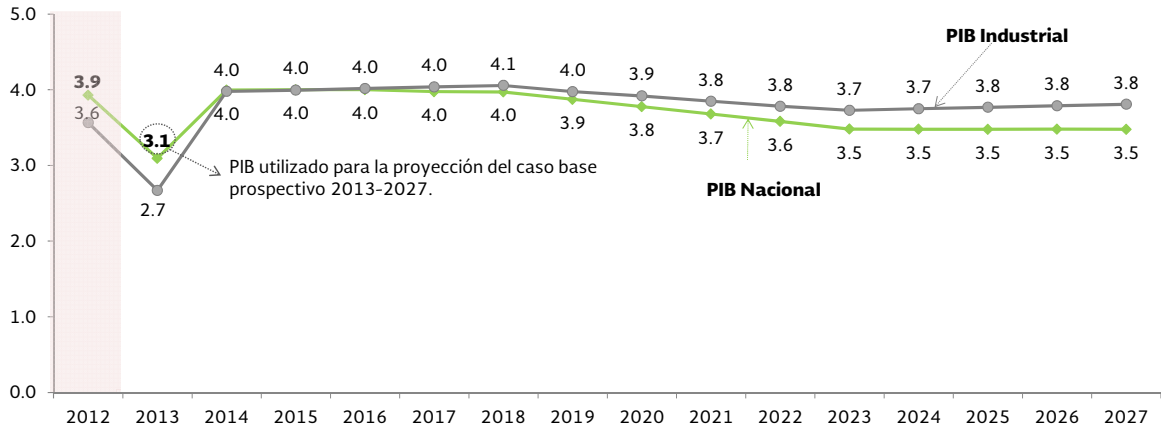
Por su parte, a pesar de las medidas aplicadas a nivel mundial para lograr una recuperación económica y estabilización en los mercados financieros internacionales, la economía mexicana mostró un menor ritmo de crecimiento económico en 2012, el cual fue de 3.9%. En el primer trimestre de 2012 la actividad económica presentó una tendencia positiva al registrar un crecimiento de 4.9%, sin embargo a partir del segundo trimestre se registró un menor ritmo de crecimiento de la actividad productiva, el cual presentó una tasa de 4.5%. Para el tercer y cuarto trimestre, el crecimiento fue de 3.2% para ambos periodos[89].

En lo que se refiere al año 2013, el primer trimestre presentó estabilidad con relación al crecimiento económico mundial. El ligero fortalecimiento de la economía mundial fue resultado de las medidas puestas en marcha por las autoridades de las principales economías desarrolladas, con la finalidad de apoyar la recuperación económica y el funcionamiento de los mercados financieros. Sin embargo, el crecimiento económico mundial continuó siendo débil en algunas regiones, ya que en algunas de ellas continúan dependiendo de los estímulos económicos (monetarios y/o fiscales) instrumentados por las economías avanzadas.

Con respecto a México, el INEGI reportó para el primer trimestre de 2013 un crecimiento desestacionalizado del PIB de 2.2% en términos reales. En cambio registró una caída en la producción industrial de marzo de 4.9% anual. Por su parte, la actividad industrial tuvo un crecimiento anual de 0.6% con base a la eliminación de los efectos de estacionalidad. A partir de esta información, la SHCP estimó que la economía mexicana crecerá en 2013 a una tasa de 3.1% en términos reales, (véase Figura 6.4.1 y Figura 6.4.2).

Para realizar las proyecciones de demanda de combustibles se parte de los lineamientos de crecimiento establecidos por la SHCP para 2013. Este año se toma como base para proyectar el escenario de planeación de crecimiento para el resto del periodo, el cual se caracterizará por una tasa media de crecimiento anual de 0.8% entre 2013 y 2027. Bajo este contexto, el valor máximo de crecimiento del PIB será de 4.0% entre 2014 y 2018 y el mínimo será de 3.1% en 2013.

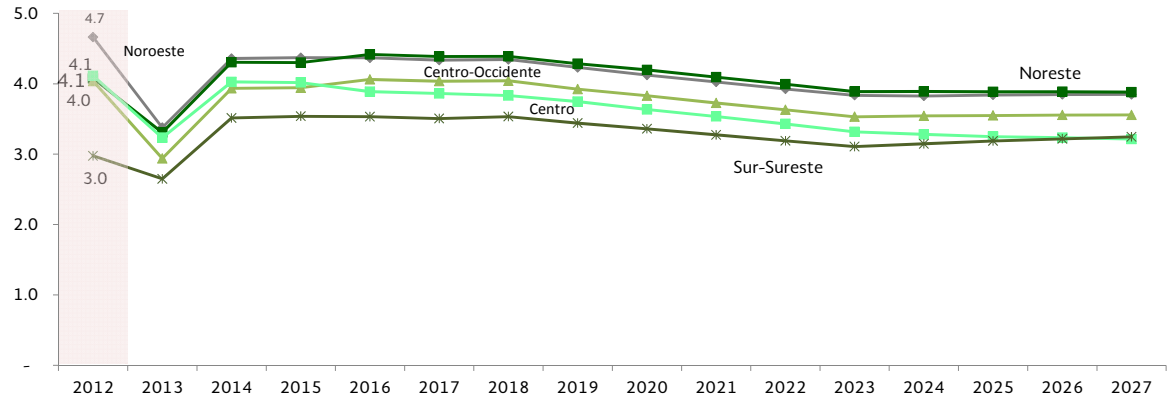
Figura 6.4.1
Producto Interno Bruto nacional e industrial, caso base, 2012-2027
tasas de crecimiento (%)



Fuente: SENER, con información del Centro de Análisis y Proyecciones Económicas para México (CAPEM).

[88] Informe Anual 2012, Banco de México. www.banxico.org.mx
[89] Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, Sistema de Cuentas Nacionales de México. www.inegi.org.mx

Figura 6.4.2
Producto Interno Bruto por región caso base, 2012-2027
tasas de crecimiento (%)



Fuente: SENER, con información de CAPEM.

Como se mencionó, aun cuando el PIB nacional mostró una trayectoria positiva a lo largo de 2012, se observó una desaceleración en la segunda mitad del año con relación a su ritmo de crecimiento durante los primeros dos trimestres, la cual fue particularmente notoria en el sector industrial, esta situación fue resultado principalmente de una disminución en el ritmo de crecimiento del sector manufacturero y el sector de la construcción. En este sentido, el PIB industrial creció 3.6%[90]en 2012.

Por otra parte, el sector industrial es intensivo en el uso de energía, por lo que el PIB industrial se considera como una variable importante para la proyección de combustibles industriales. De acuerdo al comportamiento estimado del PIB nacional 2013-2027, se observa que el PIB industrial crecerá 2.6% anual en este periodo. El valor máximo de crecimiento se presentará en 2018 con 4.1% y el mínimo con 2.7% en 2013.

4.1.2 Precio de los productos petrolíferos

Para proyectar la demanda de combustibles es necesario disponer de los precios estimados de cada uno de ellos. Para tal efecto, la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) de PEMEX es la encargada de proporcionar el escenario de precios de los productos petrolíferos. Por otra parte, es importante considerar que las variaciones en los precios del petróleo crudo, el gas natural y los principales petrolíferos en el mercado internacional están determinadas por factores sociales, políticos, económicos, climatológicos, cambios de regulación, modificaciones en la relación oferta-demanda y competencia, entre otros. Estos factores inciden de manera directa en el comportamiento de los mercados energéticos globales, por lo que nuestro país no queda exento de dicho comportamiento.[91].

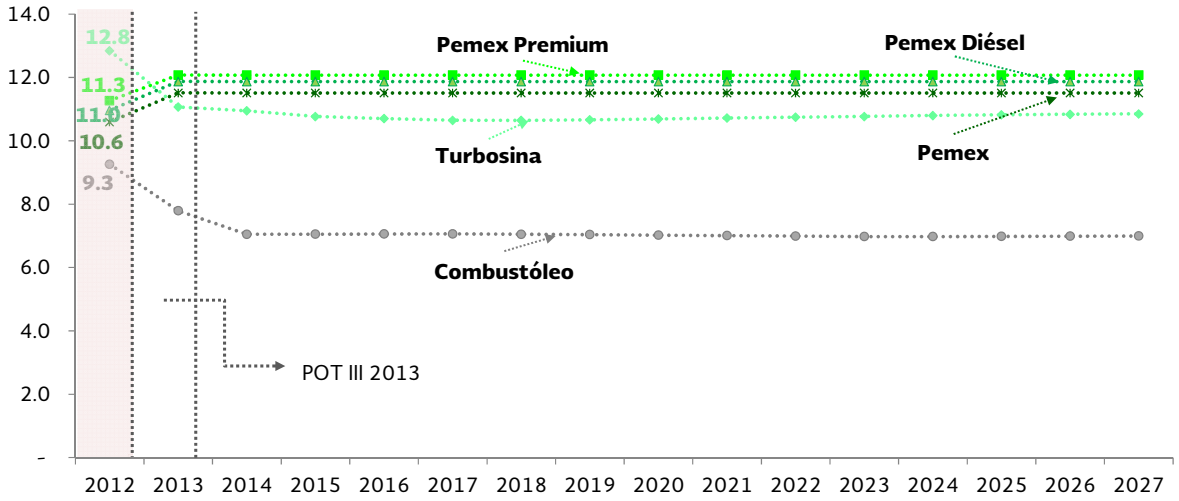
En este contexto, en 2012 el precio de la gasolina PEMEX Magna continuó con un incremento mensual de 9 centavos por litro, por lo que su costo al cierre de ese año fue de 10.6 pesos por litro ($/l). Para el año 2013, se considera que el precio de ésta gasolina sea 8.7% mayor respecto a 2012, por lo que su precio promedio se estima en 11.5 $/l[92]. Para la elaboración de este ejercicio, se supone un escenario de precios sin variaciones para todo el periodo prospectivo.

[90] Banco de México, Informa Anual 2012.
[91] PEMEX, Memoria de Labores 2012.
[92] Los precios estimados de 2013 son de acuerdo al Programa Operativo Trimestral III (POT III) 2013 de Petróleos Mexicanos.

Por su parte, los incrementos mensuales de la gasolina PEMEX Premium durante 2012 oscilaron entre 5 y 9 centavos por litro de tal manera que al finalizar el año registró un precio de 11.3 $/l. Para efectos del ejercicio, ésta gasolina mantendrá un precio constante de 12.1 $/l durante el periodo 2013-2027, lo que representa un incremento de 7.2% con respecto a 2012. En el caso de PEMEX Diésel, éste se ubicó en 11.0 $/l al final de 2012, por lo que en 2013 se prevé un incremento de 8.3%; es decir, un precio de 11.9 $/l, el cual se mantendrá hasta el final del periodo, (véase Figura 6.4.3).

Es importante considerar que los precios de las gasolinas y el diésel son administrados por el Gobierno Federal, por lo que sus variaciones se ven influenciadas ante la presencia de eventos económicos internos o externos.

Figura 6.4.3
Precios de productos petrolíferos, 2012-2027
(pesos por litro)



Fuente: IMP, con base en información de Indicadores Petroleros y DCF.

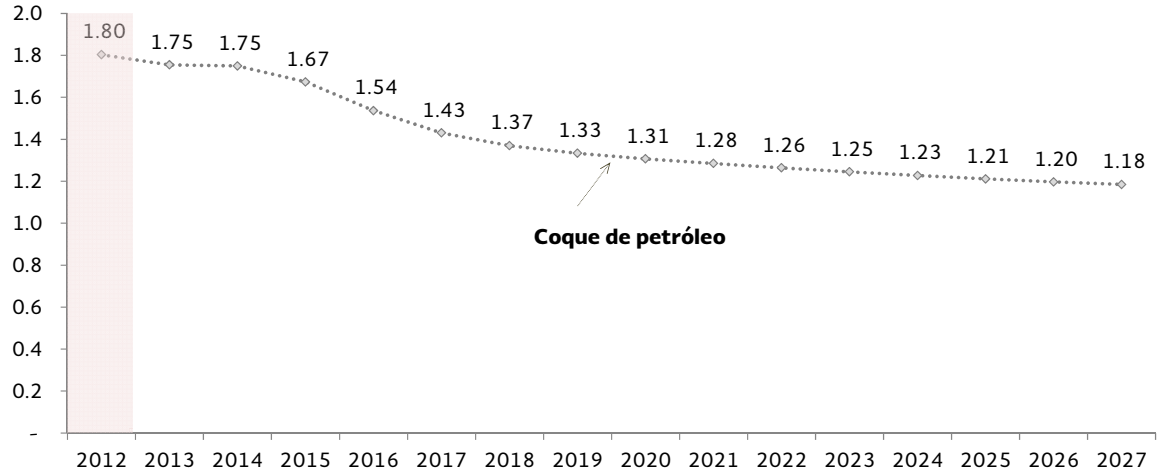
En 2012 el precio de turbosina fue de 12.8 $/l, y en 2013 se estima una reducción de su precio en 13.9% para ubicarse en 11.1 $/l y posteriormente mantener un precio promedio de 10.8 $/l para el resto del periodo estimado.

En lo que concierne al precio del combustóleo nacional, éste se ubicó en 9.3 $/l al cierre de 2012. En 2013 se prevé una reducción de su precio de 15.9%, por lo que será de 7.8 $/l. En el periodo prospectivo, la tendencia en el precio de éste combustible se mantendrá en un promedio de 7.0 $/l. Por otra parte, el establecimiento de políticas ambientales más estrictas ha llevado a un mayor uso de combustibles más limpios y a una planeación de producción de petrolíferos con mayor aprovechamiento de residuales para la obtención de productos de mayor valor económico como son los destilados. Además, con el constante aumento en el precio del crudo y de sus derivados, las empresas han decidido utilizar gas natural en vez de combustóleo por cuestiones de competitividad.

Por último, el precio de coque de petróleo fue de 1.8 dólares por millón de BTU[93] al cierre de 2012, por lo que se espera que durante el periodo prospectivo continúe la reducción del precio hasta llegar a los 1.18 dólares de Estados Unidos por millón de BTU (US$/mmBTU) en 2027, lo que representa una tasa de reducción de 2.8% en promedio anual, (véase Figura 6.4.4).

[93] Abreviatura de British Thermal Unit (BTU).

Figura 6.4.4
Precio de coque de petróleo, 2012-2027
(US$ por mmBTU)



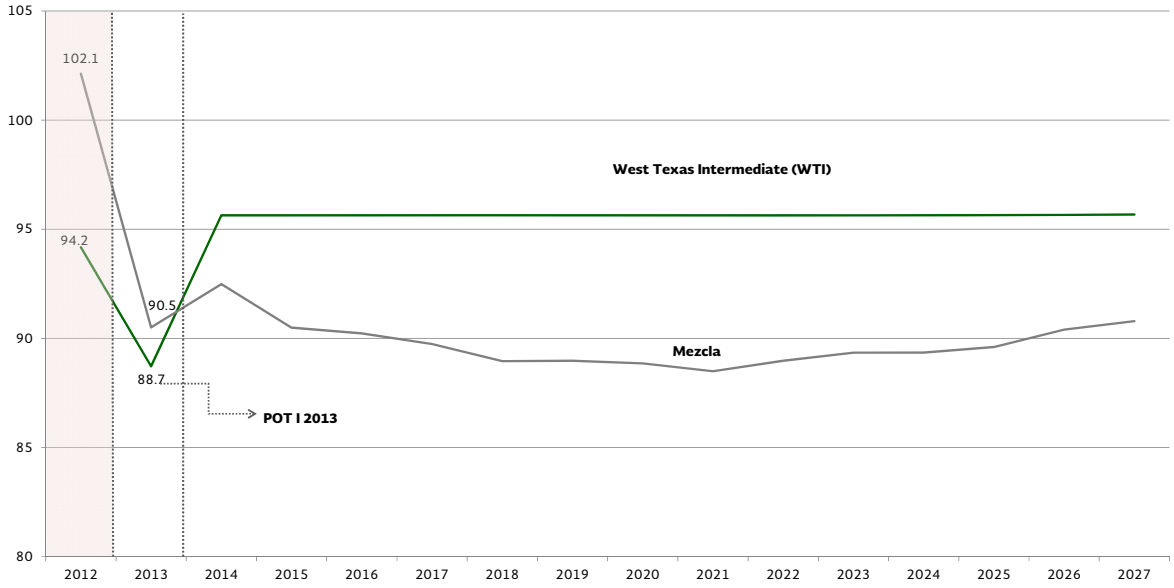
Fuente: IMP, con base en información de PEMEX.

4.1.3 Premisas del portafolio de inversión de PEP del caso base

El costo de producción promedio de los proyectos, costo de descubrimiento y desarrollo promedio de los proyectos, y factores de recuperación de hidrocarburos promedio de los proyectos son premisas que forman parte del portafolio de inversión de PEP para el caso base. Dentro de las premisas de riesgo considera la probabilidad de éxito geológico promedio de los proyectos y probabilidad de éxito comercial promedio de los proyectos.

Los criterios para la elaboración del portafolio de proyectos de inversión 2013-escenario base, consideran los Contratos Integrales de exploración y producción ya asignados en la Región Sur, Región Norte y Chicontepec. Otras variables consideradas son el precio promedio del crudo de referencia, el tipo de cambio y de hidrocarburos (crudo Maya, Istmo y Olmeca). De acuerdo al escenario de precios pronosticado, para este ejercicio se consideró un precio promedio del crudo WTI de 96.5 dólares (US$) por barril para el periodo 2014-2027 y de 89.8 US$ por barril para la Mezcla mexicana de exportación para el mismo periodo, (véase Figura 6.4.5).

Figura 6.4.5
Pronóstico del precio WTI y Mezcla, 2013[1]-2027
(US$ 2013)



[1]Preliminar.
Fuente: Elaborado por SENER con base en información de DCF.

Por otra parte, es importante mencionar que la evaluación de los recursos prospectivos de México se lleva a cabo mediante una estimación de probabilidades en donde se toman en cuenta las características geológicas de cada cuenca petrolera, así como el grado de conocimiento calibrado con la historia de producción. La evaluación se realiza a partir de la probabilidad geológica[94] y el número y el volumen de las oportunidades exploratorias[95] que se estima pudieran estar contenidos en las diferentes cuencas. Los resultados obtenidos corresponden a distribuciones de probabilidad de recursos prospectivos, cuyos rangos de posibles valores muestran la incertidumbre asociada a este tipo de estimaciones.

A partir de la probabilidad geológica y de la distribución de probabilidad de volumetría, se obtiene la distribución de los recursos prospectivos con riesgo de cada oportunidad exploratoria contenida en la cuenca. Es así que, mediante la agregación probabilista de estas oportunidades, se obtiene la distribución de probabilidad de recursos prospectivos de las diferentes cuencas.

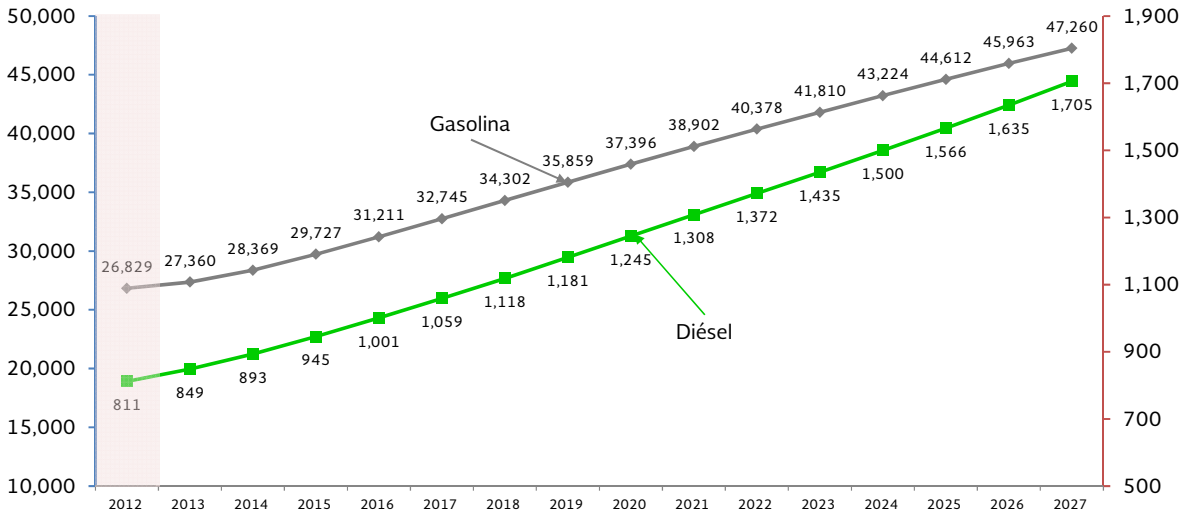
La estimación de los recursos prospectivos, es una actividad continua a la que se necesita incorporar los resultados de los pozos exploratorios perforados, así como la información geológica-geofísica adquirida. Por lo tanto, el potencial petrolero será actualizado conforme se cuente con nueva información o se apliquen nuevas tecnologías.

[94] La probabilidad geológica de una oportunidad exploratoria es la probabilidad de que una acumulación de hidrocarburos esté presente, y se estima mediante el análisis y calificación de los 5 elementos que determinan la existencia del Sistema Petrolero: roca generadora, roca almacén, trampa, roca sello, y sincronía-migración.
[95] El volumen de las oportunidades exploratorias se determina por métodos de simulación probabilísticos, a partir de parámetros tales como: área, espesor, porosidad, saturación de hidrocarburos y factor volumétrico de formación, entre otros, considerando la información de pozos o de provincias con condiciones geológicas análogas al área geográfica donde se ubican las oportunidades, así como la información sismológica que las soporta.

4.1.4 Parque vehicular

A partir de información histórica del parque vehicular nacional e importado usado por clase[96] y tecnología, entre otros criterios, se explica el comportamiento de la demanda histórica de petrolíferos. Una vez agrupada esta información, se estima el parque vehicular por combustible a nivel regional. De acuerdo a las proyecciones para el caso base, el parque vehicular a gasolinas y diésel mostrará un crecimiento medio anual de 4.0% y 5.1%, respectivamente, en el periodo 2013-2027, (véase Figura 6.4.6).

Figura 6.4.6
Composición regional del parque vehicular por combustible, 2012-2027
(miles de unidades)



Fuente: Elaborado por e IMP, con base en información de PEMEX.

Un factor importante en la estimación del parque vehicular es el rendimiento[97] del combustible usado por kilómetro recorrido de vehículos nuevos. En este sentido, los rendimientos de vehículos a gasolina de vehículos nuevos dependen de la oferta de los armadores, que depende a su vez de la optimización de su negocio y la evolución tecnológica. Para propósitos del cálculo de los rendimientos del parque vehicular en circunstancias reales de manejo, se consideró un factor de 0.75 que es un dato de los rendimientos de laboratorio.

Por otro lado, NOM 163[98] de vehículos ligeros, aunque expresada en términos de emisiones, implica un límite inferior al promedio ponderado de los rendimientos de los vehículos comercializados en conjunto por cada armadora, el cual implica un efecto de mejora en los rendimientos de vehículos nuevos, lo cual se traduce gradualmente en el rendimiento promedio del parque. Los vehículos ligeros incluyen las clases subcompactos, compactos, lujo y deportivo, y camionetas.

No existe aún una norma de eficiencia energética para vehículos pesados (camionetas de uso intensivo, camiones medianos y pesados, y autobuses), los cuales en su mayoría usan diésel.

[96] Autobuses, camionetas, camionetas de uso intensivo, compacto, lujo y deportivo, camiones medianos, camiones pesados y motocicletas.
[97] En el Capítulo Cinco de este documento se presentan las estimaciones de los rendimientos del parque vehicular a gasolina y diésel para el periodo 2012-2027.
[98] Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013, Emisiones de bióxido de carbono (CO_2) provenientes del escape y su equivalencia en términos de rendimiento de combustible, aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3,857 kilogramos.
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5303391&fecha=21/06/2013

En lo que se refiere a los vehículos importados usados a gasolina, aún no existe la regulación que delimite su comercialización en territorio nacional, por lo tanto no se refleja en las proyecciones del caso base. El efecto de las importaciones de vehículos usados se refleja en reducir los rendimientos promedio del parque vehicular ligero, especialmente camionetas[99], cuyo inventario corresponde en más del 50% de este tipo.

Respecto a los rendimientos del parque vehicular a diésel, son los mismos criterios utilizados para el parque vehicular a gasolinas. Es importante considerar que el litro de PEMEX Diésel cuesta más que la gasolina Magna, también el costo de adquisición de un vehículo a diésel es mayor a uno a gasolina. A pesar de los mayores rendimientos de motores a diésel, no es rentable la inversión en la tecnología diésel cuando existe la alternativa de gasolina. Como consecuencia, prácticamente sólo los vehículos pesados consumen diésel. De éste último, el promedio ponderado es bajo debido a que el consumo corresponde principalmente al servicio público de pasajeros y al transporte de carga.

[99] De acuerdo a la clasificación del IMP, se refiere a Tipo CAM Clase 1, 2 y 3 y usos múltiples A, B, C, D y E.

Capítulo Cinco. Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027

En este capítulo se describe la evolución de la oferta y demanda de petróleo y petrolífero en el periodo 2013-2027 estimada, a partir del portafolio de inversiones de Petróleos Mexicanos para sus organismos subsidiarios PEMEX-Exploración y Producción (PEP) y PEMEX-Refinación (PR). Mediante un escenario de inversiones en proyectos estratégicos se estimó el aumento en la elaboración de combustibles de alto valor económico. Posteriormente, se detalla la demanda estimada de petrolíferos del sector transporte, eléctrico, industrial y petrolero; mencionando los principales factores que influirán en su evolución. Finalmente, se analiza el comportamiento de la balanza comercial de las exportaciones de petróleo y petrolíferos durante el período de análisis.

5.1 Oferta nacional de petróleo crudo

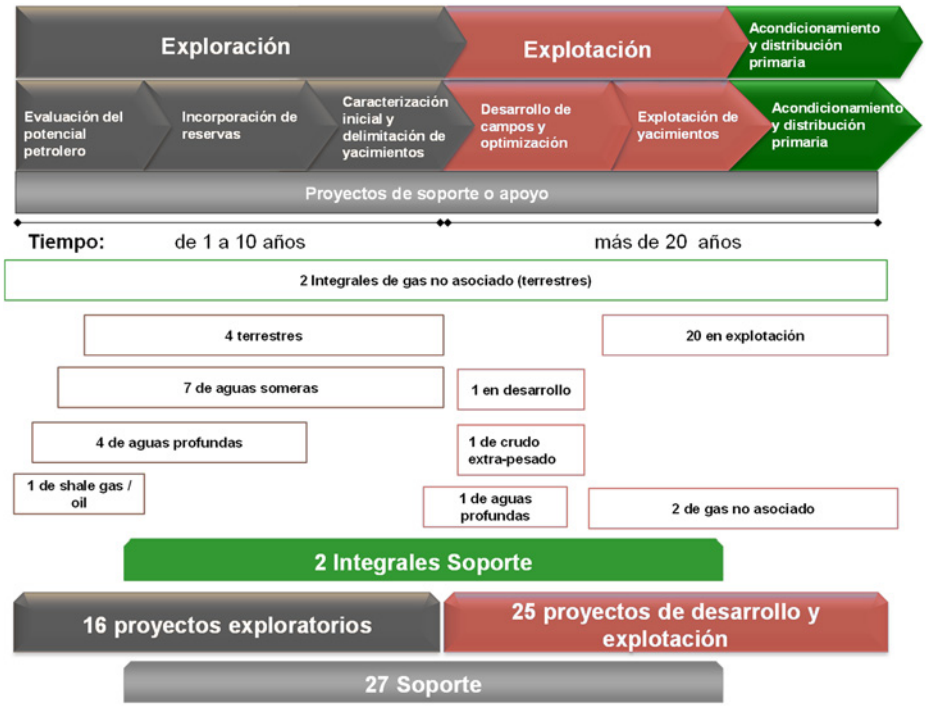
5.1.1 Cartera de proyectos en la oferta de petróleo

El portafolio de proyectos 2013 de PEMEX-Exploración y producción (PEP) se compone de un total de 70 proyectos, de los cuales dos son proyectos integrales de exploración y explotación, 25 son de desarrollo y explotación, 16 son de exploración y 27 son de infraestructura y soporte para la operación y mantenimiento del transporte y distribución de hidrocarburos. En todos los proyectos, excepto los de infraestructura y soporte, se incluyen las inversiones de seguridad industrial y protección ambiental, (véase Figura 5.1).

Dentro del portafolio 2013 de PEP, los proyectos integrales de exploración y explotación abarcan tanto la actividad prospectiva de búsqueda de hidrocarburos en yacimientos nuevos como la actividad extractiva de producción de las reservas ya existentes. Los proyectos integrales de exploración y explotación en operación son uno de gas no asociado y otro de petróleo crudo, gas asociado y gas no asociado. En el caso del componente exploratorio de los proyectos integrales, se tiene como objetivo específico la evaluación del potencial y la incorporación de reservas.

Respecto a los proyectos de desarrollo y explotación, éstos consideran únicamente la producción de reservas ya descubiertas. Actualmente se tienen 3 proyectos de desarrollo y 22 de explotación. Por otro lado, todos los proyectos de exploración están orientados a la estimación de recursos prospectivos e incorporación de reservas de hidrocarburos, por lo que para esta cartera se tienen documentados 16 proyectos.

Figura 5.1
Composición del portafolio de negocios de PEMEX-Exploración y Producción, 2013



Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

Las inversiones planeadas en ambos escenarios para el portafolio de proyectos 2013 están orientadas a mantener la producción de crudo en el corto plazo y aumentar gradualmente la producción de crudo y gas. Asimismo, éstas se encaminan a incrementar la tasa de restitución de reservas probadas (1P) y de reservas totales (3P).

5.1.2 Incorporación de reservas de hidrocarburos

La estrategia de PEP diversificar su portafolio de inversiones, ha permitido concretar importantes descubrimientos y elevar la tasa de restitución de reservas de hidrocarburos de manera sostenida. La meta planteada de restitución de reservas probadas obtuvo un resultado de 104% al 1 de enero de 2013, lo que derivó en el fortalecimiento de la sostenibilidad de la industria nacional de exploración y producción de hidrocarburos.

Los esfuerzos de PEMEX para lograr los objetivos de incorporación de reservas de hidrocarburos se han intensificado en actividades exploratorias en las Cuencas del Sureste, las cuales siguen aportando una porción importante de éstas. No obstante, la perspectiva de PEMEX en el mediano y largo plazo es continuar diversificando las labores de exploración en las múltiples provincias geológicas nacionales, tales como el Cinturón Plegado Perdido, Salina de Bravo y Salina del Istmo, ubicadas en Aguas Profundas del Golfo de México.

Se estima que México cuenta con 54.6 mmbpce de recursos prospectivos convencionales. El 49% se concentra en aguas profundas del Golfo de México, que se caracterizan por ubicarse en tirantes de agua mayores a 500 metros y abarca una superficie aproximada de 575,000 km^2. Estos recursos pueden convertirse en reservas mediante la actividad exploratoria exitosa. No obstante, la exploración, descubrimiento y eventual desarrollo de los campos en aguas profundas requiere capacidades técnicas y de ejecución significativas, con riesgos importantes para la inversión. El 51% restante de los recursos prospectivos del país se encuentra en áreas terrestres y en la plataforma continental (aguas someras), donde destacan las Cuencas del

Sureste, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz; regiones en las que PEMEX deberá intensificar esfuerzos en exploración y desarrollo, aprovechando las capacidades existentes y el uso de tecnologías conocidas, (véase Figura 5.2).

Figura 5.2
Distribución de recursos prospectivos de México
(miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Fuente: Plan de Negocios de PEMEX 2014-2018, PEMEX 2013.

Los recursos prospectivos son utilizados para definir la estrategia exploratoria y con ello programar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos. Con ello, se busca restituir las reservas de los campos que actualmente se encuentran en producción y dar sustentabilidad a las actividades en el mediano y largo plazo. En este contexto, la estrategia exploratoria está dirigida principalmente a la búsqueda de aceite en las cuencas del Sureste y del Golfo de México Profundo, mientras que la exploración en las cuencas de Sabinas, Burgos y Veracruz, continúa enfocándose hacia el descubrimiento de campos de gas no asociado.

En materia de exploración y explotación en aguas profundas del Golfo de México, la estrategia de PEP consiste en evaluar el potencial de las áreas prioritarias y mejorar el conocimiento del tamaño, distribución y tipo de hidrocarburos, privilegiando las inversiones a las áreas con potencial de aceite. Gracias al avance en la estrategia de aguas profundas del Golfo de México se han identificado siete áreas geológicas (Provincia Salina del Bravo; Cinturón Plegado Perdido; Cordilleras Mexicanas; Cinturón Plegado Catemaco; Provincia Salina del Istmo; Escarpe de Campeche y Planicie Abisal), con rocas generadoras del Jurásico, y rocas almacenadoras del Terciario y Mesozoico. Muchas de estas provincias presentan distintos niveles de complejidad, ya que se componen de estructuras tectónicas salinas.

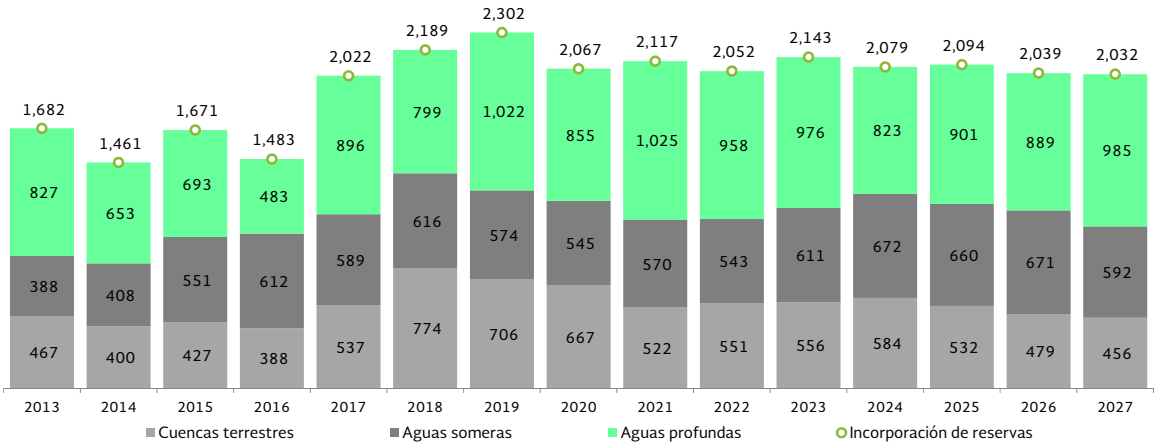
En lo que se refiere al aumento del nivel de incorporación de reservas de petróleo en aguas someras y áreas terrestres, PEP busca continuar la exploración en la búsqueda de aceite ligero, gas y condensado y aceite pesado en *plays* establecidos que se ubican en las Cuencas del Sureste. También tiene como objetivo reactivar la exploración de *plays* en la Cuenca de

Tampico-Misantla en búsqueda de aceite ligero; adquirir sísmica 3D con tendidos largos y de alta densidad; continuar el desarrollo y calibración de la metodología de enfoque integral para la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados; asegurar la disponibilidad y continuidad de las operaciones de los equipos de perforación para las actividades exploratorias; y mejorar el proceso de trámite de permisos y construcción de infraestructura para pozos en la porción terrestre.

Además, para incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificaciones, PEP busca intensificar la actividad de delimitación para acelerar el desarrollo de reservas probadas, lo que dará mayor certidumbre al desarrollo de los mismos y reducirá el tiempo entre el descubrimiento y el desarrollo de los campos para su exploración. Los alcances de esta estrategia se centran en intensificar la adquisición de información geológica-geofísica, la caracterización y delimitación de los campos, y acelerar el proceso de certificación de reservas.

A medida que avanza la etapa prospectiva, las reservas 3P a incorporar provendrán cada vez más de la exploración que se efectúe en aguas profundas del Golfo de México. Al cierre de 2013 se espera incorporar 827 mmbpce provenientes de la Cuenca de Golfo de México Profundo, por lo que para 2027 se prevé que la incorporación llegue a 985 mmbpce, presentando así una tasa de crecimiento anual promedio de 1.2% durante el periodo. Por su parte, la incorporación de reservas en aguas someras crecerá a un ritmo de 2.8% promedio anual entre 2013 y 2027, pasando de 388 mmbpce a 592 mmbpce en el periodo. En lo que se refiere a las cuencas terrestres, éstas presentarán una tasa negativa de crecimiento anual de 0.2% en promedio, es decir una disminución de reservas al pasar de 467 mmbpce en 2013 a 456 mmbpce, (véase Figura 5.3).

Figura 5.3
Incorporación de reservas 3P
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



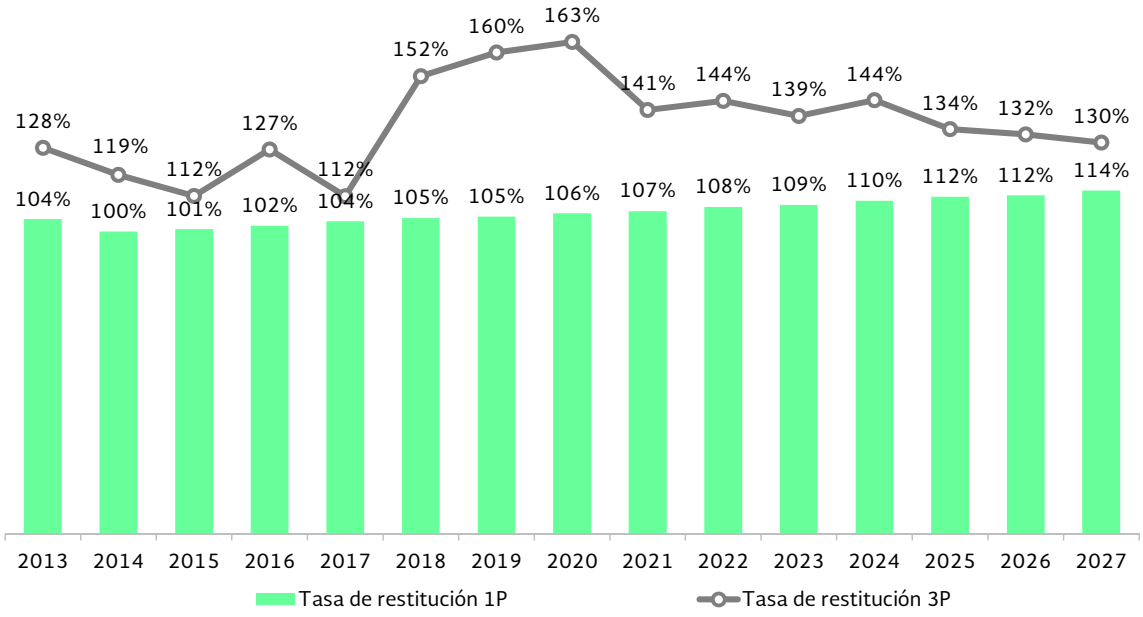
Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

Dada la naturaleza de los proyectos exploratorios, la estimación de los recursos prospectivos es una actividad continua a la que se necesita incorporar los resultados de los pozos exploratorios perforados, así como la información geológica-geofísica adquirida. Por tanto, la caracterización del potencial petrolero del país será actualizada conforme se cuente con nueva información o se vayan aplicando nuevas tecnologías.

Partiendo de la base de recursos prospectivos, se prevé que la actividad exploratoria incorpore 1,682 mmbpce a las reservas 3P al cierre de 2013, la cual irá aumentando hasta alcanzar un

volumen de 2,032 mmbpce en 2027. Con ello, la tasa de restitución integrada superará el 100% para las reservas 1P en 2013, y se mantendrá por arriba del 100% durante el periodo prospectivo, (véase Figura 5.4).

Figura 5.4
Tasa de restitución de reservas 1P y 3P
(porcentaje)



Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

5.1.3 Producción de petróleo crudo

Los proyectos en el portafolio permiten mantener una plataforma estable de producción de hidrocarburos, aprovechando la experiencia en yacimientos naturalmente fracturados y aguas someras, con costos de desarrollo y producción competitivos.

Los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) tienen como objetivo incrementar la capacidad de ejecución de PEMEX, a través de esquemas rentables y competitivos de colaboración con la industria petrolera. A través de estos contratos, PEMEX obtiene servicios integrales de evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos de largo plazo, además de que propician la transferencia tecnológica.

Por actividad

La actividad de explotación de crudo está basada en la producción de las reservas existentes, por lo que esta actividad sostendrá la producción tanto en el corto como en el mediano plazo. Se estima que en México una parte significativa de la producción de crudo provendrá de campos maduros. Es por ello que la ejecución de proyectos mediante Contratos Integrales de producción, así como a proyectos de exploración y aplicación de tecnologías para procesos de recuperación secundaria y mejorada en muchos de los campos petroleros que producen en la actualidad, los cuales desempeñarán un papel relevante en el incremento de la producción.

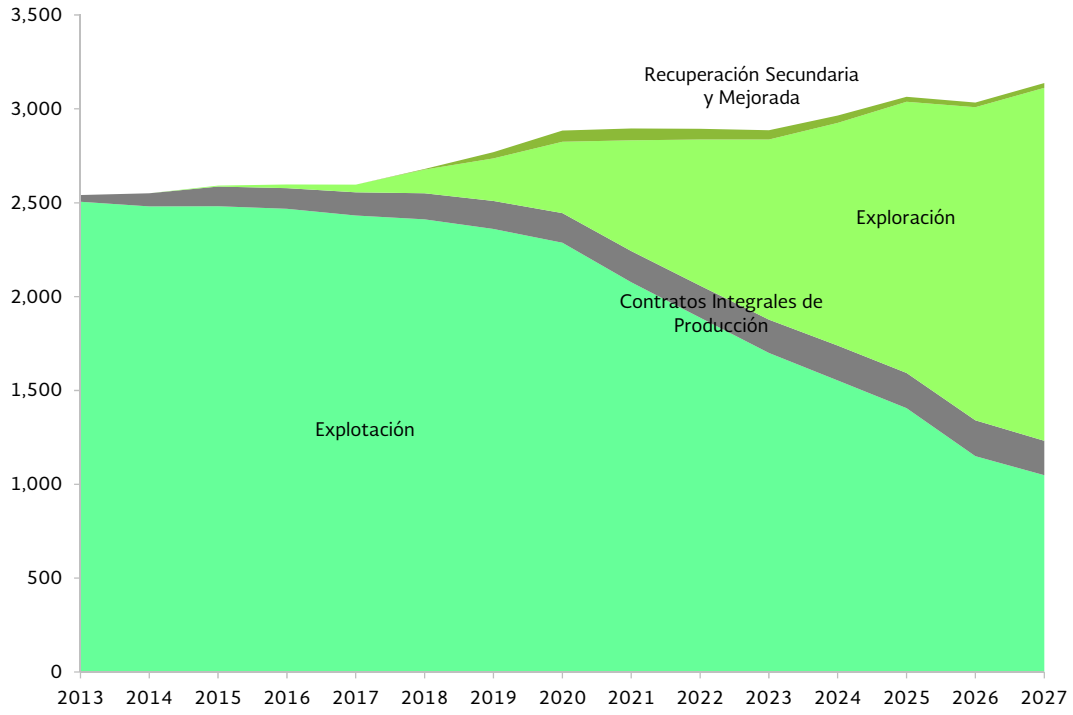
Al cierre de 2013, la producción de petróleo, por tipo de actividad, en proyectos de explotación promediará 2,505 mbd, y llegará a 1,048 mbd en 2027; es decir, se reducirá

41.8% durante el periodo prospectivo. La declinación de los campos maduros es la principal causa de la reducción de la producción. Esto explica la tasa negativa de crecimiento promedio de 5.8% durante el periodo en las actividades de explotación. El grueso de la producción provendrá de 25 proyectos dedicados a la explotación de aceite y gas asociado del portafolio 2013, (véase Figura 5.5).

En cuanto a la actividad exploratoria, ésta comenzará en el año 2015 con 5.3 mbd, y se incrementará hasta alcanzar 1,880 mbd en 2027. Esta producción provendrá del desarrollo de campos ya identificados, cuyos pronósticos se estiman de acuerdo con la secuencia de descubrimiento y el diseño de explotación establecido para cada tipo de proyecto. Al final del periodo esta actividad representará 60% del total de producción nacional.

En lo que se refiere a Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), éstos son resultado de la Reforma Energética de 2008. Esta Reforma permitió modificar el marco legal del sector hidrocarburos para que PEMEX cuente con un régimen contractual que le permitiera allegarse de mayores inversiones y mejores capacidades tecnológicas y de ejecución para hacer frente a los retos que actualmente enfrenta la industria de exploración y producción de hidrocarburos del país. En el año 2012 continuó la adjudicación de los servicios para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos en campos terrestres y aguas someras[100]. Los Contratos Integrales de producción aportarán 36 mbd de petróleo en 2013 y alcanzarán 184 mbd en 2027, lo que representan una tasa de crecimiento promedio anual de 10.9%.

Figura 5.5
Producción de petróleo crudo por tipo de actividad
(miles de barriles diarios)



[100] PEP licitó y adjudicó los contratos de ejecución de los servicios en cuatro campos terrestres tales como San Andrés, Tierra Blanca, Altamira y Pánuco, así como Arenque en aguas someras. Para ello, PEMEX no participará con el contratista en la ejecución de los servicios.

Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

La producción y extensión de la vida útil de campos maduros implica retos tecnológicos, por lo que se requiere de herramientas tecnológicas de vanguardia como los procesos de recuperación secundaria y mejorada, los cuales tienen el objetivo de incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos. Actualmente, PEMEX implementa procesos de recuperación secundaria y mejorada en diversos campos de explotación, por lo que la estrategia de estos procesos se basa en dos aspectos fundamentales: mejorar la producción de crudo en campos con alta complejidad, y continuar con la producción en campos con un avanzado estado de desarrollo. En una primera fase, PEMEX considera la implantación de pruebas piloto de recuperación mejorada en diversos campos para que se continúe hacia su masificación. Los campos considerados en esta fase son: Akal, en Cantarell y campos en Ku-Maloob-Zaap, en el Proyecto Aceite Terciario de Golfo, en Poza Rica, y en el Complejo Antonio J. Bermúdez, entre otros.

Los proyectos de recuperación secundaria comenzarán a ser productivos a partir de 2018 con 3.79 mbd, y llegando a 25.6 mbd en 2027. La producción máxima se presentará en el año 2021 al contabilizar 63.3 mbd, resultado de las altas inversiones que realizarán en el periodo 2014-2019.

Por categoría de proyecto

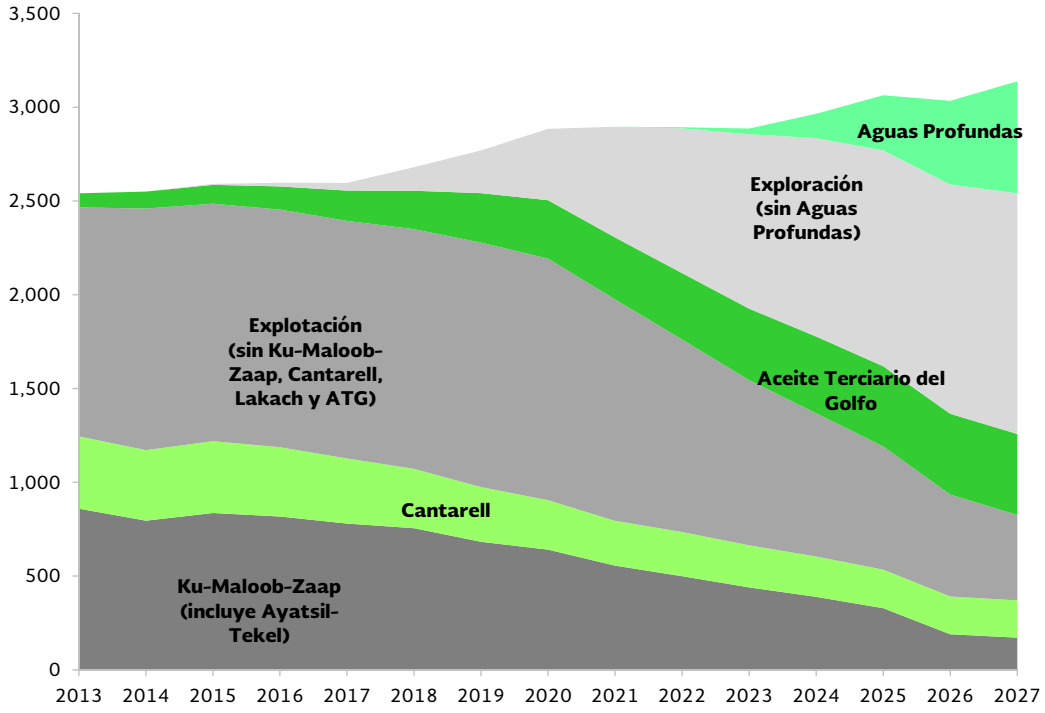
Aquí se analiza la diversificación de los grandes proyectos de producción de crudo, separando aquellos importantes para la actividad de explotación y exploración. Para este fin se clasifican en las categorías siguientes:

- Ku-Maloob-Zaap
- Cantarell
- Aceite Terciario del Golfo (ATG)
- Explotación (sin ATG, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap)
- Exploración (sin Aguas Profundas)
- Aguas profundas

El proyecto integral Ku-Maloob-Zaap es actualmente el más importante del país en la producción de crudo y está enfocado en la producción e incorporación de reservas de aceite pesado y extra-pesado y gas asociado. En el año 2013, el proyecto representa 33.8% de la producción nacional y está constituido por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab, Lum, Ayatsil, Tekel y Pit en la Región Marina Noreste de PEP. Si bien este proyecto se encuentra en la fase de producción máxima de su ciclo de vida desde 2010, con la adición de los campos Ayatsil y Tekel en el año 2014[101], las expectativas en los promedios de extracción de crudo se han incrementado ligeramente, por lo que a partir de 2015 se espera una declinación natural constante hasta el final del periodo, llegando a producir 173 mbd en 2027. Esta cifra representa una tasa de declinación de -10.7% durante el periodo prospectivo y una participación de 5.5% de la producción nacional total, (véase Figura 5.6).

[101] El proyecto Ayatsil-Tekel se creó con la responsabilidad de desarrollar los campos de aceite extra-pesado costa afuera. Actualmente PEP ejecuta el desarrollo del primer grupo de campos del mismo nombre del que espera recuperar un volumen de reservas de aproximadamente 720 mmbpce y obtener un máximo de 150 mbd de aceite y 20 mmpcd de gas.

Figura 5.6
Producción de petróleo crudo por categoría de proyecto
(miles de barriles diarios)



Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

En lo que corresponde al proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), desarrolla la explotación del Paleocanal de Chicontepec que comprende una serie de yacimientos de baja permeabilidad. La estrategia de PEP consiste en la recuperación de reservas de hidrocarburos mediante la perforación y terminación masiva de pozos de desarrollo. Al ser un proyecto en fase de desarrollo, se prevé que el nivel de extracción aumentará gradualmente. En 2013, este proyecto producirá un volumen de 75 mbd y alcanzará 432 mbd en 2027, lo que representa una tasa de crecimiento anual de 11.7%. La aportación en la producción nacional total de crudo pasará de 2.9% en 2013 a 13.8% en 2027. Se estima que a partir de 2020 el proyecto ATG supere al proyecto Cantarell y en 2024 al proyecto Ku-Maloob-Zaap.

Los proyectos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y ATG aportan 52% de la producción nacional de crudo en 2013. No obstante, existen otros proyectos de explotación que contribuirán a mantener la producción de petróleo en el corto y mediano plazo. Estos proyectos de explotación aportan 48% de la producción nacional de crudo en 2013 y en 2014 llegará a su nivel máximo de 1,288 mbd. A partir de este año comenzará su declinación natural alcanzando un volumen de 455 mbd en 2027. La tasa de declinación promedio anual de estos proyectos es de -6.6% durante el periodo prospectivo. Entre sus desarrollos se encuentran los proyectos Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez, Ixtal-Caan-Chuc, Bellota-Chinchorro, Ogarrio-Magallanes, Jujo-Tecominoacán y Delta del Grijalva. Cabe señalar que la producción de los proyectos de Jujo-Tecominoacán y Antonio J. Bermúdez requerirá de la implantación de procesos de recuperación mejorada.

Por otro lado, los proyectos exploratorios agregarán una importante producción de petróleo a partir de 2015. Para ello, PEP contempla la incorporación de 14 proyectos exploratorios, entre

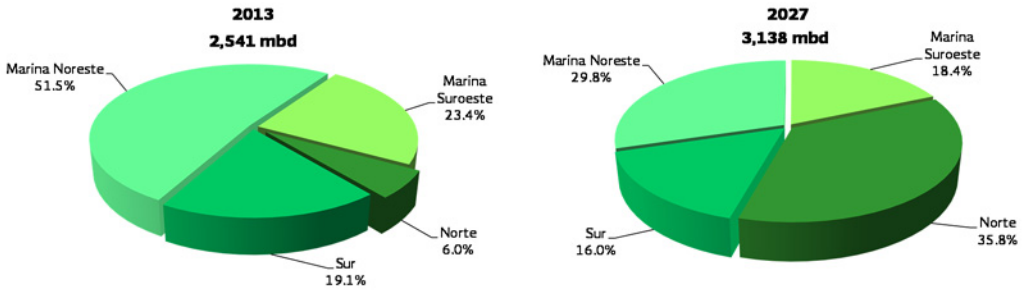
los que se encuentran uno en la Región Marina Noreste, cuatro en la Región Marina Suroeste, seis en la Región Norte y terrestres en la Región Sur. Los proyectos que iniciarán producción en el año 2015 son Cuichapa y Pakal con un volumen de 5.3 mbd. Para el año 2017 se incorporarán los proyectos Campeche-Oriente y Chalabil con 10.3 mbd iniciales, y para el 2018 el Proyecto Aceite y Gas de Lutitas con 29.3 mbd iniciales. Ya para el año 2020 se prevé la incorporación de los proyectos Uchukil y Lebranche y para en el año 2024 el proyecto Oyamel. En el año 2027 la producción total en conjunto de estos proyectos exploratorios será de 1,283 mbd, por lo que contribuirá con 40.9% del total.

Finalmente, los desarrollos incluyen proyectos ubicados en aguas profundas. Para desarrollar estos recursos, se ha puesto en marcha una estrategia que contempla cuatro proyectos principales para la producción de crudo: Área Perdido, Han, Holok y Tlancanán[102]. La producción de petróleo proveniente de aguas profundas será en el año 2022, con una producción de 6.5 mbd provenientes del proyecto Han. En el año 2023 se incorporaran los proyectos Área Perdido y Tlancanán, con una producción inicial de petróleo de 22 mbd y 1.2 mbd, respectivamente. Para el año 2024 se incorporará el proyecto Holok con una producción inicial de 10.3 mbd. Se prevé que al final del periodo, la producción total en aguas profundas sea de 597 mbd, lo que representa 19% de la producción total nacional de petróleo.

Por región y activo

En 2013, la Región Marina Noreste es la que mayor aportación de producción de petróleo presenta, con 51.5%, en tanto que la Marina Suroeste provee 23.4%, la Sur 19.1% y la Región Norte 6.0%. Sin embargo, este escenario cambiará en 2027, siendo la Región Norte la que mayor aportación haga en la producción de petróleo, participando con 35.8%, seguido de la Región Noreste con 29.8%, la Región Suroeste con 18.4% y la Región Sur con 16.0%, (véase Figura 5.7).

Figura 5.7
Participación de la producción de petróleo crudo por región (porcentaje)



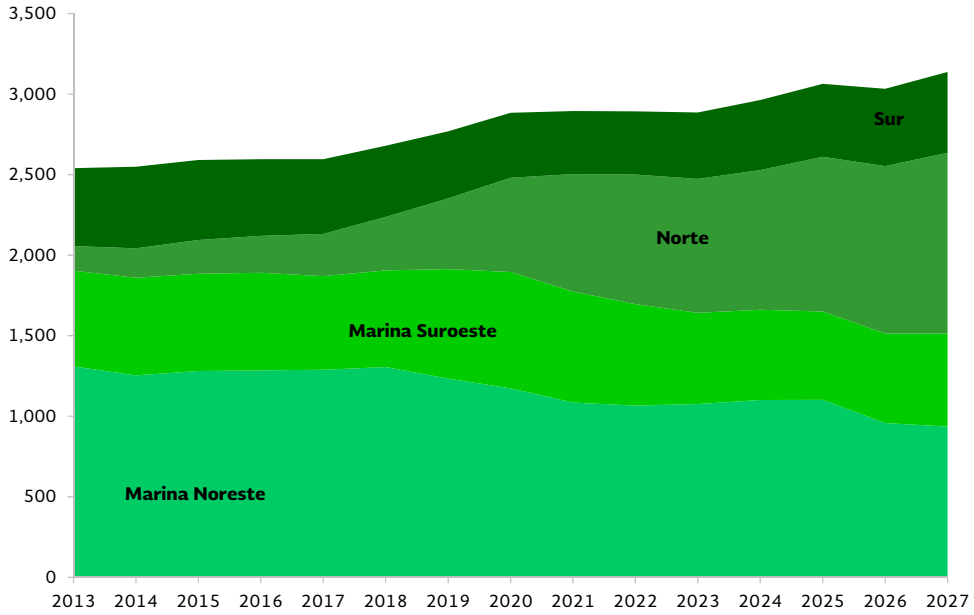
Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

Al inicio del periodo, la Región Noreste presenta una producción de petróleo de 1,309 mbd, y mantendrá su producción promedio en 1,280 mbd hasta el año 2018, por lo que a partir de ese año comenzará su declinación de manera paulatina. Por su parte, la Región Marina Suroeste mantendrá su producción por arriba de 600 mbd en el mediano plazo, llegando a un máximo de 723 mbd en el año 2020, en donde comenzará su declinación constante hacia el final del periodo, cuando alcanzará un volumen de 578 mbd en 2027. En lo que corresponde a

[102] La actividad exploratoria en aguas profundas comenzó en el año 1992 con la adquisición de sísmica 2D, a partir de ese año se ha integrado información de los primeros pozos exploratorios frente a la costa de los estados de Tamaulipas y Veracruz. En el año 2012 se perforaron con éxito los pozos Trion-1 y Supremus-1, y en el 2013 se espera la terminación del pozo Maximino-1.

la Región Sur, ésta no mostrará cambios considerables en el volumen de la producción durante el periodo prospectivo, manteniéndose en 450 mbd en promedio. Con referencia a la producción de la Región Norte, ésta crecerá de manera importante, registrando un volumen de 153 mbd en 2013 y finalizando con 1,122 mbd en 2027, (véase Figura 5.8).

Figura 5.8
Producción de petróleo crudo por regiones
(miles de barriles diarios)

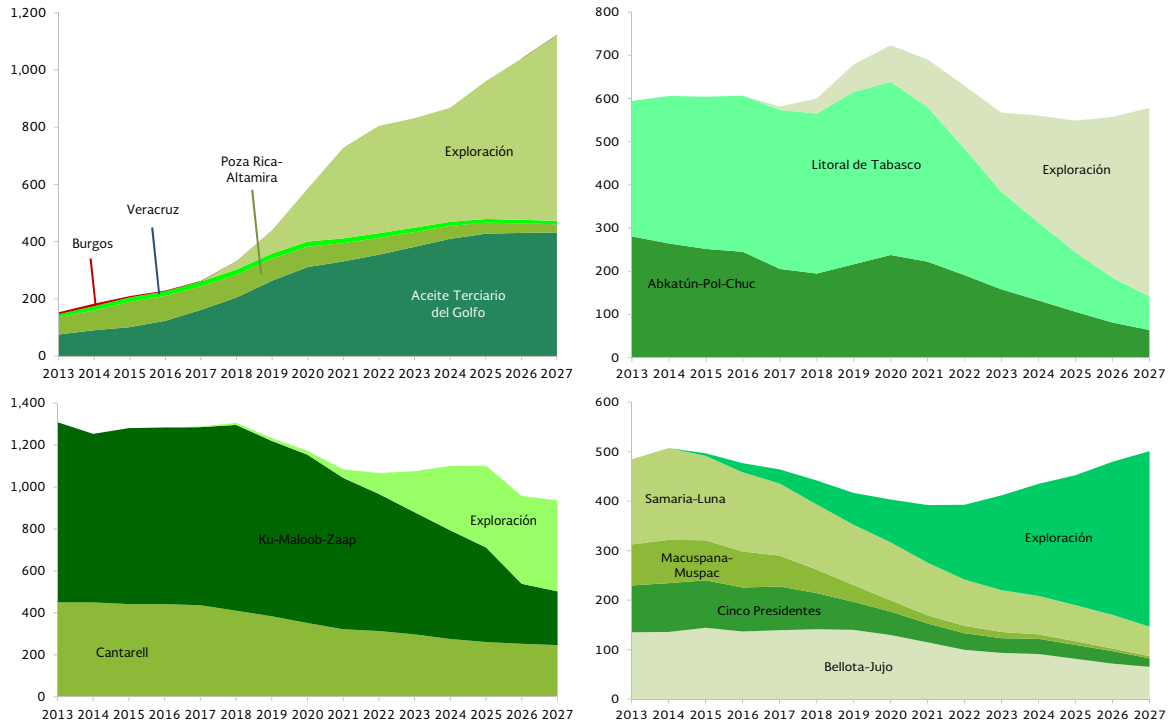


Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

En lo que corresponde a la producción en la Región Norte, (véase Figura 5.9, (a)), su crecimiento se debe principalmente al rápido incremento en la producción del proyecto ATG a partir del año 2014 y al Proyecto de Exploración de Aceite y Gas de Lutitas en el año 2018. El primero tendrá un rápido crecimiento en la producción durante el periodo prospectivo, el cual alcanzará un volumen de producción de 431.5 mbd en el año 2027. Por su parte, el proyecto Aceite y Gas de Lutitas llegará a un máximo de producción de 350 mbd en el año 2022, el cual tiende a decrecer presentando un volumen de producción de 128.7 mbd hacia el año 2027, es decir, aproximadamente una reducción de 63% con respecto a 2022. En esta Región también existen expectativas de producción derivadas de proyectos exploratorios, incluyendo dos de aguas profundas, Área Perdido y Tlancanán, que aportarán en conjunto 461 mbd en 2027.

La segunda Región con mayor volumen de producción al final del periodo prospectivo será la Región Noreste con 936 mbd. Se observa que esta Región presentará una declinación natural y paulatina a partir del año 2017. Esto se debe primordialmente a la reducción de la producción de los Activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. La tasa de declinación de dicha Región es de -2.2% en promedio durante el periodo. A pesar de los esfuerzos por administrar la declinación de la Región por medio de la implantación de proyectos de recuperación mejorada en sus Activos más importantes, éstos no resultarán suficientes para compensar la caída en la producción al cierre del periodo de análisis.

Figura 5.9
Producción de petróleo crudo de cada región
(miles de barriles diarios)



Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

La producción de la Región Marina Suroeste disminuirá en promedio 0.2% por año en el periodo 2013-2027. Esta Región es considerada la de mayor potencial exploratorio, ya que se espera un crecimiento en su producción a partir del desarrollo adicional de campos nuevos. En este sentido, la producción de la componente exploratoria de la Región Marina Suroeste representará 75.4% del total regional en 2027, considerando el potencial esperado en aguas profundas del proyecto Holok. La producción de la Región será sustentada por la de los Activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, (véase Figura 5.9 (b)).

Por último, la producción de la Región Sur, alcanzará en 2014 llegando a su máximo de 551 mbd, impulsado por el crecimiento del activo Samaria-Luna. No obstante, este activo reducirá su producción a una tasa promedio de -7.1% anual durante el periodo de análisis. A partir de ahí, la Región presentará una reducción pronunciada hasta el año 2021. Para hacer frente a esta reducción, PEP prevé administrar la producción por medio de las actividades de exploración e iniciar su producción en 2015, e incrementarla considerablemente en el año 2021, hasta alcanzar un volumen de producción de 355 mbd en 2027. Por su parte, los Activos Muspac-Macuspana y Cinco Presidentes reducirán su producción a una tasa promedio anual de -19.4% y -11.4%, respectivamente. Al final del periodo, los Activos de exploración contribuirán con 70.7% de la producción regional, mientras que 13.1% provendrá de la Región Bellota-Jujo, 11.9% del Activo Samaria-Luna y el restante 4.3% de los Activos Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac.

En el caso de los cuatro Activos mencionados, su desarrollo corresponde a cuencas maduras, por lo que el objetivo de PEP es mantener los niveles de producción en el horizonte de planeación aprovechando la infraestructura existente.

Por calidad de crudo

La calidad del petróleo crudo se mide con relación al agua, su densidad se compara con la del agua y se expresa en una escala de grados API (por sus siglas en inglés del Instituto Americano del Petróleo). De acuerdo con estos grados se precisa qué tan pesado o liviano es un crudo. En México, los tres tipos de crudo presentan diferentes calidades, denotándolo en: crudo pesado (Maya) de 22 °API; crudo ligero (Istmo) de 33.6 °API; y crudo súper-ligero (Olmeca) de 39.3 °API[103].

En México la mayor cantidad de crudo que se produce es de tipo pesado. En 2013, la participación del crudo pesado es de 53.8% (1,367 mbd), no obstante durante el periodo prospectivo su participación se reducirá a 35.6% (1,118 mbd) del total en 2027. Esta reducción se debe a la declinación natural de los Activos en la Región marina Noreste (Activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap). La tasa de declinación en la producción de este crudo es -1.3% en promedio anual, (Figura 5.10).

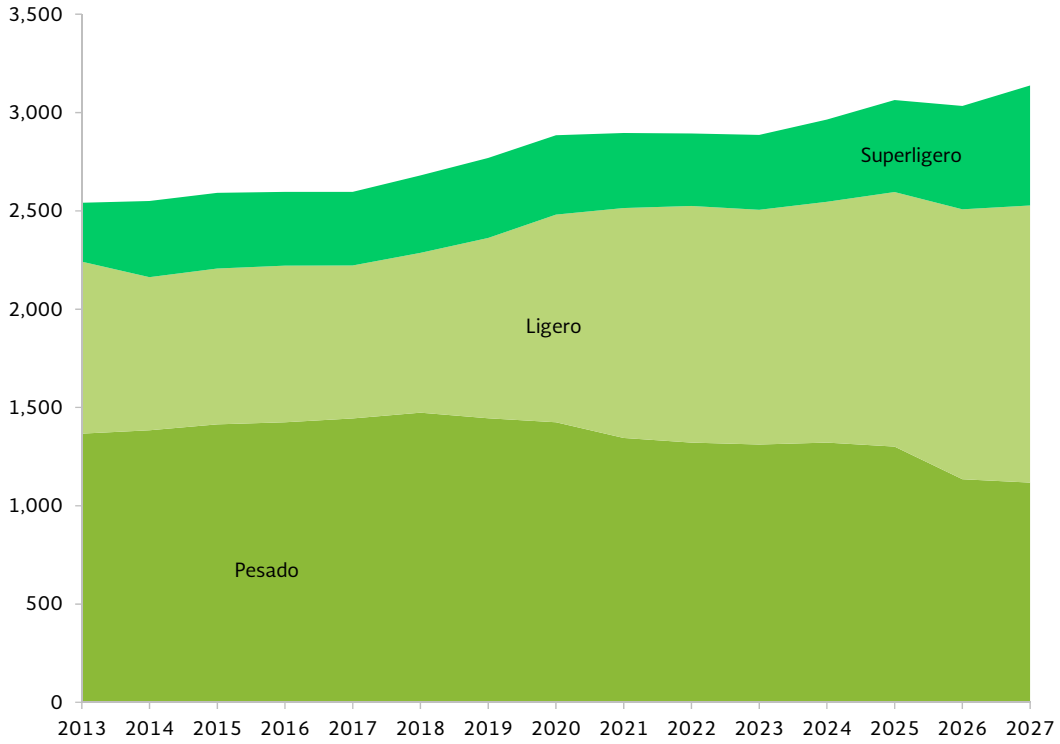
Es importante destacar que en la producción de crudo pesado, PEMEX incorpora la producción de crudo extrapesado en esta categoría. Recientemente PEMEX ha descubierto 18 campos de crudo extrapesado en la Región Marina con calidades de crudo que van de 6 a 12 °API y con altas concentraciones de ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). En este contexto, PEMEX tiene la estrategia de desarrollar un plan maestro para la explotación y comercialización de crudo extrapesado de las Regiones Marinas implementando proyectos de mezclado de crudo ligero marino con el crudo extrapesado[104].

En cuanto a la producción de crudo ligero, se espera un incremento promedio anual de 3.2% entre 2013 y 2027, al pasar de 875 mbd a 1,410 mbd. Los incrementos de aceite ligero están vinculados al desarrollo de proyectos como ATG y Crudo Ligero Marino, entre otros. La participación esperada de este tipo de crudo pasará de 34.4% en 2013 a 44.9% en2027.

La producción del crudo súper-ligero, aumentará 4.8% promedio anual entre 2013 y 2027. Su participación en el total nacional pasará de 11.8% a 19.4% durante el periodo prospectivo.

[103] Existe también la calidad de crudo extrapesado que es menor a 10 °API y con altas concentraciones de azufre.
[104] Estrategia 2.3 del Plan de Negocios de PEMEX 2014-2018.

Figura 5.10
Producción de petróleo crudo por tipo
(miles de barriles diarios)



Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

Finalmente, no se prevé ningún cambio en la especificación de las calidades de los crudos mexicanos. Es decir, la densidad de los grados API del crudo Maya (22), Istmo (33.6) y Olmeca (39.3) será la requerida para las refinerías. El crudo Altamira, considerado como extrapesado, continuará siendo mezclado con producción de ligeros en el crudo de exportación.

5.1.4 Requerimientos de inversión

El programa de inversiones en las actividades de exploración y producción tiene como propósito aumentar las reservas probadas, mejorar sustancialmente la tasa de restitución y sostener los niveles de producción en el corto y mediano plazo, con resultados tangibles para el cierre de 2027. Las inversiones se clasificaron de acuerdo con lo siguiente: explotación, exploración, aguas profundas, ATG, gas de lutitas y Contratos Integrales de producción.

La inversión asociada al caso base de producción se estima en promedio anualmente en 300.9 miles de millones de pesos (mmm$) de 2013 durante el periodo 2013-2027. Al inicio del periodo, la mayor cantidad de inversiones están dirigidas a proyectos de explotación (75% del total). En contraste, éstas inversiones se reducirán considerablemente hasta alcanzar 16.7% del total en el año 2027. Como se ha mencionado, la producción de petróleo en los proyectos de explotación presentará una declinación natural al final del periodo. Por lo tanto, los esfuerzos de PEP estarán dirigidos en su mayor parte a inversiones en proyectos de exploración de aguas someras, seguido de las cuencas terrestres y en menor proporción a aguas profundas.

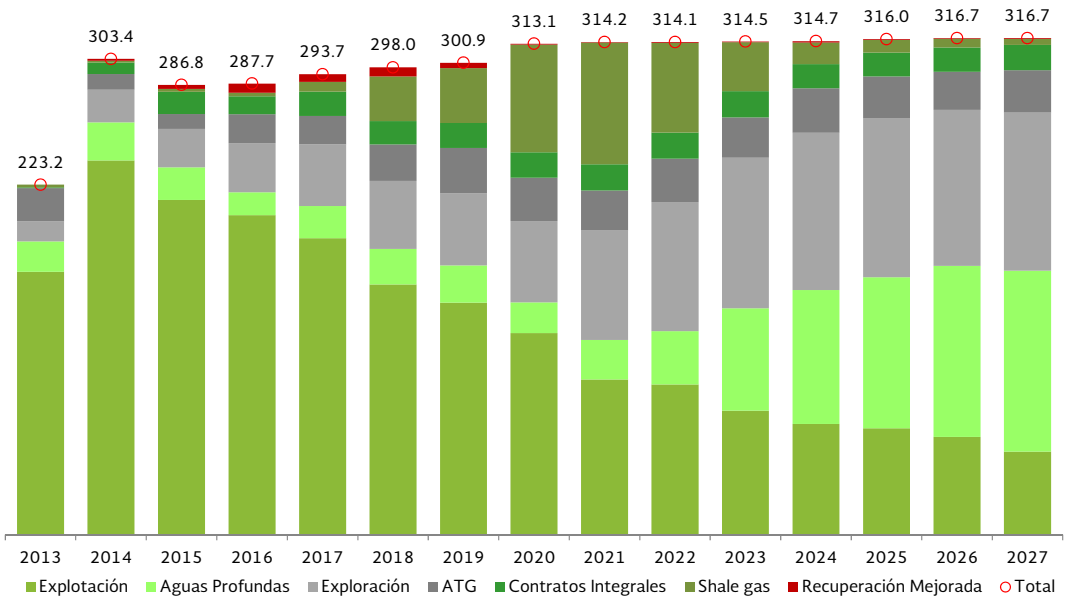
Como se observa en la Figura 5.11, las inversiones en proyectos de explotación tendrán un incremento en el año 2014 de alrededor de 29.7% con respecto al año 2013. No obstante, a partir de 2015 las inversiones disminuirán paulatinamente. Como resultado, la tasa de reducción de inversiones en proyectos de explotación se reducen en -7.7% anual durante el periodo 2013-2027.

A partir de 2014, las inversiones en proyectos de exploración empiezan a incrementarse, alcanzando una participación de 31.8% al final del periodo de análisis. Éstas inversiones presentan una tasa de crecimiento de 13.7% en promedio anual durante 2013-2027. A su vez, en 2023 los proyectos de exploración obtendrán mayores inversiones en comparación con los proyectos de explotación.

En lo que corresponde a las inversiones en proyectos de aguas profundas, éstas participan con 8.3% del total de inversiones en el año 2013. Sin embargo en 2022 se harán mayores inversiones las cuales participarán con 36.4% del total en el año 2027; es decir, la mayor parte de las inversiones corresponderán a proyectos de aguas profundas al final del periodo.

Las inversiones en Proyectos de Aceite y Gas de Lutitas iniciarán operaciones en el año 2013 con una mínima participación de 0.8% del total de las inversiones programadas para ese año. El proyecto está enfocado a cuantificar con mayor certidumbre los recursos prospectivos no convencionales de aceite y gas de lutitas, acelerar la conversión de estos recursos en reservas, así como identificar las zonas de mayor potencial productivo y económico cuyo desarrollo permitirá incrementar la producción de hidrocarburos a futuro. Estos proyectos llegarán a un máximo de inversiones en el año 2021, los cuales participarán con 24.7% del total para ese año. Como se observa en la Figura 5.11, las inversiones para estos proyectos se reducirán considerablemente hasta participar con solo 1.2% del total en el año 2027.

Figura 5.11
Inversión requerida de la cartera de proyectos de PEP
(miles de millones de pesos de 2013)

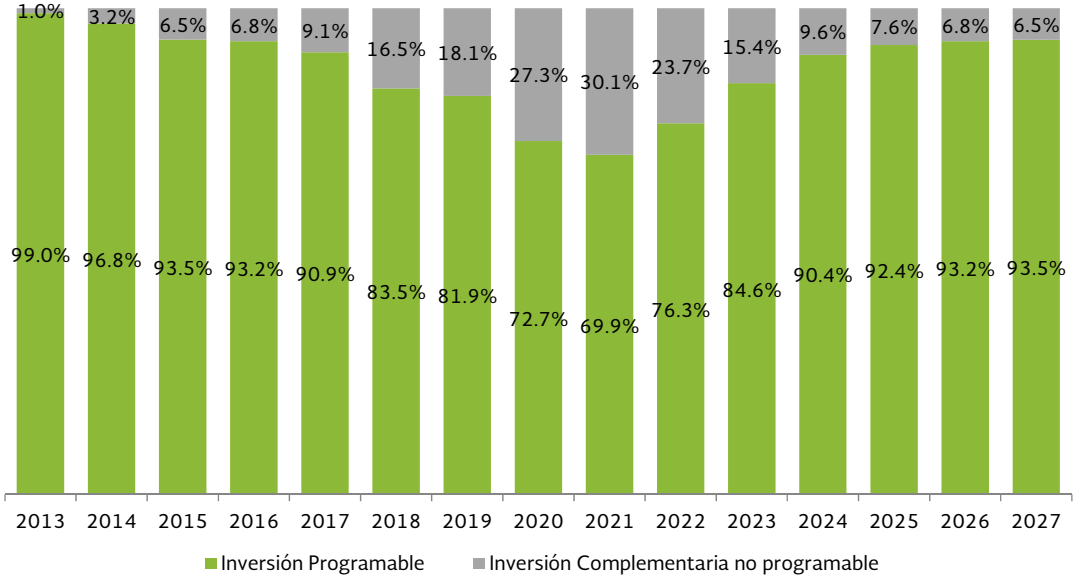


Nota: Considera proyecciones y estimados de pagos de contrato previos a la licitación de los proyectos.
Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

En lo que se refiere a la distribución de los recursos de inversión, se observa que la inversión programable será superior al 90% durante los primeros cinco años del periodo prospectivo. Lo

anterior, se debe al incremento de las inversiones complementarias no programables que se dirigen a los Proyectos de Gas de Lutitas, los Contratos Integrales de Producción (sin considerar ATG) y la recuperación secundaria y mejorada, (véase Figura 5.12).

Figura 5.12
Distribución de la inversión requerida del caso base
(porcentaje)



Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

En el mediano plazo, la inversión programable se reducirá hasta llegar a su mínimo de participación con 69.9% del total en 2021, cuando las inversiones en Proyectos de Gas de Lutitas alcanzarán sus niveles máximos. Sin embargo, éstas se reducirán de manera gradual hasta el final del periodo. Como resultado, en el año 2024 las inversiones programables participarán por arriba del 90% del total, llegando a ser de 93.5% al final del periodo.

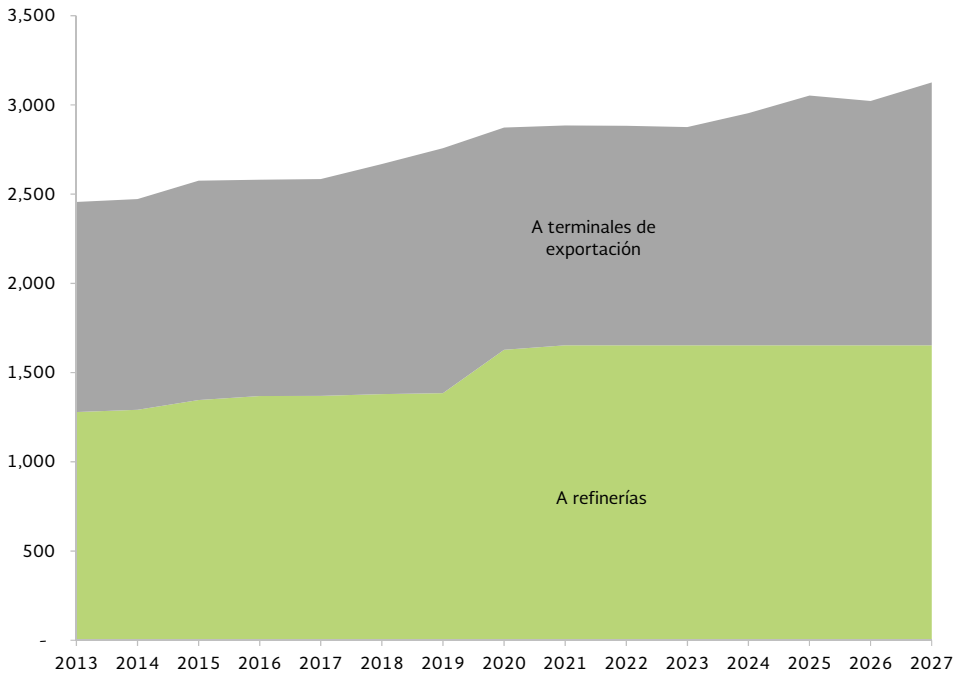
Los proyectos de inversión programable en PEP presentan una tasa de crecimiento anual por debajo de 2% durante el periodo prospectivo, mientras que las inversiones complementarias no programables crecerán a una tasa de 14.8% promedio anual en el mismo periodo.

5.2 Demanda de petróleo crudo

La producción nacional de petróleo crudo está orientada a satisfacer tanto la demanda interna como el comercio internacional debido a su exportación. En el primer caso, el petróleo crudo se envía a procesar a través del Sistema Nacional de Refinación (SNR) conformado por seis refinerías. Por esto, el caso base refleja los requerimientos de petróleo crudo en el SNR, y el segundo caso incorpora el crudo que es enviado a las terminales de exportación para su venta en el extranjero.

La exportación de crudo ha sido el principal negocio de PEMEX-Exploración y Producción, pues históricamente ha representado un alto porcentaje de la producción nacional total. En 2013, la exportación de petróleo participa con 47.9% de la producción nacional, lo que equivale a un volumen de 1,177 mbd. Se prevé que dicha contribución se mantenga con un mínimo margen de variación durante el periodo prospectivo de 47.1% en 2027, equivalente a 1,473 mbd, (véase Figura 5.13).

Figura 5.13
Distribución de petróleo a terminales de exportación y refinación
(miles de barriles diarios)

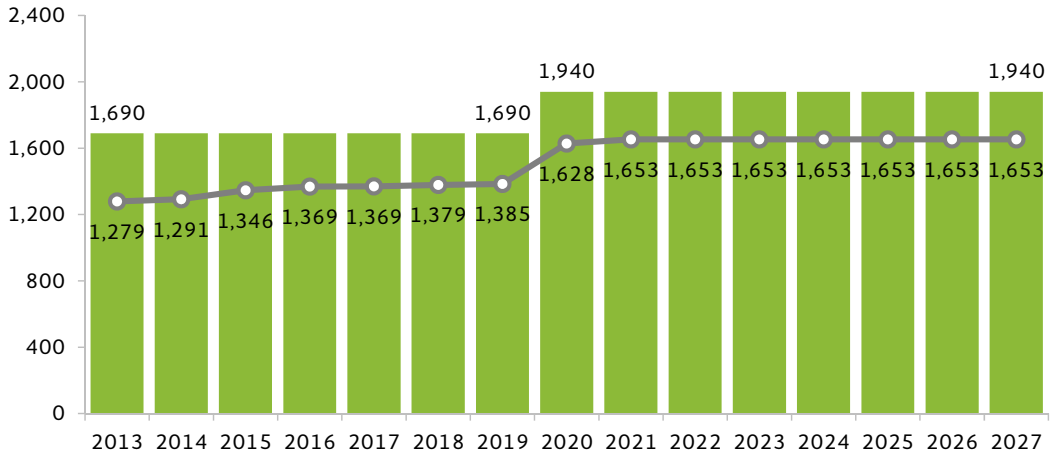


Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

Por su parte, PEMEX Refinación (PR) busca satisfacer la demanda nacional de petrolíferos en forma rentable y con calidad. Para ello, dirige sus acciones estratégicas hacia la optimización del SNR con una visión de largo plazo, a fin de evaluar la rentabilidad de las inversiones en proyectos importantes, que contribuyan a la reducción de la importación de gasolinas y destilados intermedios. Direccionarse hacia una mayor oferta de productos petrolíferos implica el desarrollo de infraestructura para el procesamiento de crudo, y por ende, una mayor demanda del mismo.

Por lo anterior, el escenario de producción de PEP considera los proyectos de expansión de PR. La capacidad nominal de destilación primaria del SNR muestra el nivel de crudo que se puede procesar. En este sentido, PR mantendrá una capacidad nominal de procesamiento de crudo de 1,690 mbd hasta 2019, considerando las seis refinerías actuales. Dichas refinerías nacionales procesarán un máximo de 1,385 mbd en dicho año. No obstante, en 2020 se contempla la entrada en operación de la nueva capacidad de refinación con 250 mbd adicionales, por lo tanto se incrementará la capacidad instalada del SNR a 1,940 mbd y una capacidad de procesamiento de 1,628 mbd en ese mismo año, la cual se incrementará hasta 1,653 mbd en 2027, (véase Figura 5.14).

Figura 5.14
Capacidad de refinación y capacidad de procesamiento de crudo en el SNR
(miles de barriles diarios)



Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

5.3 Evolución del Sistema Nacional de Refinación, 2013-2027

La evolución esperada de la oferta nacional de petrolíferos para el periodo 2012-2027, está basada en un escenario con inversiones en proyectos estratégicos que permitirán contar con la infraestructura requerida para atender las necesidades del mercado nacional. El objetivo de estos proyectos es fortalecer el Sistema Nacional de Refinación (SNR), al incrementar su capacidad de procesamiento de crudo, además de aumentar los rendimientos promedio en la producción de gasolinas y destilados intermedios, entre otros.

Los proyectos contemplados para el desarrollo de infraestructura y mejora operativa de PEMEX-Refinación, contemplan reconfiguraciones, modernización y ampliación del SNR, esperando con esto tener una mayor capacidad de refinación. Entre 2013 y 2027 se planea concluir los siguientes proyectos:

- Proyecto de calidad de gasolinas,
- Proyecto de calidad de diésel,
- Nueva refinería de Tula,
- Conversión de la refinería de Salamanca,
- Proyecto de optimización de los trenes de coquización de Cadereyta y Madero,
- Adicionalmente incluye el proyecto de descuellamiento de poliductos, y la reubicación y construcción nuevas terminales de almacenamiento y reparto (TAR).

En este sentido, el desarrollo de proyectos que permitan una mayor capacidad de refinación busca atenuar el deterioro de la balanza comercial de petrolíferos. Esto a través de reducciones en los niveles de importación de destilados generada por una menor oferta interna e incremento en la demanda de combustibles, principalmente gasolinas y diésel.

5.3.1 Incorporación de capacidad de procesamiento

Entre los objetivos estratégicos de PEMEX está establecer acciones prioritarias, una de ellas es incrementar los niveles actuales de producción de hidrocarburos, y ampliar la infraestructura

de procesamiento. De esta manera, la alternativa que tiene PEMEX para satisfacer la demanda nacional de petrolíferos en el largo plazo es por medio de la modernización y la expansión de las refinerías para incrementar su capacidad de procesamiento de petróleo. En este sentido, las estrategias de inversión para aumentar la capacidad estarán enfocadas en la producción de gasolinas y destilados intermedios. También estarán en aprovechar las corrientes residuales en la obtención de productos de mayor valor económico.

Entre 2013 y 2027 se incrementará la capacidad de hidrodesulfuración en 625.3 mbd en las refinerías existentes. Además, con la construcción de la nueva capacidad de destilación, se incrementará la capacidad de hidrodesulfuración a 945.3 mbd en total al final del periodo.

Por otro lado, se estima la incorporación de capacidad de coquización de 295.0 mbd; ésta se llevará a cabo mediante incrementos en las refinerías de Salamanca (44.0 mbd) y Salina Cruz (87.0 mbd). En tanto, la nueva capacidad de refinación con aprovechamiento residuales adicionará una capacidad de coquización de 164.0 mbd, (véase Cuadro 5.1).

Cuadro 5.1
Incorporación de capacidad[1] de principales procesos en el SNR, entre 2013 y 2027
(miles de barriles diarios)

Proceso	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula	Refinerías Existentes	Nuevo tren	SNR
Destilación atmosférica								250.0	**250.0**
Desintegración catalítica				10.0	16.0		**26.0**	96.0	**122.0**
Reformación catalítica				11.0	21.0		**32.0**	58.0	**90.0**
Alquilación e isomerización								47.0	**47.0**
Hidrodesulfuración[2]	77.5	90.0	55.0	128.8	194.0	80.0	**625.3**	320.0	**945.3**
Coquización				44.0	87.0		**131.0**	164.0	**295.0**

[1]Capacidad adicional.
[2] Incluye capacidad de diésel, gasolinas e hidrotratamiento de gasóleos.
Fuente: PEMEX Refinación.

La nueva capacidad de refinación contará con infraestructura de alta conversión y capacidad de destilación atmosférica, así se tiene que entre 2013 y 2027 el incremento en capacidad de destilación atmosférica y de alquilación e isomerización[105] será de 250.0 mbd y 47.0 mbd, respectivamente. La incorporación de capacidad en el proceso de alquilación permitirá una mayor producción de fracciones de alto octano, cuyas características las convierten en componentes importantes para la elaboración de gasolina reformulada.

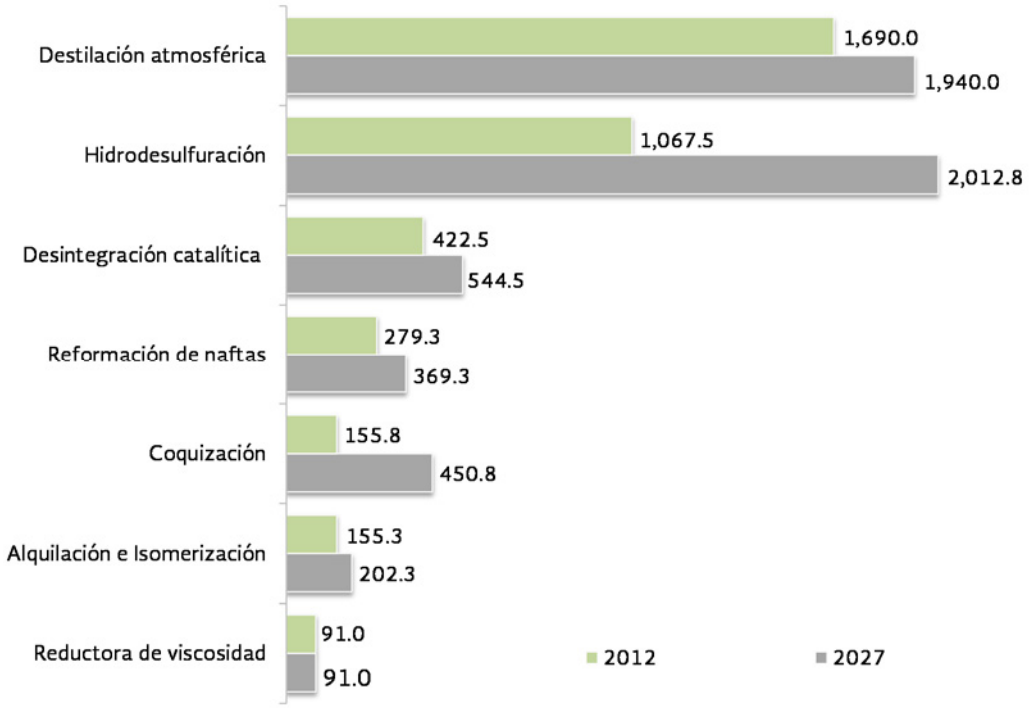
En lo que corresponde al proceso de desintegración catalítica, ésta aumentará 122.0 mbd entre 2013 y 2027. De este total, la nueva capacidad de refinación contabilizará 96.0 mbd, en tanto que en las refinerías de Salamanca y Salina Cruz se incorporarán 10.0 mbd y 16.0 mbd, respectivamente.

Por su parte, la adición de capacidad del proceso de reformación catalítica será de 90.0 mbd en total al final del periodo. Del este total, 58.0 mbd corresponderán a la nueva capacidad de refinación, 11.0 mbd a la refinería de Salamanca y 21.0 mbd a la refinería de Salina Cruz.

Por último, las plantas reductoras de viscosidad mantendrán su capacidad de 91.0 mbd entre 2012 y 2027, debido a que se prevé una demanda de combustóleo baja y a que el aprovechamiento del petróleo se destinará a plantas coquizadoras, (véase Figura 5.15).

[105] Este proceso permite modificar la estructura y composición de las gasolinas, mejorando su calidad.

Figura 5.15
Capacidad nominal por proceso en el SNR, 2012 y 2027
(miles de barriles diarios)



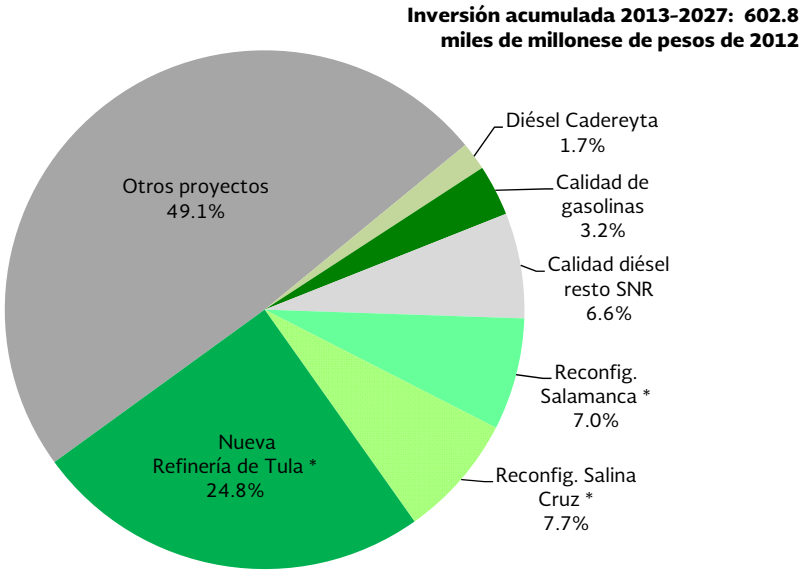
Fuente. Elaborado por SENER, con información de PEMEX Refinación.

Inversiones en el SNR

Los planes de inversión de PR están orientados al desarrollo de nueva infraestructura y a la modernización de la existente. El objetivo es incrementar la capacidad de producción, distribución, almacenamiento y reparto de petrolíferos, así como mejorar su calidad y elevar sus rendimientos de elaboración. Por otra parte, se deben cumplir especificaciones ambientales más estrictas, por lo que motiva el desarrollo de proyectos que se adapten a la producción de combustibles más limpios. En consecuencia, PR estima una inversión de 602.8 mmm$ para un periodo 2013-2027 como parte de sus requerimientos para la ejecución de los principales proyectos estratégicos, (véase Figura 5.16).

De acuerdo con lo reportado por PR, la mayor proporción de los recursos se destinarán al proyecto de construcción de la nueva capacidad de refinación, la cual se estima entre en operación en el año 2020. La inversión programada para este proyecto es de 149.5 mmm$, 24.8% de la inversión total en infraestructura. Este proyecto considera un nuevo tren de alta conversión con proceso de coquización y capacidad de procesamiento de 250 mbd de crudo tipo Maya. Además, contempla el traspaso de 76 mbd de residuo de vacío proveniente de la actual refinería de Tula. Asimismo tendrá 17 plantas de proceso principales y complementarias.

Figura 5.16
Distribución de las inversiones en los principales proyectos de PR, 2013-2027
(miles de millones de pesos de 2012)



* Incluye estudios de preinversión
Fuente: Elaborado por SENER, con información de PEMEX Refinación.

En lo que corresponde al proyecto de Calidad de Combustibles, el cual considera la Fase Gasolinas y Fase Diésel, la inversión estimada es de 58.7 mmm$, lo que representa 9.7% del portafolio total de inversiones de PR. El objetivo del proyecto Fase Gasolinas es homologar la calidad de la gasolina PEMEX Premium y PEMEX Magna[106], con los estándares internacionales. La ejecución del proyecto se pretende realizar en tres fases de obra (o fases de refinerías): la primera con las refinerías Salamanca-Tula, segunda con las refinerías Cadereyta-Madero y la tercera con las refinerías Minatitlán-Salina Cruz. Se estima que el inicio de estos proyectos sea entre los años 2014 y 2015. Por su parte, el proyecto Fase Diésel tiene como objetivo producir diésel de 15 partes por millón (ppm) como máximo de azufre en peso; para lograrlo, es necesaria la instalación de plantas de hidrotratamiento y modernización de unidades de diésel existentes. Para esta Fase, el inicio de operación está programado para el periodo 2015-2017.

Sobre el proyecto Fase Diésel, la refinería de Cadereyta requerirá una inversión de 10.5 mmm$, el cual considera el arranque y la estabilización de sus procesos de refinación en el año 2016[107].

En lo que se refiere a los trabajos de reconfiguración en la refinería de Salamanca, se prevé una inversión de 42.1 mmm$, la cual representa 7.0% de la inversión total. Se estima que la ejecución del proyecto sea en el periodo 2014-2018. Como resultado, PR modernizará e incrementará la capacidad de proceso de crudo y aprovechará las corrientes de residuales en la producción de productos de mayor valor económico.

[106] 80 ppm y 30 ppm, respectivamente.
[107] De acuerdo con el Informe de Rendición de Cuentas 2006-2012 de PEMEX, el resto del SNR considera una estrategia similar para su puesta en operación de Tula, Salamanca y Madero, iniciarán en el período de 2015 a 2017; y las refinerías de Salina Cruz y Minatitlán de 2015 a 2016.

Por otra parte, la inversión del proyecto de reconfiguración de la refinería de Salina Cruz se estima en 46.3 mmm$. La ejecución de este proyecto está contemplada entre los años 2015 y 2020.

Adicionalmente, PR contempla invertir en proyectos tales como la instalación del proceso de coquización en la refinería de Cadereyta y optimización de la planta coquizadora y plantas asociadas en Madero, con lo cual pretende incrementar de 50 a 56 mbd la capacidad de coquización en cada refinería.

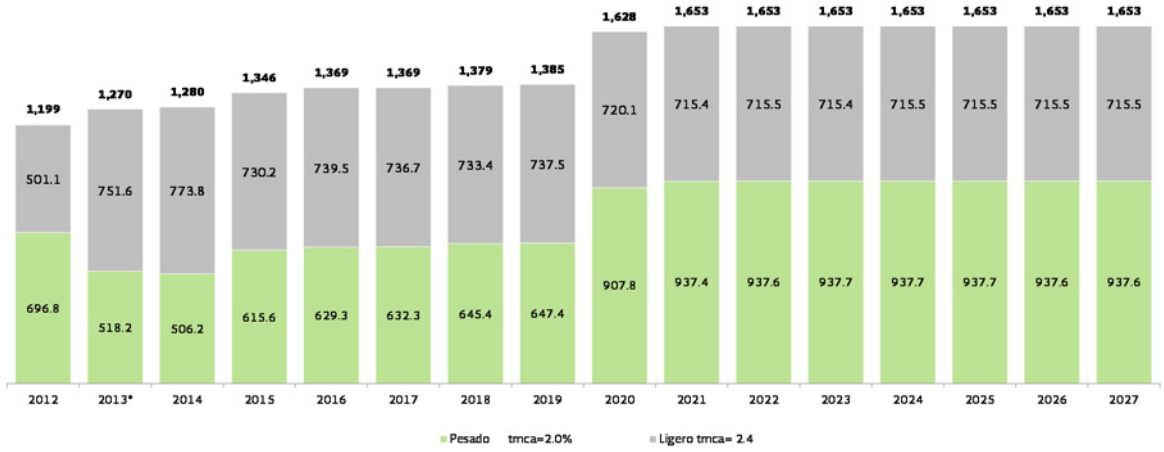
Por otro lado, PR planea llevar a cabo trabajos de descuellamiento de poliductos en las regiones Norte, Centro-Occidente; Pacífico y Sureste del país, así como la construcción de un ramal a Querétaro, lo cual permitirá incrementar la capacidad de transporte de petrolíferos en el periodo 2014-2018. Asimismo, PR contempla la reubicación de las TAR de Tapachula y Reynosa en 2016. Finalmente, en ese mismo año se considera la construcción de dos nuevas una en la Región Caribe y otra en la Región Centro, con una capacidad de 120 mbd y 395 mbd, respectivamente.

5.3.2 Proceso de petróleo en el SNR

Con base en la evolución de la capacidad de refinación estimada en el periodo 2012-2027, el proceso de crudo llegará a 1,653.1 mbd en 2027. Se prevé un incremento de 37.8% a partir de 2012 en la capacidad de refinación, lo que representa 453.9 mbd adicionales, (véase Figura 5.17).

La evolución del proceso de crudo muestra un notable incremento de 2019 a 2020, derivado del proyecto de reconfiguración de la refinería de Salamanca y del inicio de operaciones del nuevo tren de refinación. Por su parte, otros factores como los trabajos de modernización y construcción de infraestructura en el SNR para la obtención de productos de mayor valor económico influirán para aumentar el proceso de crudo pesado y ligero.

Figura 5.17
Proceso de crudo en el SNR, 2012-2027
(miles de barriles diarios)



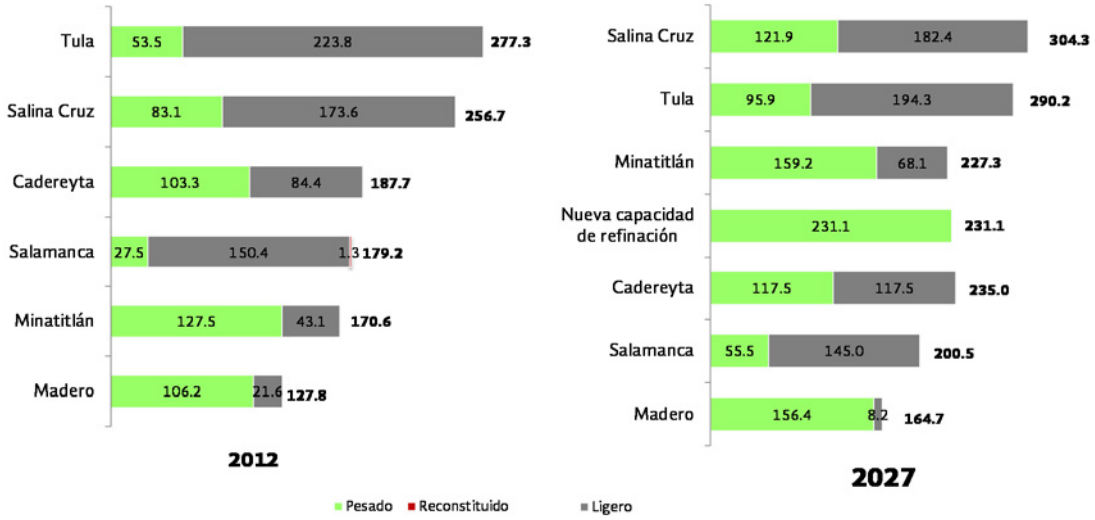
* Cierre estimado 2013, POT III versión DCF 6.1.
Fuente: Elaborado por SENER, con información de PEMEX Refinación.

En lo que corresponde al proceso de crudo ligero, éste mostrará un incremento de 42.8% entre los años 2012 y 2027. Al final del periodo se procesarán 715.5 mbd de petróleo ligero, mayor en 214.4 mbd respecto a 2012. A partir de 2020 el volumen de crudo ligero se mantiene sin

variaciones significativas, siendo entre 720.1 mbd y 715.5 mbd. Se contempla que las refinerías de Madero, Salamanca y Tula reduzcan el proceso de este tipo de crudo en 13.3 mbd, 5.4 mbd y 29.6 mbd durante este periodo, respectivamente. En tanto que las refinerías de Minatitlán, Cadereyta y Salina Cruz aumentarán su proceso en 47.3 mbd, 25.0 mbd y 8.8 mbd, respectivamente. Es importante mencionar que el nuevo tren de refinación no procesará crudo ligero, (véase Figura 5.18).

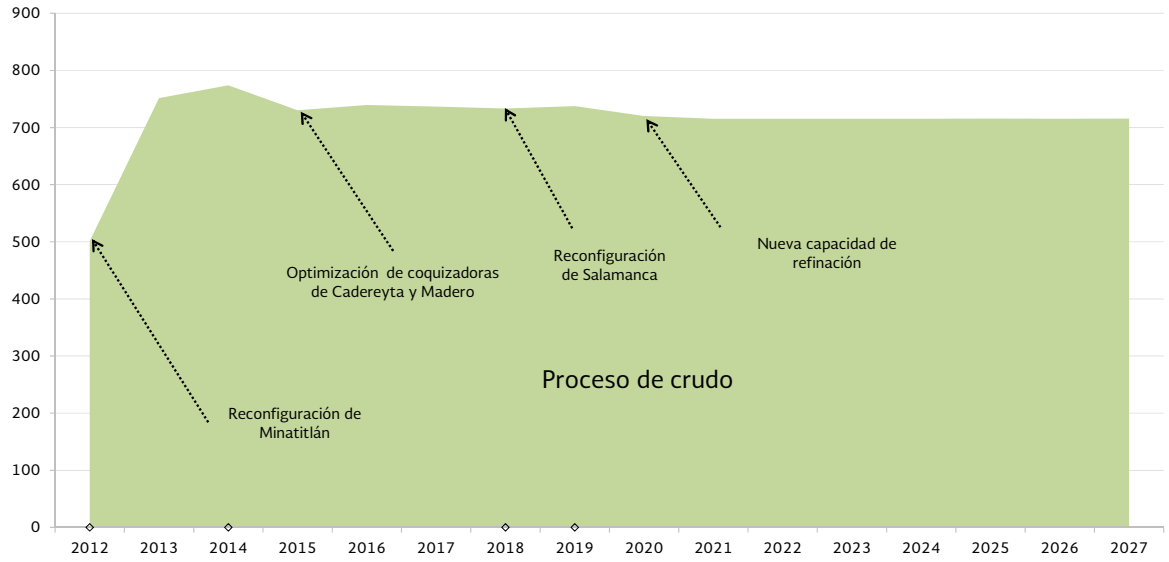
Respecto al proceso de crudo pesado, se estima un incremento de 34.6% en 2027, el cual representa un volumen adicional de 240.8 mbd. El desarrollo de todos los proyectos previstos a realizarse en el SNR permitirá incrementar directamente el proceso de crudo pesado en las refinerías existentes en los próximos 15 años, (véase Figura 5.18y Figura 5.19). Finalmente, de acuerdo con las especificaciones de una mayor capacidad de procesamiento, la nueva capacidad de refinación registrará el mayor volumen de crudo pesado a procesar, siendo éste de 231.1 mbd.

Figura 5.18
Proceso de crudo por tipo y por refinería, 2012 y 2027
(miles de barriles diarios)



Fuente. SENER, con información de PEMEX Refinación.

Figura 5.19
Proyectos en el proceso de crudo pesado, 2013-2027
(miles de barriles diarios)



Fuente. SENER, con información de PEMEX Refinación.

5.3.3 Producción nacional de petrolíferos, 2013-2027

El escenario de planeación de PR considera el desarrollo de proyectos que permitan incrementar la capacidad de producción de petrolíferos en los próximos años. Por lo tanto, se espera que la producción nacional de petrolíferos, en específico de destilados ligeros e intermedios, se incremente en volumen y calidad de acuerdo con los objetivos estratégicos de PR. Como resultado, se dispondrá de una mayor oferta de gasolinas y diésel de Ultra Bajo Azufre (UBA) a lo largo del territorio nacional. Asimismo, se estima mantener la tendencia de reducción del consumo de combustóleo mediante la sustitución de combustibles menos contaminantes y el uso de trenes de conversión profunda que incrementará la producción de coque de petróleo.

De acuerdo con lo anterior, en 2017 la oferta de petrolíferos será de 1,464.1 mbdpce, lo que representa un volumen mayor en 433.0 mbdpce con respecto al año 2012; correspondiendo así a un incremento de 42.0% durante el periodo, (véase Cuadro 5.2).

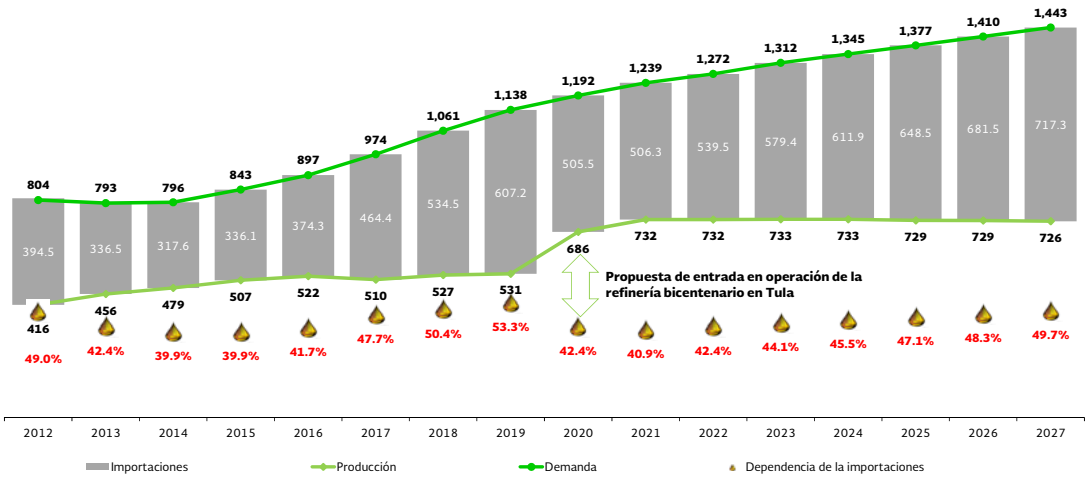
Cuadro 5.2
Producción de petrolíferos en el SNR, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Combustóleo	294.9	304.6	286.9	277.2	277.5	280.6	246.8	242.9	157.0	52.3	52.2	56.3	56.6	54.7	55.9	52.8	-10.8
Diésel	299.4	324.3	328.1	387.5	402.5	422.1	443.0	450.7	570.2	628.8	626.6	620.7	622.2	634.7	637.8	640.0	5.2
Gasolinas	345.0	378.3	396.7	420.2	432.9	422.2	436.4	440.1	568.7	606.7	606.6	607.4	607.4	603.9	603.8	601.5	3.8
Turbosina	54.8	60.9	61.4	63.9	62.2	62.1	62.9	62.9	79.4	81.2	82.9	84.6	85.0	78.9	75.3	76.8	2.3
Coque de Petróleo	37.1	41.1	40.3	38.9	39.9	39.1	46.6	47.5	78.6	93.0	92.9	91.6	91.6	92.0	91.6	93.1	6.3
Total	**1,031**	**1,109**	**1,113**	**1,188**	**1,215**	**1,226**	**1,236**	**1,244**	**1,454**	**1,462**	**1,461**	**1,461**	**1,463**	**1,464**	**1,464**	**1,464**	**2.4**

Nota: El total no puede corresponder debido al efecto de redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER, con información de PEMEX Refinación.

La mayor proporción en la producción de combustibles se identifica por la producción de destilados ligeros; principalmente gasolinas y diésel. En lo que corresponde a la producción de gasolinas, ésta crecerá en 74.3% entre 2012 y 2027, lo que equivale a un volumen adicional de 309.5 mbd con respecto al año 2012, alcanzando así un total de 725.9 mbd en 2027, (véase Figura 5.20).

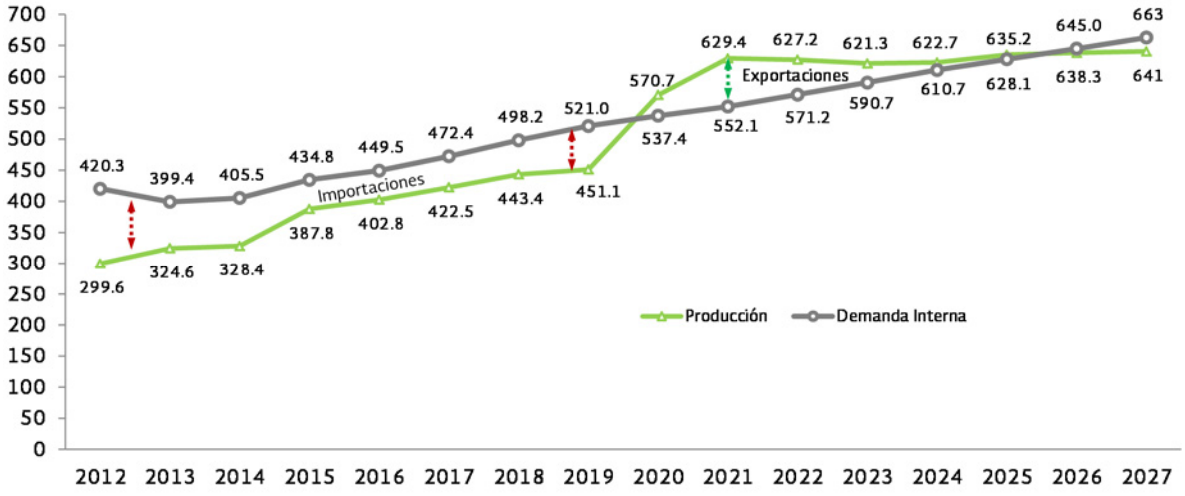
Figura 5.20
Producción, demanda e importación de gasolinas
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En lo que corresponde al diésel, éste combustible alcanzará una producción de 640.6 mbd en 2027; superior en 341 mbd con relación al año 2012. La mayor elaboración de destilados intermedios permitirá cubrir una mayor proporción de consumo, por lo que al final del periodo la producción de diésel cubrirá 96.6% de los requerimientos de su demanda, (véase Figura 5.21).

Figura 5.21
Producción y demanda de diésel
(miles de barriles diarios)

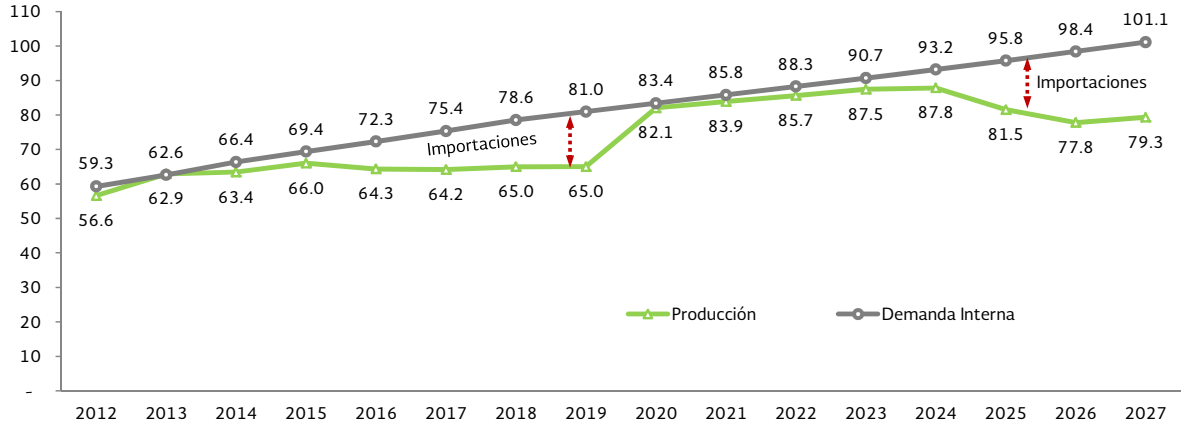


Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP y PEMEX Refinación.

Por su parte, la producción de turbosina aumentará 40.1% entre 2012 y 2027, lo que significará una adición de 22.7mbd durante el periodo prospectivo. Como se aprecia en la Figura 5.22, la producción de turbosina se reducirá en el mediano plazo, en el año 2020, cuando su producción aumente debido a la entrada en operación de la nueva capacidad de

refinación, registrando un aumento hasta el año 2024 y disminuyendo cayendo hasta alcanzar una producción de 79.3 mbd en el año 2027. La reducción en la producción de turbosina a partir del año 2024, se debe al incremento en la producción de PEMEX diésel, el cual genera mayores beneficios económicos en el contexto del SNR.[108]

Figura 5.22
Producción y demanda de turbosina
(miles de barriles diarios)



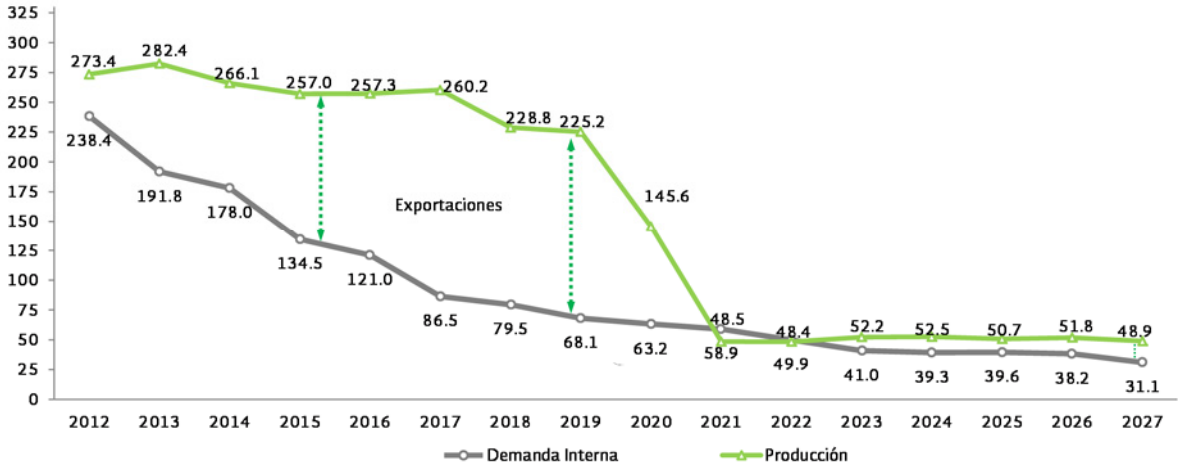
Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP y PEMEX Refinación.

En lo que se refiere a la producción de combustóleo, ésta pasará de 273.4 mbd en 2012 a 48.9 mbd en 2027, lo que representa una drástica caída de 82.1% en la producción en el periodo prospectivo. Este comportamiento se debe a una menor demanda proyectada principalmente por parte del sector eléctrico[109] e industrial. Adicionalmente, los proyectos de modernización de la infraestructura y la reconfiguración de refinerías permitirán una menor producción de residuales tales como el combustóleo, (véase Figura 5.23).

[108] Este efecto es ocasionado por un mayor crecimiento en la demanda de diésel (para el periodo 2012-2027 la demanda de diésel se incrementa aproximadamente 25 mbd cada año, mientras que la demanda de turbosina se incrementará únicamente en 3 mbd en turbosina de forma anual). El precio de referencia del diésel es mayor al de la turbosina y la internación del diésel importado tiene un mayor costo respecto a la turbosina.

[109] Cabe destacar que la CFE impulsa la construcción de plantas de ciclo combinado de gas natural como proceso de energía limpia y eficiente para reemplazar otras tecnologías basadas en el consumo de combustóleo y diésel. Una ventaja de las plantas de ciclo combinado es disminuir la emisión de contaminantes a la atmósfera y reducir el impacto al medio ambiente.

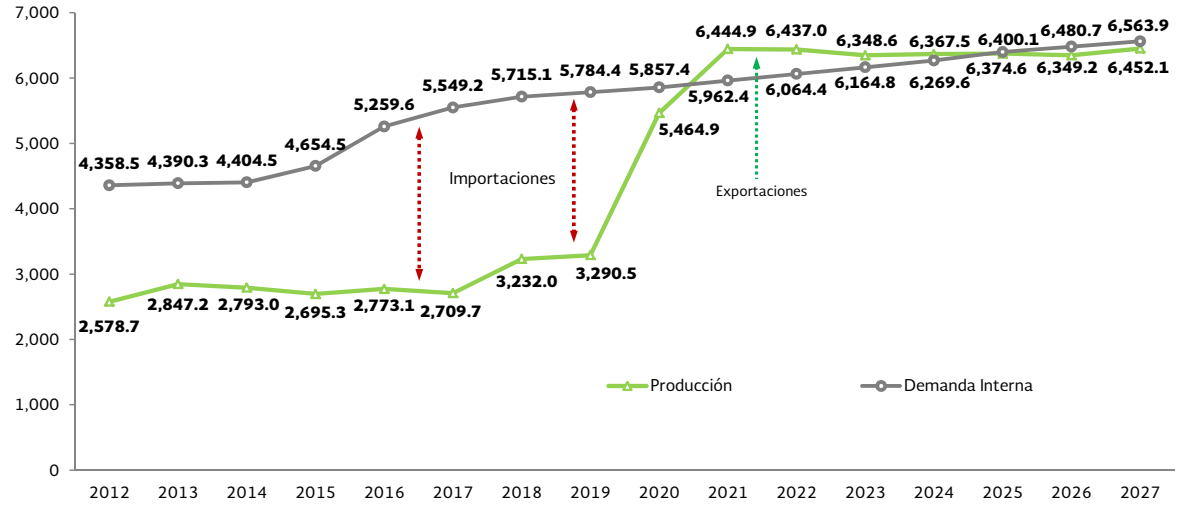
Figura 5.23
Producción y demanda de combustóleo
(miles de barriles diarios)



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

Finalmente, como se observa en la Figura 5.24, la producción de coque de petróleo alcanzará 6,452 miles de toneladas anuales (mta) en 2027, presentando un incremento de 3,873.5 mta con respecto al año 2012. Este incremento se debe a los proyectos de reconfiguración de la refinería de Minatitlán, los proyectos de coquización en las refinerías de Cadereyta y Madero, la entrada en operación de la nueva capacidad de destilación y la conversión de residuales en la refinería de Salamanca.

Figura 5.24
Producción y demanda de coque de petróleo, 2013-2027
(miles de toneladas anuales)



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

Entre 2012 y 2027 las refinerías que mostrarán un incremento en la elaboración de petrolíferos son Madero (35.4%), Minatitlán (35.2%), Cadereyta (26.9%), Salina Cruz (17.6%) y Salamanca (17.5%). Por el contrario, Tula lo reducirá en 14.8%, (véase Cuadro 5.3).

Cuadro 5.3
Producción de por petrolífero y centro de trabajo, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca 2012-2027
Producción	**1031.1**	**1109.1**	**1113.5**	**1187.6**	**1215.0**	**1226.2**	**1235.7**	**1244.1**	**1453.9**	**1462.0**	**1461.1**	**1460.6**	**1462.8**	**1464.2**	**1464.3**	**1464.1**	**2.4**
Cadereyta	**161.2**	**159.3**	**166.2**	**190.8**	**203.3**	**204.3**	**204.5**	**204.4**	**203.4**	**203.4**	**203.4**	**203.4**	**203.5**	**204.9**	**204.5**	**204.5**	**1.6**
Gasolinas	60.3	60.0	65.9	75.0	78.0	74.2	74.0	75.7	77.2	77.3	77.2	77.2	77.0	73.9	73.5	73.5	1.3
Diésel	71.7	67.1	70.8	85.6	94.4	99.7	99.8	97.6	95.0	94.6	94.9	94.9	94.8	100.0	100.0	100.0	2.2
Turbosina	4.6	4.0	4.9	5.8	5.5	5.4	5.6	5.8	5.7	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	1.6
Combustóleo	10.7	16.5	10.7	9.9	10.6	10.1	10.2	10.4	10.6	10.8	10.6	10.6	11.0	10.2	10.2	10.2	-0.3
Coque de Petróleo	13.9	11.7	13.9	14.6	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	0.5
Madero	**105.0**	**114.9**	**111.5**	**134.8**	**139.9**	**142.9**	**142.6**	**142.4**	**142.0**	**142.2**	**141.4**	**142.2**	**142.2**	**142.1**	**142.3**	**142.1**	**2.0**
Gasolinas	41.9	47.3	45.5	57.9	60.2	55.6	55.6	56.2	56.5	56.8	56.3	57.1	57.1	56.9	57.0	57.0	2.1
Diésel	31.1	32.8	35.5	48.1	53.2	61.9	60.9	60.7	58.9	59.0	58.7	58.7	58.8	61.9	61.2	60.0	4.5
Turbosina	5.7	10.3	10.7	7.0	4.5	4.8	5.5	5.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	3.9	4.7	6.0	0.4
Combustóleo	15.3	11.6	6.7	9.3	8.6	7.3	7.6	7.1	6.7	6.5	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.2	-5.8
Coque de Petróleo	11.0	12.9	13.0	12.6	13.3	13.2	13.1	12.9	12.8	12.9	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.9	1.0
Tula	**242.6**	**232.3**	**245.0**	**256.1**	**257.0**	**251.9**	**260.6**	**262.5**	**206.9**	**207.0**	**206.9**	**207.0**	**207.2**	**207.0**	**207.0**	**206.7**	**-1.1**
Gasolinas	74.0	73.7	81.0	89.7	90.1	83.3	91.6	92.1	96.2	96.2	96.1	96.1	96.2	96.2	96.2	96.1	1.8
Diésel	50.0	48.4	50.9	58.4	58.5	60.5	60.7	60.4	78.8	78.1	77.2	77.0	77.2	76.9	77.0	77.0	2.9
Turbosina	23.1	21.5	22.8	21.6	22.4	22.8	22.8	22.7	30.2	31.1	32.0	32.3	32.3	32.3	32.2	32.1	2.2
Combustóleo	95.6	88.7	90.2	86.4	86.0	85.2	85.6	87.4	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	-23.8
Coque de Petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nueva Capacidad de Refi	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**270.0**	**270.0**	**270.2**	**270.1**	**270.0**	**270.0**	**270.0**	**270.4**	**n.a**
Gasolinas	-	-	-	-	-	-	-	-	123.5	123.5	123.5	123.5	123.5	123.5	123.5	123.8	n.a.
Diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	115.3	115.3	115.5	115.4	115.3	115.3	115.3	115.4	n.a.
Turbosina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustóleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de Petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	31.2	31.2	31.3	31.2	31.2	31.2	31.2	31.3	n.a.
Salamanca	**142.2**	**165.2**	**164.8**	**147.1**	**152.0**	**154.0**	**161.3**	**167.7**	**166.7**	**166.7**	**166.7**	**166.7**	**166.9**	**167.1**	**167.1**	**167.1**	**1.1**
Gasolinas	50.4	57.2	59.5	49.1	51.1	51.0	67.5	68.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.3	67.5	67.5	67.5	2.0
Diésel	39.2	44.6	43.2	44.9	46.1	48.8	70.7	76.6	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	4.5
Turbosina	8.0	9.4	9.3	12.6	12.9	12.1	12.0	11.9	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	3.1
Combustóleo	44.6	54.0	52.9	40.5	42.0	42.1	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	-17.1
Coque de Petróleo	-	-	-	-	-	-	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	n.a.
Minatitlán	**149.6**	**171.6**	**176.7**	**200.9**	**205.0**	**212.2**	**206.2**	**206.6**	**204.9**	**201.8**	**201.3**	**200.0**	**201.8**	**202.2**	**202.4**	**202.3**	**2.0**
Gasolinas	47.3	58.8	64.9	74.3	79.2	85.9	76.2	76.5	76.6	72.4	72.0	72.5	72.6	72.5	72.7	70.2	2.7
Diésel	52.1	70.8	68.8	82.1	81.4	81.4	79.9	84.6	79.8	80.9	80.8	76.2	78.0	82.1	81.2	85.0	3.3
Turbosina	2.1	0.1	-	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	5.3	5.3	5.3	6.5
Combustóleo	36.0	25.6	29.5	27.5	27.3	28.6	34.5	28.9	28.9	29.0	28.9	33.0	33.0	31.8	33.0	30.4	-1.1
Coque de Petróleo	12.2	16.5	13.4	11.7	11.7	10.9	10.3	11.3	11.3	11.3	11.3	10.1	10.1	10.4	10.1	11.4	-0.4
Salina Cruz	**230.5**	**265.8**	**249.3**	**257.9**	**257.8**	**260.8**	**260.4**	**260.5**	**260.1**	**270.9**	**271.3**	**271.3**	**271.2**	**270.8**	**271.0**	**271.0**	**1.1**
Gasolinas	71.1	81.2	79.9	74.3	74.3	72.2	71.5	71.4	71.4	113.4	114.4	113.9	113.8	113.4	113.3	113.4	3.2
Diésel	55.2	60.6	59.0	68.5	68.9	69.7	71.1	71.0	66.7	125.2	123.8	122.8	122.4	122.6	127.2	126.9	5.7
Turbosina	11.4	15.7	13.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	15.6	16.4	17.2	18.6	19.0	18.9	14.5	14.8	1.8
Combustóleo	92.8	108.3	96.8	103.5	103.0	107.3	106.2	106.5	106.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	-23.7
Coque de Petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.3	14.4	14.4	14.4	14.3	14.3	14.3	n.a.

n.a.: no aplica.
Fuente: Elaborado por SENER, con información de PEMEX Refinación.

Rendimientos de producción

Los objetivos de PR son incrementar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, así como aprovechar los residuales producidos en el SNR mediante los proyectos de una mayor adición en la capacidad de procesos por refinería. Asimismo, se cumplirá con la normatividad ambiental al suministrar gasolinas y diésel con ultra bajo contenido de azufre.

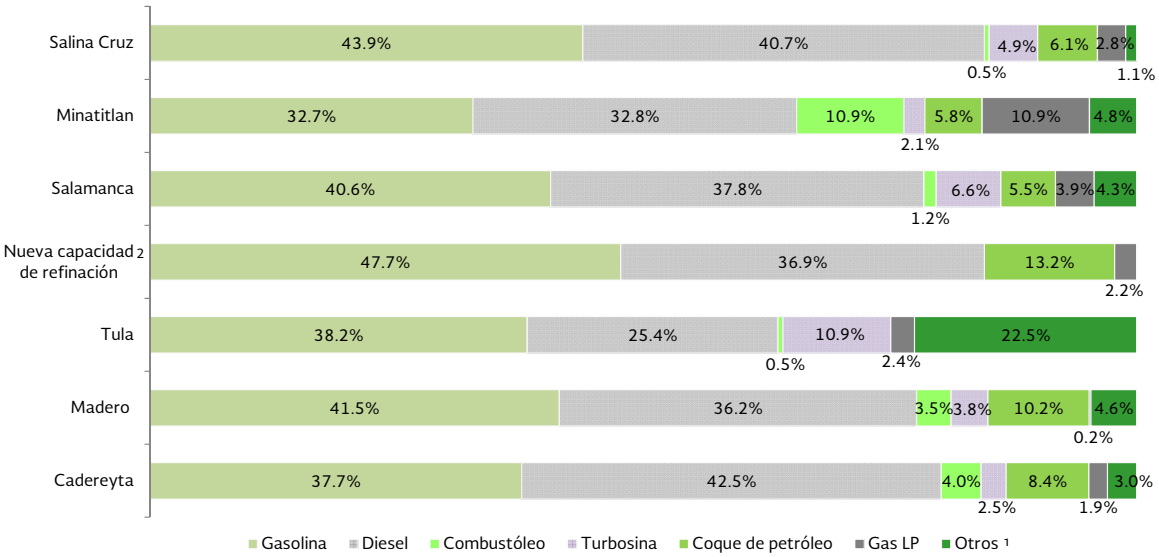
El grado de complejidad de una refinería se traduce en una mayor capacidad de procesar crudos pesados para la obtención de productos más ligeros que contengan un alto valor económico en el mercado, por lo tanto la producción de estos combustibles se visualizan como prioritarios ante la producción de aquellos con menor valor económico. Por tal razón, se justifica que deberán existir mayores rendimientos en las refinerías existentes y en la nueva capacidad de refinación para la producción de gasolinas y diésel tal y como se presenta en la Figura 5.25.

En lo que se refiere al rendimiento de gasolinas, se observa que en 2027 éste se ubicará entre 32.7% y 47.7% en el SNR. Por su parte, la nueva capacidad de refinación presentará el mayor rendimiento en la producción de gasolinas por barril de crudo procesado siendo de 47.7% al final del periodo, ya que contará con la tecnología más avanzada para la producción de gasolinas. En Salina Cruz este porcentaje se estima en 43.9%, mientras que en Madero y Salamanca será de 41.5% y 40.6%, respectivamente. Las refinerías de Minatitlán, Cadereyta y

Tula, presentarán rendimientos menores, 32.7%, 37.7% y 38.2%, en el orden mencionado. Respecto a diésel, en Cadereyta se presentará el mayor rendimiento de producción de este combustible de 42.5% y el menor será en Tula con 25.4%, (véase Figura 5.25).

Los incrementos de producción de combustibles en las refinerías corresponden a las especificaciones de configuración de cada una de ellas. Adicionalmente, los proyectos realizados tales como las reconfiguraciones de algunas refinerías, y los futuros proyectos como la modernización y las mejoras operativas a implementar serán elementos para tener un mayor rendimiento de producción.

Figura 5.25
Rendimientos en refinerías por productos, 2027
(Porcentaje)



[1] Incluye: parafinas, lubricantes, aeroflex, asfaltos, solventes y coque de petróleo. En el caso de Tula incluye el traspaso de residuales pesados a la nueva capacidad de refinación.
[2] Considera el crudo procesado en esta refinería más el traspaso de los residuos pesados provenientes de Tula.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX.

5.4 Demanda de petrolíferos

La estimación de la demanda nacional de petrolíferos para el periodo 2012-2027 está determinada en función de los principales indicadores económicos del país, de ahí la importancia de considerar el escenario de actividad económica por estado, sector y subsector. Para obtener la demanda estimada de cada uno de los petrolíferos de manera desagregada de tipo nacional, región, estado y rama, es necesario que a partir de escenarios económicos tales como de precios, de intensidad de uso, de rendimientos y de eficiencias se consideren para lograr el objetivo.

5.4.1 Sector Transporte

Se estima que para los próximos 15 años el sector transporte demande 1,913.0 mbdpce de combustibles, lo que representa un aumento de 74.1% con relación al consumo de 2012. De este volumen, las gasolinas serán las de mayor demanda, representado 62.5% de la demanda, mientras que el diésel lo hará con 31.4% como resultado de su uso intensivo en el autotransporte. En este sentido, el consumo de gasolinas y diésel en su conjunto, representará 92.9% de la demanda total de este sector; el restante será cubierto por la turbosina en 5.1%,

y el gas natural comprimido (GNC), gas LP e intermedio 15 continuarán reflejando una participación marginal, (véase Cuadro 5.1).

Cuadro 5.4
Demanda de combustibles en el sector transporte, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Total	**1,098.8**	**1,095.7**	**1,109.8**	**1,165.1**	**1,227.7**	**1,316.8**	**1,417.2**	**1,505.6**	**1,567.9**	**1,622.6**	**1,670.7**	**1,725.8**	**1,774.1**	**1,820.4**	**1,866.2**	**1,913.0**	**3.8**
Gasolinas	665.53	656.11	659.08	697.77	742.08	806.05	878.35	942.32	986.63	1,025.32	1,052.72	1,086.61	1,113.49	1,140.36	1,167.53	1,194.90	4.0
Diesel	354.7	356.9	364.6	378.3	394.0	416.2	441.3	463.5	479.2	493.1	511.5	530.5	549.6	566.6	582.8	599.8	3.6
Gas LP	20.7	21.7	21.4	21.3	21.3	21.2	21.1	21.0	20.8	20.7	20.6	20.5	20.4	20.3	20.2	20.0	-0.2
Turbosina	57.4	60.6	64.2	67.1	70.0	72.9	76.0	78.3	80.7	83.0	85.4	87.8	90.2	92.7	95.2	97.8	3.6
Intermedio 15	0.17	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0
Gas natural comprimido	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-0.1

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Autotransporte

Las gasolinas continuarán manteniéndose como el principal combustible de consumo en el autotransporte, durante el periodo 2012-2027, se estima que la demanda de gasolinas aumente 79.5%, de tal manera que al final del periodo se ubique en 1,442.1 mbd, mayor en 638.9 mbd respecto a 2012, debido principalmente al crecimiento del parque vehicular a gasolina.

A lo largo del periodo prospectivo, el consumo de gasolina PEMEX Premium mostrará un crecimiento promedio anual de 6.5%, y el de gasolina PEMEX Magna un crecimiento anual promedio de 3.6%. Este comportamiento se asocia a la reducción en el diferencial de precios en ambos productos ya que aumenta la participación del consumo de la gasolina PEMEX Premium por la disminución del precio relativo con respecto a la gasolina PEMEX Magna. El volumen de demanda de la gasolina PEMEX Magna será el de mayor consumo y participación respecto al total de gasolina durante el periodo prospectivo, pasando de 715.3 mbd en 2012 a 1,216.6 mbd en 2027. Por su parte, la demanda de gasolina PEMEX Premium pasará de 87.9 mbd y 225.4 mbd en el mismo periodo, (véase Cuadro 5.5).

Cuadro 5.5
Demanda de combustibles en el autotransporte, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Gasolina Magna	715.3	686.5	670.8	710.2	755.3	820.5	894.2	959.4	1,004.5	1,044.0	1,071.9	1,106.4	1,133.7	1,161.1	1,188.8	1,216.6	3.6
Gasolina Premium	87.9	105.3	124.6	131.9	140.2	152.3	165.8	177.8	186.2	193.4	198.6	205.0	210.1	215.1	220.3	225.4	6.5
Total gasolinas	**803.2**	**791.8**	**795.4**	**842.1**	**895.6**	**972.8**	**1,060.0**	**1,137.2**	**1,190.7**	**1,237.4**	**1,270.5**	**1,311.4**	**1,343.8**	**1,376.2**	**1,409.0**	**1,442.1**	**4.0**
Diesel	326.7	329.4	336.5	349.4	364.3	385.7	410.0	431.4	446.3	459.3	476.8	494.9	513.2	529.3	544.5	560.5	3.7
Gas LP	31.1	32.5	32.2	32.1	31.9	31.8	31.7	31.5	31.3	31.1	30.9	30.8	30.6	30.5	30.3	30.1	-0.2
Gas natural (MMpcd)	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	-0.4

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

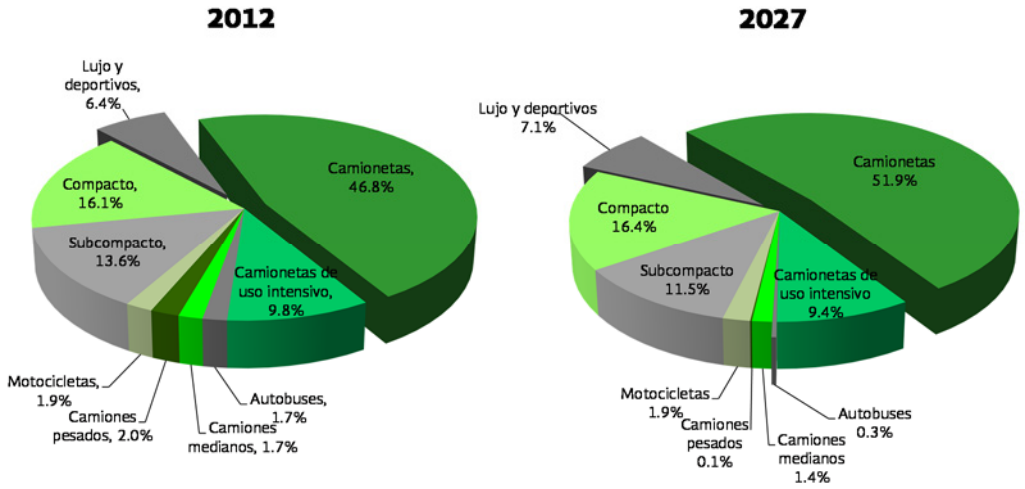
Los impulsores de la demanda de gasolinas se derivan de la creciente introducción de camionetas SUV[110] en el parque vehicular, las cuales demandarán 51.9% de este combustible en 2027; mayor en 5.1 puntos porcentuales a la participación registrada en 2012. Al finalizar el periodo prospectivo, el consumo de gasolinas por este tipo de vehículos será de 748.7 mbd, lo que representa un aumento de 99.0% con respecto al año 2012, el cual fue de 376.2 mbd.

En lo que se refiere a vehículos compactos, éstos demandarán 236.3 mbd de gasolina en 2027, lo cual representa un aumento de 82.6% con respecto a la demanda presentada en el año 2012 (129.4 mbd). Respecto a la demanda de gasolinas por parte de los vehículos subcompactos, éstos se incrementarán en 51.9% a lo largo de la proyección, así se tiene una

[110] Sport Utility Vehicle (SUV).

demanda de 109.4 mbd en 2012 hasta llegar a 166.2 mbd en 2027, en contraste su participación se reducirá de 13.6% a 11.5% en el mismo periodo. Otro segmento que mostrará una importante evolución en la demanda de gasolinas es el de vehículos de lujo y deportivos, ya que su consumo pasará de 50.9 mbd en 2012 a 102.4 mbd en 2027; o un incremento de 98.8% en el periodo. Por su parte, el consumo de gasolinas en camionetas de uso intensivo, éstas incrementarán dicho consumo de 79 mbd en 2012 a 135.0 mbd en 2027; es decir, 70.8% de crecimiento en el periodo, (véase Figura 5.26).

Figura 5.26
Demanda de gasolinas automotrices por segmento, 2012-2027
(miles de barriles diarios)



Fuente. Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, Melgar, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En lo que respecta a la demanda nacional de diésel, el sector autotransporte es el principal demandante de este combustible, ya que pasará de 326.7 mbd en 2012 a 560.5 mbd en 2027, reflejando con esto un incremento de 71.5% en el periodo. Lo anterior se fundamenta por el incremento del parque vehicular a diésel. Por otro lado, las mejoras en eficiencia de los motores a diésel contribuirán a reducir el consumo de este combustible. El consumo de diésel mostrará una tasa media anual de crecimiento menor (3.7%) que la registrada en el parque vehicular a diésel, la cual será de 5.1% de 2012 a 2027.

Parque vehicular a gasolina y diésel

En 2027 se estima que el parque vehicular sea de 49.2 millones de unidades, del cual 96.1% del total será a gasolina. Por su parte, los vehículos con motor a diésel constituirán 3.5%; esta composición del parque prácticamente no cambia debido a que el precio del diésel continuará manteniéndose por arriba del precio de gasolina PEMEX Magna. Los vehículos que consuman gas L.P. representarán 0.5%, mientras que los que consuman gas natural comprimido (GNC) será mínima, como resultado de la falta de una política de promoción de GNC, sin la cual es poco probable una expansión de este segmento del mercado, (véase Cuadro 5.6).

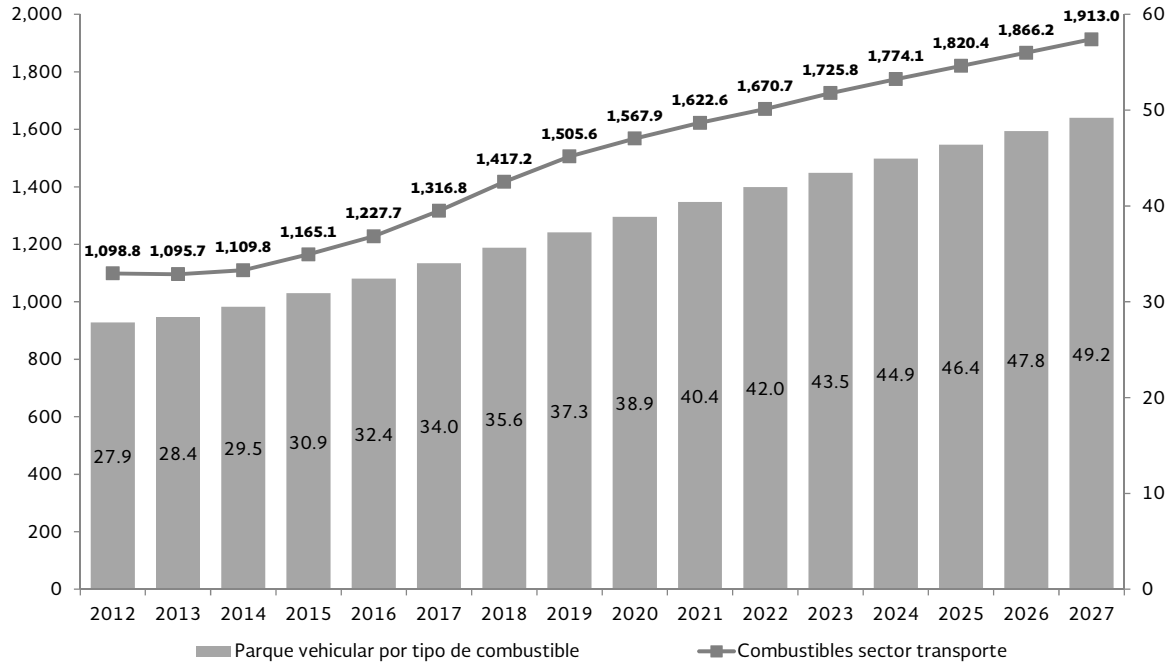
Cuadro 5.6
Parque vehicular por tipo de combustible, 2012-2027
(millones de vehículos)

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Total	**27.9**	**28.4**	**29.5**	**30.9**	**32.4**	**34.0**	**35.6**	**37.3**	**38.9**	**40.4**	**42.0**	**43.5**	**44.9**	**46.4**	**47.8**	**49.2**	**3.9**
Gasolina	26.8	27.4	28.4	29.7	31.2	32.7	34.3	35.9	37.4	38.9	40.4	41.8	43.2	44.6	46.0	47.3	3.8
Diesel	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6	1.7	5.1
Gas LP	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
Gas natural comprimido	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8

Nota: El parque vehicular a gas natural comprimido es tan pequeño que pareciera ser cero, sin embargo es atribuble al redondeo a un decimal.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Asimismo, derivado de la mejora gradual en la eficiencia de combustibles del parque vehicular nuevo, así como de salida de las unidades que llegaron al final de su vida útil, se estima que durante todo el periodo prospectivo, la demanda de combustibles en el transporte crezca a un ritmo de 3.8% y el parque vehicular por tipo de combustible de 3.9%, (véase Figura 5.27).

Figura 5.27
Demanda de combustibles en el sector transporte y parque vehicular por tipo de combustible, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente y millones de vehículos)



Fuente: Elaborado por SENER, con información del IMP.

De acuerdo con las proyecciones, el parque vehicular a gasolina presentará una tasa promedio anual de 3.8% en el periodo 2012-2027. Las regiones que muestran la mayor tasa de crecimiento anual serán la Noroeste, Centro-Occidente y Sur-Sureste, con un crecimiento promedio anual de 4.8%, 4.4% y 4.0%, respectivamente. El problema de la inseguridad del robo de vehículos y del mercado ilícito de combustibles, ha impactado de manera negativa la demanda registrada de productos automotrices. La disminución del turismo, el encarecimiento y la ineficiencia del transporte público, son efectos negativos en la demanda de gasolina, especialmente en la Región Noreste. Por último, la Región Centro mostrará un crecimiento promedio anual de 3.3%, resultado de un efecto de desplazamiento de unidades de esta

Región hacia el resto de las regiones; no obstante, mantendrá el mayor número de vehículos, (véase Cuadro 5.7).

Cuadro 5.7
Parque vehicular a gasolina, 2012-2027
(millones de vehículos)

Región	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Total	**26.8**	**27.4**	**28.4**	**29.7**	**31.2**	**32.7**	**34.3**	**35.9**	**37.4**	**38.9**	**40.4**	**41.8**	**43.2**	**44.6**	**46.0**	**47.3**	**3.8**
Noroeste	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.9	5.1	5.4	5.6	5.8	6.1	6.3	6.6	6.8	7.0	4.8
Noreste	5.6	5.7	5.9	6.1	6.4	6.7	6.9	7.2	7.5	7.8	8.0	8.3	8.5	8.7	9.0	9.2	3.3
Centro-Occidente	5.6	5.7	5.9	6.3	6.6	7.0	7.4	7.8	8.1	8.5	8.9	9.2	9.6	10.0	10.3	10.6	4.4
Centro	8.4	8.4	8.8	9.1	9.6	10.0	10.4	10.8	11.2	11.6	12.0	12.3	12.7	13.0	13.3	13.6	3.3
Sur-Sureste	3.8	3.8	3.9	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0	5.2	5.4	5.7	5.9	6.1	6.4	6.6	6.8	4.0

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Se prevé que durante el periodo 2012-2027 el parque vehicular de diésel presente un ritmo de crecimiento de 5.1%, es decir, la cantidad de automotores a diésel será de 1.7 millones de unidades al final del periodo. La participación de éstos vehículos respecto al parque vehicular total por tipo de combustible será de 3.5%, (véase Cuadro 5.8).

Cuadro 5.8
Parque vehicular a diésel, 2012-2027
(millones de vehículos)

Región	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Total	**0.8**	**0.8**	**0.9**	**0.9**	**1.0**	**1.1**	**1.1**	**1.2**	**1.2**	**1.3**	**1.4**	**1.4**	**1.5**	**1.6**	**1.6**	**1.7**	**5.1**
Noroeste	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11	0.12	0.12	0.13	0.13	0.14	3.3
Noreste	0.20	0.22	0.23	0.24	0.25	0.27	0.28	0.30	0.31	0.32	0.34	0.35	0.37	0.38	0.40	0.42	4.9
Centro-Occidente	0.18	0.19	0.20	0.22	0.23	0.25	0.27	0.28	0.30	0.31	0.33	0.35	0.36	0.38	0.40	0.42	5.8
Centro	0.23	0.24	0.26	0.28	0.30	0.32	0.34	0.36	0.38	0.39	0.41	0.43	0.45	0.47	0.49	0.51	5.4
Sur-Sureste	0.11	0.11	0.12	0.12	0.13	0.14	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.21	0.22	4.7

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En lo que corresponde al parque vehicular a diésel, éste presentará un comportamiento sin importantes variaciones. No obstante, existirá un comportamiento dinámico entre regiones: las regiones Centro-Occidente y Centro registrarán un crecimiento promedio anual de 5.8% y 5.4%, respectivamente, mientras que la Noreste y Sur-Sureste se estima de 4.9% y 4.7%, respectivamente durante el periodo prospectivo. En lo que respecta a la Región Noroeste, ésta presentará un crecimiento promedio anual de 3.3%. Se observa que la evolución vehicular entre regiones estará asociada a un elevado desplazamiento de transporte de carga.

Adicionalmente, los motores de diésel han tenido desarrollos significativos entre los cuales destacan: modificaciones al diseño de los pistones y anillos; incorporación de turbo-cargadores de alta eficiencia; modificaciones en el diseño de los inyectores, incorporación de dispositivos anticontaminantes (trampas de partículas y convertidores catalíticos), entre otros[111]. Estos cambios en la tecnología han dado como resultado niveles de emisiones más bajos, de tal manera que los convierte en una alternativa para el transporte de carga y de pasajeros.

[111] http://www.ref.pemex.com/octanaje/pmxref7.html

Rendimientos de parque vehicular, 2012-2027

Los rendimientos del parque vehicular son calculados considerando los escenarios de intensidad de uso, rendimientos y eficiencias[112]. Asimismo, toman en cuenta las Normas Oficiales que regulan el rendimiento de combustible mínimo en vehículos nuevos; las normas están orientadas hacia los rendimientos de automóviles y vehículos ligeros, así como de vehículos pesados.

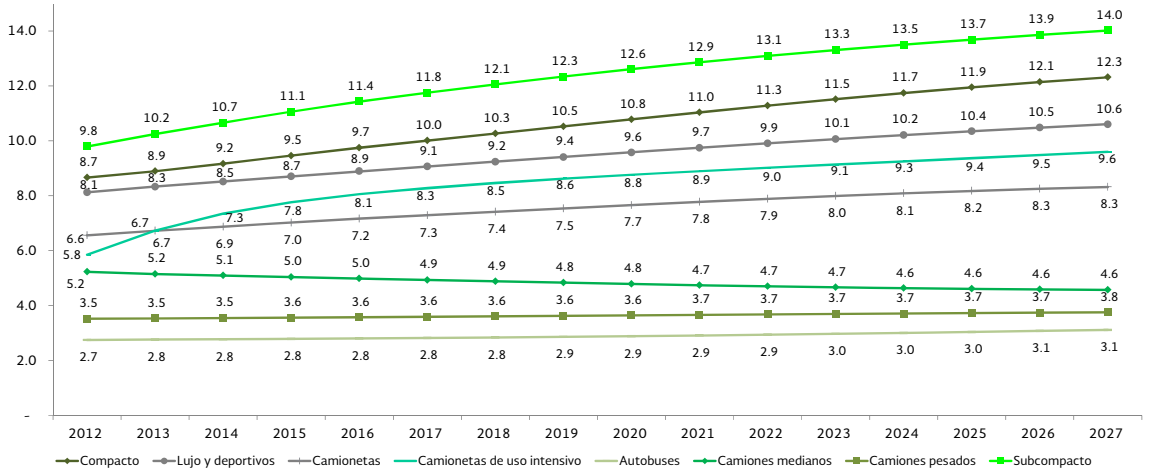
Por otra parte, la implementación de la Norma Oficial Mexicana 163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013 publicado en junio de 2013[113], establece los valores y parámetros para el cálculo de la meta de emisiones de bióxido de carbono (CO_2) y su equivalencia en términos de rendimiento de combustible expresado en kilómetros por litro (km/l). Entre otras cosas, se señala que los beneficios estimados por la aplicación en territorio nacional de normatividad técnica de emisiones de CO_2 para el periodo 2013-2032 es reducir el consumo de gasolinas a 112.8 mil millones de litros y evitar la emisión de 265 millones de toneladas de CO_2[114].

Por lo anterior, las tecnologías consideradas en la NOM 163, ya mencionada, son aquellas ya existentes en otros mercados, así como la composición del parque vehicular que no incluyen tecnologías de alto costo como son los autos híbridos o un aumento en la oferta de vehículos diésel. Se estima que la aplicación de esta norma asegure la venta de vehículos con los nuevos estándares técnicos en el mercado; la meta de la propuesta es obtener un mayor rendimiento promedio para la flota de vehículos nuevos de 14.9 km/l en el año 2016[115]. Además, las mejoras tecnológicas permiten reducir las pérdidas de energía en los vehículos e incrementan el aprovechamiento del combustible. De esta forma, la adición de unidades y la renovación de las existentes resultarán en una mejora general en las eficiencias de parque vehicular.

De acuerdo con los criterios utilizados para estimar los rendimientos, se tiene que los rangos más bajos en eficiencias de vehículos a gasolina se encuentran en las clasificaciones de autobuses, camiones pesados y camiones medianos. Por su parte, las clasificaciones de subcompactos, compactos, lujo y deportivos, presentarán los mayores incrementos en los rendimientos, los cuales serán de 14.0 km/l, 12.3 km/l y 10.6 km/l, respectivamente al final del periodo prospectivo, (véase Figura 5.28).

[112] La metodología fue desarrolla por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y consensuada por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).
[113] La primera publicación como Proyecto en el DOF fue el 12/07/2012 y después el 20/02/2013. El 06/06/2013 fue publicado en el DOF las RESPUESTAS a los comentarios recibidos en torno al Proyecto de la Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2012, Emisiones de bióxido de carbono (CO_2) provenientes del escape y su equivalencia en términos de rendimiento de combustible, aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3, 857 kilogramos, publicado el 20 de febrero de 2013.
[114] Para mayores detalles respecto a este tema consultar la metodología considerada en el PROY de NORM publicado por el DOF: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5258936&fecha=12/07/2012
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5288407&fecha=20/02/2013
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5301493&fecha=06/06/2013
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5303391&fecha=21/06/2013
[115] Este dato no se refiere a que cada vehículo cumpla con ese rendimiento sino se refiere al valor ponderado tanto de los vehículos de pasajeros como camionetas ligeras que se ofrezcan en ese año

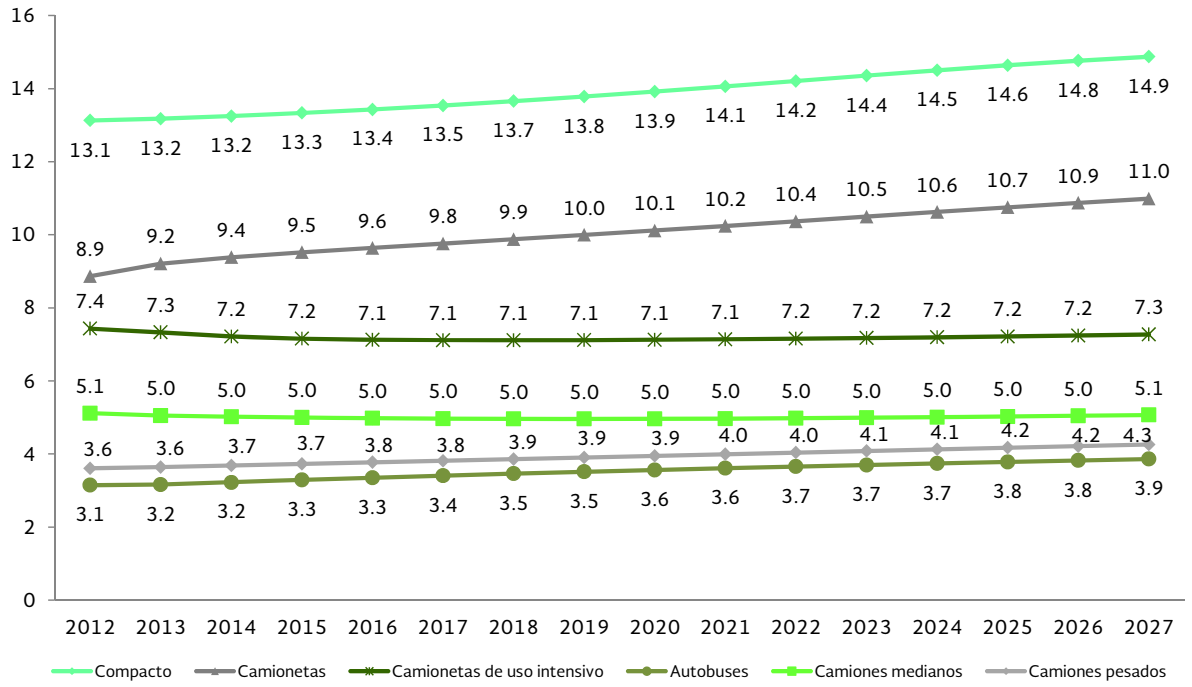
Figura 5.28
Rendimiento promedio del parque a gasolina por categoría, 2012-2027
(kilómetros por litro de gasolina equivalente)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En relación con los vehículos nuevos de motor a diésel, los sistemas de inyección y las tecnologías de control electrónico del motor han permitido incrementar su potencia, eficiencia y aceleración, dando como resultado que el rendimiento medio esperado de vehículos compactos a diésel sea de 14.9 km/l de gasolina equivalente en el año 2027. El mayor crecimiento, lo registrarán las camionetas con un valor de 11.0 km/l, lo que significará un aumento de 2.1 km/l de gasolina equivalente respecto a 2012. En cuanto a los autobuses y vehículos pesados, éstos registrarán el menor crecimiento en su eficiencia durante el periodo prospectivo, siendo de 3.9 y 4.3 km/l, respectivamente en el año 2027. El factor que determina los bajos rendimientos en este tipo de vehículos es la edad promedio, por lo tanto sus desempeños son bajos, (véase Figura 5.29).

Figura 5.29
Rendimiento promedio del parque vehicular a diésel por categoría, 2012-2027
(Kilómetros por litro de gasolina equivalente)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Finalmente, los resultados prospectivos identifican un escenario de altos precios de diésel, por lo que esto reduce el diferencial existente respecto a la gasolina, provocando restricción a las ventas de vehículos compactos a diésel en los primeros años. No obstante, se espera que en el largo plazo aumente gradualmente la penetración de estos vehículos, lo que mejorará el rendimiento total promedio.

Transporte ferroviario, marítimo y aéreo

El principal determinante en la dinámica de la demanda de diésel para transporte ferroviario será el crecimiento económico, ya que el uso de este subsector en México es predominantemente de carga. De esta forma, se estima que la demanda de diésel en dicho subsector se incrementará 69.6%, para ubicarse en una demanda de 21.5 mbd en 2027; durante el periodo prospectivo esta demanda presentará un crecimiento promedio anual de 3.6%, (véase Cuadro 5.9).

Cuadro 5.9
Demanda de combustibles en el transporte ferroviario, marítimo y aéreo, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Transporte ferroviario	**12.7**	**13.1**	**13.6**	**14.1**	**14.6**	**15.2**	**15.8**	**16.4**	**17.0**	**17.6**	**18.2**	**18.8**	**19.5**	**20.1**	**20.8**	**21.5**	**3.6**
diésel	12.7	13.1	13.6	14.1	14.6	15.2	15.8	16.4	17.0	17.6	18.2	18.8	19.5	20.1	20.8	21.5	3.6
Transporte marítimo	**15.8**	**14.9**	**15.1**	**15.3**	**15.5**	**15.8**	**16.0**	**16.3**	**16.5**	**16.8**	**17.1**	**17.3**	**17.6**	**17.9**	**18.2**	**18.5**	**1.1**
diésel	15.6	14.7	14.9	15.1	15.4	15.6	15.9	16.1	16.4	16.6	16.9	17.2	17.4	17.7	18.0	18.4	1.1
combustóleo	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-
Transporte aéreo	**59.3**	**62.6**	**66.4**	**69.4**	**72.3**	**75.4**	**78.6**	**81.0**	**83.4**	**85.8**	**88.3**	**90.7**	**93.2**	**95.8**	**98.4**	**101.1**	**3.6**
turbosina	59.3	62.6	66.4	69.4	72.3	75.4	78.6	81.0	83.4	85.8	88.3	90.7	93.2	95.8	98.4	101.1	3.6

Nota: El total de las cifras puede no coincidir debido al redondeo.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Lo que respecta a la demanda de combustibles en el transporte marítimo, se espera un crecimiento total de 17.3% durante el periodo de análisis, lo que equivale a pasar de 15.8 mbd en 2012 a 18.5 mbd en 2027. En correspondencia, la demanda de diésel en el transporte marítimo pasará de 15.6 mbd en 2012 a 18.4 mbd en 2027, por lo tanto el crecimiento promedio anual será de 1.1%. El aumento del consumo de combustibles en el transporte marítimo estará determinado por la recuperación económica del país, así como por la economía mundial, en especial del comercio internacional, lo que influirá en la evolución de las exportaciones e importaciones vía marítima. Además, los procesos de innovación y desarrollo en los sistemas de transporte marítimo en México también impactarán en la demanda de combustibles.

En lo que se refiere a la demanda de turbosina, se espera que ésta crezca 3.6% en promedio anual, para alcanzar en 2027 un volumen de 101.1 mbd. Esto es resultado se espera como parte de la recuperación de la actividad económica y su impacto en el tráfico de pasajeros y de carga, así como de la ejecución de proyectos aeroportuarios. Se estima que en 2027 la demanda de turbosina será en mayor proporción en la Región Centro, la cual representará 36.3% del total nacional, seguida de la Región Sur-Sureste con 20.5%. Cabe señalar que entre 2012 y 2027, aumentará la participación de la Región Centro-Occidente y la Región Noroeste en 19.3% y 13.9%, respectivamente, mientras que en la Noreste será de 9.9%.

5.4.2 Sector Eléctrico

La planeación del sector eléctrico nacional incide directamente sobre el consumo futuro de combustibles para la generación eléctrica. Las proyecciones realizadas para esta prospectiva se basan en las estrategias de expansión del sector, así como en los retiros programados y sustituciones de combustibles en las plantas generadoras. De esta forma, la evolución del portafolio de generación en el período prospectivo será determinante de la demanda de productos petrolíferos.

En el periodo 2012-2027, se espera que continúe la tendencia a la baja en el uso de combustóleo y diésel, en la cual se considera una reducción de 89.5% y 88.8%, respectivamente. Por el contrario, se continuará utilizando gas natural y carbón, y a partir de 2016 coque de petróleo como combustible para la generación de electricidad.

Sector eléctrico público

La demanda de combustibles en el sector eléctrico público crecerá a una tasa promedio anual de 2.9% durante el periodo 2012-2027, en donde el gas natural será la principal fuente de energía para la generación eléctrica alcanzando una participación de 83.7% del total de los combustibles al final del periodo. Esta proporción es atribuible a las ventajas competitivas de la tecnología de ciclo combinado para la generación de energía eléctrica en sustitución de combustóleo por gas natural, por lo que este tipo tecnología seguirá incrementando su desarrollo. Al respecto, el consumo de gas natural empleado por el sector eléctrico público se estima en 19.7% por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el 80.3% restante a los Productores Independientes de Energía (PIE)[116].

En cuanto a los requerimientos de carbón por parte de CFE, se prevé un consumo de 173.4 mbdpce en 2027; 30.1% mayor al de 2012, (Cuadro 5.10). Esta evolución será atribuible en gran medida a los proyectos de nueva generación con Tecnología de Carbón Limpia en la carboeléctrica del Pacífico II y III en el estado de Guerrero y las Centrales Noreste IV y V (Sabinas) en el estado de Coahuila; ambas centrales planeadas a realizarse en 2024.

[116] Para un mayor conocimiento respecto al consumo de gas natural en el sector eléctrico, consultar el documento Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027 y Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027.

Cuadro 5.10
Demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico público, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Total	**821.1**	**885.4**	**919.0**	**903.6**	**924.7**	**901.0**	**895.0**	**930.7**	**962.4**	**997.4**	**1,039.3**	**1,056.5**	**1,118.4**	**1,185.8**	**1,228.5**	**1,263.5**	**2.9**
Comisión Federal de Electricidad	549.2	556.5	574.9	548.3	549.9	478.4	444.3	450.0	443.4	407.2	374.5	360.6	402.6	408.3	421.9	413.6	-1.9
Producción Independiente de Energía	271.9	328.9	344.1	355.3	374.8	422.6	450.8	480.7	519.0	590.3	664.8	696.0	715.7	777.6	806.6	849.9	7.9
Carbón	**133.3**	**141.6**	**132.0**	**125.4**	**121.9**	**115.6**	**109.4**	**117.2**	**120.0**	**119.4**	**113.3**	**113.4**	**147.1**	**160.1**	**167.0**	**173.4**	**1.8**
Comisión Federal de Electricidad	133.3	141.6	132.0	125.4	121.9	115.6	109.4	117.2	120.0	119.4	113.3	113.4	147.1	160.1	167.0	173.4	1.8
Coque de petróleo	**-**	**-**	**-**	**-**	**7.2**	**9.5**	**9.1**	**9.1**	**9.1**	**9.1**	**9.1**	**9.1**	**9.1**	**9.5**	**9.1**	**8.7**	**n.a.**
Comisión Federal de Electricidad	-	-	-	-	7.2	9.5	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.5	9.1	8.7	n.a.
Combustóleo	**211.9**	**159.4**	**154.4**	**116.2**	**110.7**	**75.6**	**70.1**	**60.0**	**56.8**	**52.2**	**42.5**	**32.9**	**31.2**	**31.4**	**30.0**	**22.3**	**-13.9**
Comisión Federal de Electricidad	211.9	159.4	154.4	116.2	110.7	75.6	70.1	60.0	56.8	52.2	42.5	32.9	31.2	31.4	30.0	22.3	-13.9
Diésel	**12.2**	**5.3**	**4.5**	**2.0**	**2.0**	**1.9**	**1.9**	**1.7**	**1.8**	**1.9**	**1.9**	**1.6**	**1.7**	**1.3**	**1.3**	**1.4**	**-13.6**
Comisión Federal de Electricidad	12.2	5.3	4.5	2.0	2.0	1.9	1.9	1.7	1.8	1.9	1.9	1.6	1.7	1.3	1.3	1.4	-13.6
Producción Independiente de Energía	0.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Gas natural	**463.4**	**579.1**	**628.1**	**660.0**	**683.0**	**698.4**	**704.6**	**742.7**	**774.8**	**814.9**	**872.5**	**899.6**	**929.3**	**983.5**	**1,021.1**	**1,057.8**	**5.7**
Comisión Federal de Electricidad	191.8	250.1	284.0	304.7	308.1	275.9	253.8	262.0	255.8	224.7	207.8	203.6	213.5	205.9	214.5	207.9	0.5
Producción Independiente de Energía	271.6	328.9	344.1	355.3	374.8	422.6	450.8	480.7	519.0	590.3	664.8	696.0	715.7	777.6	806.6	849.9	7.9

n.a.:no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Por otra parte, como resultado de las políticas de reducción de consumo de combustibles pesados y de eficiencia energética a favor del medio ambiente, se estima que la demanda de combustóleo presentará una tasa negativa de crecimiento promedio anual de 13.9% durante 2012 a 2027, lo que significa que se dejarán de consumir 189.7 mbdpce de este combustible. Lo anterior se atribuye a que la CFE ha iniciado el reemplazo de generación de electricidad a base de combustóleo por aquella a base de gas natural; el factor predominante son los precios de ambos combustibles y las bajas emisiones contaminantes que genera el uso de gas natural. Adicionalmente debe considerarse que la CFE tiene un programa de retiros de capacidad en el cual determina las plantas que deberán salir de operación debido a las bajas eficiencias y/o el cierre del ciclo de vida de las mismas. Algunas de las centrales de la CFE que continuarán consumiendo este combustible son Tuxpan, en Veracruz, Tula TC[117] en Hidalgo, Villa de Reyes en San Luís Potosí, Lerdo en Durango, Manzanillo y Manzanillo II en Durango, por mencionar las de mayor consumo.

En lo que respecta al consumo de coque de petróleo, la CFE iniciará su demanda a partir de 2016 debido a la conversión a la tecnología de Lecho Fluidizado en la central de Altamira en Tamaulipas[118], por lo que el consumo pasará de 7.2 mbdpce en 2016 a 8.7 mbdpce en 2027.

Por último, la demanda de diésel presentará una reducción de 10.9 mbdpce total durante todo el periodo prospectivo, el cual es derivado del diferencial de precios frente a los demás petrolíferos utilizados en el sector. En este sentido, se espera que al final del período la demanda sea de 1.4 mbdpce, presentando así una tasa de crecimiento negativa de 13.6%.

Sector eléctrico privado

La generación de energía eléctrica mediante el consumo de hidrocarburos y carbón, registrará un aumento de 9.3 mbdpce a lo largo del periodo 2012-2027, por lo que al final del mismo se espera un consumo total de 100.3 mbdpce. El consumo por autogeneración requerirá 82.9% de ese total, mientras que el 17.1% restante se destinará a la generación de energía eléctrica para exportación, (véase Cuadro 5.11).

La generación eléctrica privada consumirá gas natural como principal insumo energético, debido a las grandes ventajas operativas que las turbinas de gas ofrecen tal como su versatilidad, incluyendo la satisfacción de demanda en horario punta. Se prevé que el sector eléctrico privado consuma en promedio 59.2 mbdpce (343.5 mmpcd) de gas natural durante el periodo de 2012 a 2027, sin considerar exportación de electricidad.

[117] TC: Térmica Convencional.
[118] El coque que recibirá la central de Altamira provendrá de la Refinería de Minatitlán.

Cuadro 5.11
Demanda de combustibles en el sector eléctrico privado, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Sector	Producto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total Sector Eléctrico Privado		**91.0**	**93.1**	**100.1**	**100.6**	**100.3**	**100.4**	**100.3**	**100.3**	**100.3**	**100.3**	**100.3**	**100.3**	**100.2**	**100.3**	**100.3**	**100.3**
Autogeneración de electricidad	Total	68.3	76.0	82.9	83.5	83.2	83.2	83.2	83.2	83.1	83.2	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1
	Combustóleo	3.7	3.3	3.3	3.3	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
	Coque de petróleo	17.4	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8
	Carbón	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	Diésel	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Gas natural	45.1	53.2	60.1	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7
Exportación de electricidad	Gas natural	22.6	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En el caso del consumo de combustóleo, éste dejará de demandar 0.8 mbdpce a lo largo del periodo prospectivo, mientras que el consumo de diésel será de 2.0 mbdpce de manera constante a partir de 2013 y hasta 2027.

En lo que se refiere al consumo de coque de petróleo, este combustible es utilizado por algunas empresas para sus procesos, los cuales se hacen productivos para la autogeneración eléctrica en determinados esquemas de cogeneración. Debido a que el grupo de empresas que pueden utilizar este petrolífero es muy específico, la demanda de este combustible se mantendrá prácticamente constante con 16.8 mbdpce durante el periodo 2013-2027.

Finalmente el uso del carbón en este subsector se mantendrá constante con 0.6 mbdpce en todo el periodo prospectivo. La participación del carbón en la autogeneración es de 0.8% del total de combustibles. Esta baja participación se atribuye a la complejidad en el manejo que requiere este tipo de energético para su combustión, además de instalar equipos anticontaminantes especiales para un mejor control de las emisiones de dióxido de azufre (SO_2).

5.4.3 Sector Industrial.

La variable que permite explicar las expectativas esperadas de la demanda de combustibles en el sector industrial es el Producto Interno Bruto (PIB) industrial. Se prevé que la tasa de crecimiento del PIB industrial sea de 3.8% en promedio durante el periodo prospectivo, por lo que considerando este crecimiento, la demanda de combustibles pasará de 306.9 mbdpce en 2012 a 494.8 mbdpce en 2027; este incremento de combustible representa una tasa promedio anual de 3.2% en dicho periodo.

Por tipo de combustible, se prevé que la demanda de gas natural sea el combustible de mayor consumo en actividades industriales. Hacia el final del periodo prospectivo, 74.1% de la demanda total de combustibles es de gas natural[119], seguido de coque de petróleo con 14.0%, diésel con 7.6%, gas L.P. con 4.3% y combustóleo con 0.1% del total. Es importante mencionar que prevalecerá la tendencia de sustitución de combustibles pesados por gas natural, la cual se asocia al precio de combustibles y a las características de combustión por la reducción de emisión de contaminantes, los cuales son factores que incentivan un mayor consumo de gas natural respecto a otros petrolíferos, (véase Cuadro 5.12).

[119] Para un mayor conocimiento respecto al consumo de gas natural y gas L.P. en el sector industrial, consultar el documento Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027.

Cuadro 5.12
Consumo de combustibles en el sector industrial, 2012-2027
(miles de barriles de petróleo crudo equivalente)

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Total	**306.9**	**322.9**	**351.7**	**368.8**	**388.9**	**395.9**	**413.8**	**419.8**	**425.3**	**434.8**	**444.1**	**453.7**	**463.4**	**473.8**	**484.1**	**494.8**	**3.2**
Combustóleo	15.4	14.6	12.9	10.8	9.0	6.8	4.8	2.7	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-20.2
Coque de petróleo	45.3	46.5	46.7	50.3	51.7	53.8	56.5	57.5	58.4	60.1	61.6	63.0	64.3	66.0	67.6	69.2	2.9
Diesel	31.4	32.3	31.4	30.4	29.5	30.3	31.0	31.6	32.3	33.0	33.7	34.4	35.1	35.9	36.6	37.4	1.2
Gas LP	18.6	18.9	16.8	16.7	17.2	17.5	17.9	18.2	18.6	18.9	19.3	19.6	20.0	20.4	20.7	21.1	0.9
Gas natural	196.1	210.7	244.0	260.5	281.5	287.5	303.6	309.7	315.5	322.2	329.0	336.1	343.4	351.0	358.7	366.6	4.3

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

El segundo combustible de mayor consumo en el sector industrial es el coque de petróleo, el cual presentará un crecimiento promedio anual de 2.9%, pasando de 45.3 mbdpce (3,149.6 mta) en 2012 a 69.2 mbdpce (4,794.9 mta) en 2027. Algunas ramas industriales tales como el cemento, los metales básicos, la química y los productos metálicos eléctricos han optado por adecuar sus sistemas de combustión, lo que les permitirá utilizar otro tipo de combustible, por ejemplo el coque de petróleo debido a que será considerado como una alternativa de sustitución al gas natural y combustóleo, (véase Cuadro 5.13).

Cuadro 5.13
Demanda de coque de petróleo en el sector industrial por grupo de ramas, 2012-2027
(miles de toneladas anuales)

Grupo de ramas	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Total	**3,149.6**	**3,222.9**	**3,237.0**	**3,487.1**	**3,593.5**	**3,726.0**	**3,919.0**	**3,988.2**	**4,059.4**	**4,166.3**	**4,268.3**	**4,368.7**	**4,471.6**	**4,576.8**	**4,684.6**	**4,794.9**	**2.8**
Cemento	2,854.0	2,919.2	2,921.1	3,158.3	3,251.2	3,369.8	3,548.3	3,602.8	3,659.0	3,750.8	3,837.5	3,922.4	4,009.1	4,097.7	4,188.2	4,280.7	2.7
Metales básicos	77.8	80.5	84.1	87.8	91.7	95.8	100.1	104.3	108.6	112.8	117.0	121.3	125.8	130.3	135.1	140.0	4.0
Química	55.5	56.3	57.7	59.1	60.6	62.1	63.6	65.1	66.6	68.2	69.8	71.4	73.0	74.7	76.4	78.2	2.3
Productos metálicos, eléctricos y de transporte	56.3	58.0	61.6	65.5	69.7	74.0	78.7	83.5	88.6	93.8	99.3	105.0	111.0	117.3	124.0	131.0	5.8
Vidrio	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	3.6
Resto	105.7	108.6	112.4	116.2	120.1	124.1	128.1	132.2	136.3	140.4	144.4	148.4	152.4	156.5	160.6	164.7	3.0

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

La industria del cemento es intensiva en cuanto al uso de energía, de ahí que requiera de una gran cantidad de combustible para alcanzar altas temperaturas que se requieren en los proceso para su elaboración del cemento. De acuerdo a lo anterior, en 2027 se estima que ésta rama tenga el mayor consumo de coque de petróleo, representando 89.3% de la demanda total de este petrolífero[120]; o equivalente a 4,280.7 mta. Los Estados que registran el mayor consumo de coque son Puebla, Hidalgo, Sonora y San Luís Potosí, hecho que se vincula por la ubicación de las plantas de cemento, (véase Cuadro 5.14).

[120] Algunas empresas dedicadas a la producción de cemento han buscado la manera de usar energía de otras fuentes con el propósito de reducir el consumo de otros combustibles, así como de coque de petróleo, desarrollando una infraestructura necesaria para poder recibir una mayor cantidad de residuos y usarla como combustible alterno en el proceso de elaboración de cemento. Por otro lado, La industria cementera en general ha avanzado mucho en los últimos años en relación con la mejoría y eficiencia de estos procesos buscando a su vez un menor impacto ambiental.

Cuadro 5.14
Consumo estatal de coque de petróleo de la industria del cemento, 2012-2027
(miles de toneladas anuales)

Entidades Federativas	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	**2,854.0**	**2,919.2**	**2,921.1**	**3,158.3**	**3,251.2**	**3,369.8**	**3,548.3**	**3,602.8**	**3,659.0**	**3,750.8**	**3,837.5**	**3,922.4**	**4,009.1**	**4,097.7**	**4,188.2**	**4,280.7**
Aguascalientes	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	142.6	141.7	140.6	139.4	138.2	137.0	135.8
Baja California	36.0	36.5	37.0	37.5	38.1	38.6	49.6	51.0	52.6	53.0	53.4	53.6	53.9	54.1	54.4	54.6
Coahuila	105.3	115.3	125.3	135.2	145.2	155.1	170.6	173.2	175.9	182.7	189.4	196.1	203.0	210.1	217.4	224.8
Colima	111.6	109.3	109.1	107.7	123.2	128.3	128.3	128.3	128.3	130.6	132.6	134.4	136.3	138.1	140.0	141.8
Guerrero	16.9	24.7	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	25.1	25.2	25.4	25.5	25.6	25.8	25.9
Hidalgo	484.1	502.8	535.6	542.3	541.4	540.5	621.3	631.3	641.5	658.8	675.0	690.9	706.9	723.2	739.6	756.2
Jalisco	181.2	182.1	183.1	184.0	184.9	185.9	186.8	192.4	198.2	196.8	194.9	192.9	190.8	188.7	186.6	184.4
México	163.6	169.6	175.5	181.5	187.4	193.4	199.4	202.0	204.7	206.0	206.8	207.3	207.8	208.2	208.6	208.9
Morelos	163.3	184.4	184.4	184.4	184.4	184.4	184.4	184.4	184.4	191.5	198.4	205.3	212.4	219.7	227.1	234.8
Nuevo León	93.2	106.7	120.1	133.6	147.1	193.7	207.2	212.4	217.8	221.1	223.9	226.6	229.1	231.7	234.2	236.7
Oaxaca	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.9	129.5	130.0	130.4	130.8	131.2	131.5
Puebla	358.5	392.8	427.2	461.6	495.9	530.3	564.7	576.4	588.4	616.5	644.5	673.0	702.7	733.4	765.3	798.3
San Luis Potosí	342.9	347.7	352.4	357.1	361.9	366.6	371.3	377.7	384.2	391.7	398.5	404.9	411.3	417.7	424.1	430.5
Sonora	225.9	231.0	245.5	402.0	405.0	410.7	417.1	423.2	429.6	445.2	460.4	475.5	491.1	507.0	523.3	540.0
Tabasco	40.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	57.4	58.6	59.8	61.1	62.3	63.6	64.8
Tamaulipas	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	197.5	121.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Yucatán	62.7	68.1	73.6	79.1	84.5	90.0	95.5	98.4	101.3	103.0	104.6	106.0	107.4	108.9	110.3	111.7

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

En lo que se refiere al consumo de diésel en el sector industrial, su demanda se ubicará en 37.7 mbdpce al final del periodo, el cual representa un crecimiento promedio anual de 1.2%. Por otro lado, el uso de gas LP en este sector presentará un incremento de 13.7%. Finalmente, el consumo de combustóleo registrará una disminución de 96.6% al pasar de 15.4 mbdpce en 2012 a 0.5 mbdpce en 2027.

En el sector industrial, el combustóleo seguirá siendo sustituido por el gas natural y el coque de petróleo, lo que dará como resultado una reducción de este combustible de -20.4% promedio anual a lo largo de toda la proyección[121]. Factores como una mayor sustitución de combustibles en los proceso de producción, introducción de tecnologías para hacer más eficiente el uso de combustible, además del diferencial de precios entre el gas natural y combustóleo serán importantes para reducir el consumo de combustóleo en las ramas del sector industrial, (véase Cuadro 5.15).

Cuadro 5.15
Demanda de combustóleo en el sector industrial por grupo de ramas, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Grupo de rama	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Total	**13.5**	**12.0**	**10.0**	**8.3**	**6.3**	**4.4**	**2.5**	**0.5**	**0.5**	**0.5**	**0.5**	**0.5**	**0.5**	**0.5**	**0.5**	**-21.1**
Alimentos, bebidas y tabaco	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-22.5
Azúcar	1.8	1.7	1.5	1.3	1.1	1.0	0.8	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	-15.4
Celulosa y papel	1.8	1.5	1.3	1.0	0.7	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-22.5
Cemento	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-32.6
Cerveza y malta	1.1	0.9	0.8	0.6	0.4	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-22.5
Metales básicos	1.4	1.3	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-22.5
Minería	0.9	0.8	0.6	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-22.5
Química	1.9	1.7	1.4	1.1	0.8	0.5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-22.5
Resto	3.7	3.3	2.7	2.2	1.5	1.0	0.5	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-22.5

*A partir de 2020 el volumen demandado en algunas ramas es tan pequeño que pareciera ser cero, sin embargo es atribuible al redondeo a un decimal.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

El consumo de combustóleo en la rama de molienda de la caña y producción de azúcar está orientado su proceso productivo, sin embargo, algunos ingenios azucareros han contemplado esquemas de recuperación de bagazo para producir energía eléctrica y térmica para el autoconsumo del proceso de fabricación de azúcar. De acuerdo a la Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcoholera, en 2014 el Ingenio Santa Rosalía de la Chontalpa y el

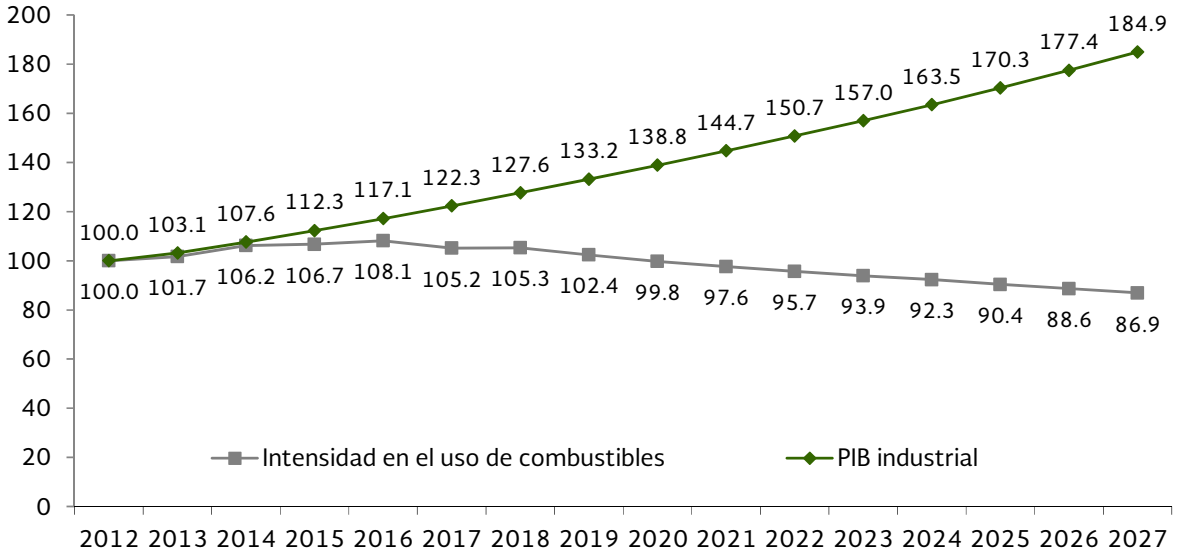
[121] En la región Sur-Sureste, los ingenios azucareros han optado por aumentar el consumo de bagazo como combustible en sustitución del combustóleo.

Ingenio San Miguel del Naranjo planean poner en marcha proyectos de cogeneración de electricidad para lograr una mayor eficiencia.

Otra rama que ha introducido innovaciones en su línea de producción es la cervecera. A través de estudios de las distintas etapas del su proceso de producción se buscan cambios que permitan mejoras en el consumo energético, en materias primas y su rendimiento, lo que incide en la eficiencia.

El comportamiento del crecimiento económico y el aumento de los requerimientos energéticos predisponen cambios estructurales dentro del sector. Estos cambios estarán asociados a una clara sustitución de combustibles que puedan ser usados de manera eficiente, lo cual dará como resultado la disminución de la intensidad energética[122] a lo largo del período de análisis. Se prevé que con este comportamiento, la intensidad energética pasará de un índice de 101.7 en 2013 a 86.9 en 2027, lo que significa que se reducirá el consumo de energía por cada unidad monetaria producida, (véase Figura 5.30).

Figura 5.30
Intensidad en el uso de hidrocarburos en el sector industrial y el PIB manufacturero, 2012-2027 (índice, 2012=100)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

5.4.4 Sector Petrolero

Los procesos productivos para la refinación de petróleo son altamente demandantes de energía, en este sentido uno de los retos de PEMEX es mejorar la eficiencia y el desempeño operativo en las refinerías del SNR, que permitan reducir la intensidad energética y que refleje una reducción en el consumo de combustible.

Cabe mencionar que una de las estrategias por parte de PR contempla la sustitución de combustóleo por gas natural en el SNR en 2014, con la finalidad de reducir los costos de operación y las emisiones a la atmósfera. Asimismo, ya está en marcha el proyecto de cogeneración entre CFE y PR en la refinería de Salamanca[123], lo que influirá en una mejora de

[122] Puede entenderse como la relación entre el consumo de energía y el desarrollo económico.
[123] El alcance es el desarrollo de una central eléctrica y la compra de vapor por parte de la refinería de Salamanca. De acuerdo al Informe de Avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus

los índices de intensidad energética de los diversos procesos reduciendo a su vez las emisiones de contaminantes a la atmósfera. Se estima que el consumo de combustóleo, disminuirá a una tasa de -7.8% en promedio anual, al pasar de 24.0 mbdpce en 2012 a 7.1 mbdpce en 2027. Con relación a la demanda de diésel, se prevé que aumente de 19.8 mbdpce en 2012 a 21.7 mbdpce en 2027. El consumo de gasolina en este sector, destinado principalmente para transporte local, mostrará una demanda constante a partir de 2015 y hasta el final del periodo de análisis, sin embargo, su tasa de crecimiento medio anual será negativa, (véase Cuadro 5.16).

Cuadro 5.16
Demanda total de combustibles en el sector petrolero, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
45.0	**31.0**	**23.3**	**36.3**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**29.9**	**-2.7**
1.2	1.2	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	-0.6
19.8	2.5	2.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	0.6
24.0	27.2	19.6	13.5	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	-7.8

Fuente: SENER con base en información de PEMEX.

5.5 Comercio exterior de petróleo y petrolíferos

La expectativa de crecimiento de la economía nacional para el mediano y largo plazos implica una expansión en la demanda de productos petrolíferos, lo que implicará consecuentemente un mayor volumen de importaciones de productos destilados, principalmente gasolinas y diésel, en los próximos años para cubrir las necesidades de consumo de combustibles.

5.5.1 Petróleo

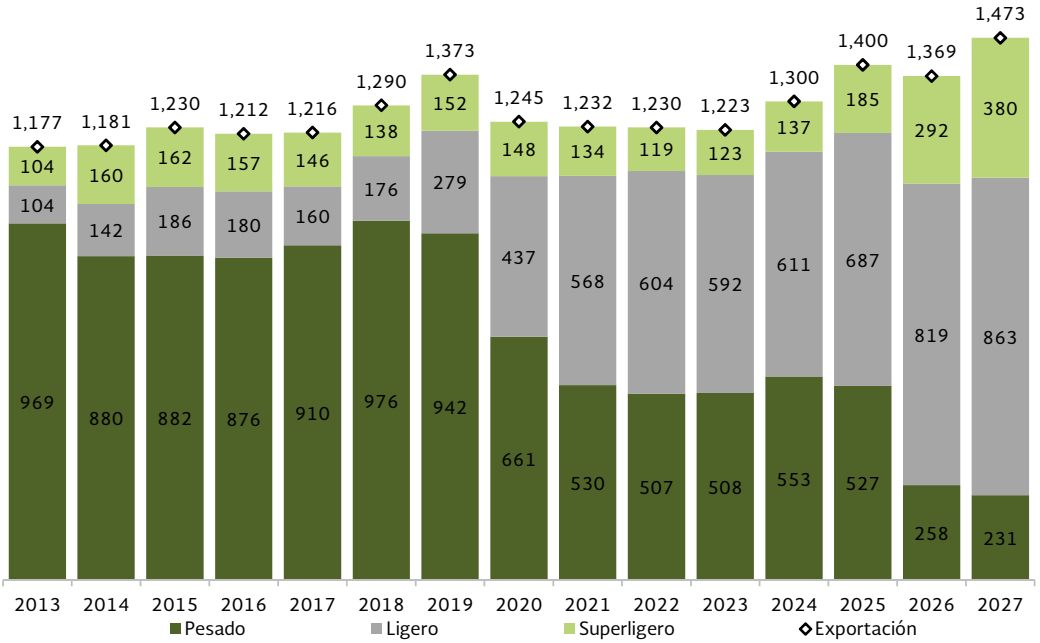
Durante décadas, México ha presentado un superávit en su comercio exterior de crudo. No obstante, los volúmenes que se envían al exterior dependen de la producción de PEP y del consumo de las refinerías en territorio nacional. Se prevé que la producción nacional de crudo se estabilice en los primeros años del periodo prospectivo, para luego incrementarse de manera paulatina debido a la incorporación de producción de nuevos proyectos, principalmente aquellos de exploración y aguas profundas. Tomando en cuenta el comportamiento de la producción y el crecimiento esperado de la demanda nacional de petróleo por parte del SNR durante el periodo de análisis, el volumen restante de crudo se exportará. Cabe señalar que en ninguno de los dos escenarios se prevén importaciones durante el periodo prospectivo.

Con la expectativa de producción de crudo y demanda nacional, se estima que el volumen exportado crecerá a una tasa de 1.5% en promedio anual en el periodo 2013-2027. No obstante, durante este periodo se presentará un cambio importante en la mezcla mexicana de exportación, al considerarse que habrá mayor exportación de crudo ligero al final del periodo. En el mediano plazo, la exportación de crudo ligero se mantiene estable con un promedio de 160 mbd durante los años 2013 y 2018, no obstante a partir del año 2019 es cuando existe

Organismos Subsidiarios al Cuarto Trimestre de 2012, la CFE adjudicó el contrato de Obra Pública Financiada a Precio Alzado "Proyecto CCC Cogeneración Salamanca Fase 1" a la Cía. Iberdrola Ingeniería y Construcción, SA de CV; el período contratado para la ejecución de los trabajos es del 24 de diciembre de 2010 al 30 de abril de 2013. La capacidad neta garantizada es de 430.2 MW, un flujo de vapor de alta presión de 579 t/h y 83 t/h de vapor de media presión y en diciembre de 2012 se firmó un acuerdo de voluntades entre CFE y PR en donde se determinó el precio de vapor y gas, entre otros avances.

un incremento considerable en el volumen de exportación de este crudo, pasando de 279 mbd en ese año hasta 863 mbd en 2027, es decir, un aumento de 584 mbd, (véase Figura 5.31).

Figura 5.31
Comercio exterior de petróleo crudo
(miles de barriles diarios)



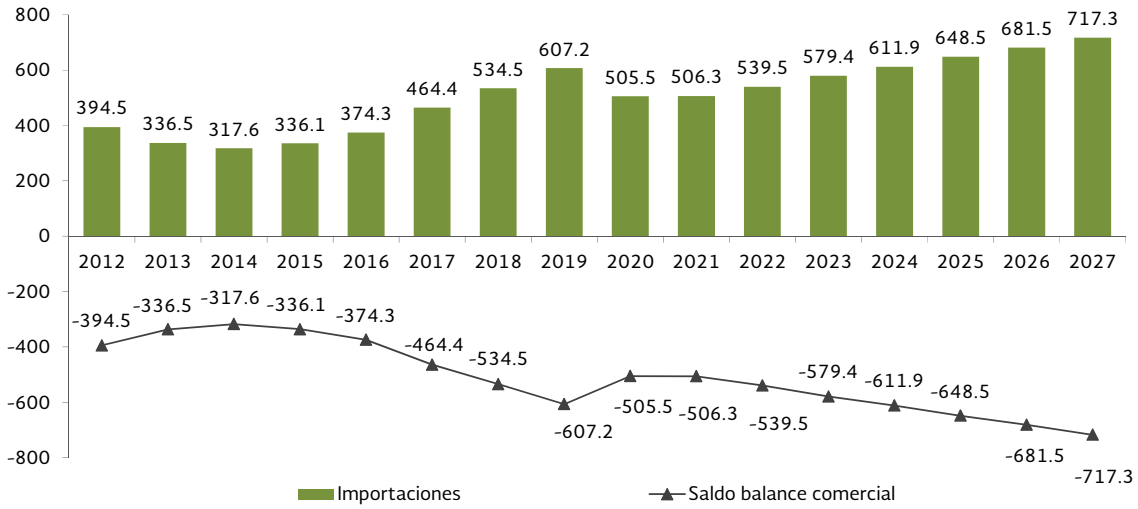
Fuente: PEMEX-Exploración y Producción.

Durante todo el periodo de análisis, el saldo de la balanza comercial de petróleo será positivo, presentando una tasa media de crecimiento anual de 1.5% durante el periodo prospectivo. La exportación de crudo pesado será estable en el mediano plazo, sin embargo sufrirá una caída considerable a partir del año 2020; se prevé que la tasa de exportación de crudo pesado disminuya 9.6% en promedio anual entre el año 2013 y 2027. Por el contrario, las exportaciones de crudo ligero aumentarán durante el periodo prospectivo; este crudo presentará la mayor tasa de crecimiento, que será de 14.1% promedio anual. Finalmente, el crudo súperl-igero se mantendrá en niveles de 140 mbd en promedio entre los años 2013 y 2025, sin embargo crecerá considerablemente al final del periodo para mantener la balanza de exportación por la caída en la disponibilidad de crudo pesado; la tasa de crecimiento de exportación de crudo súper-ligero se ubicará en 8.6% durante el periodo de análisis.

5.5.2 Petrolíferos

Durante el periodo 2012-2027, se estima que las importaciones de gasolinas mostrarán un crecimiento promedio anual de 4.1%. La balanza comercial pasará de 394.5 mbd en 2012 a 534.5 mbd en 2018 y 717.3 mbd en 2027. En lo referente a la relación que existe entre la participación de las importaciones de gasolinas y su demanda, es importante distinguir que existe un déficit en la producción nacional debido a la falta de capacidad de refinación, dando como resultado un crecimiento ponderado de importaciones durante todo el periodo de análisis. En 2012, las importaciones de gasolina representaron 49% de la demanda interna total, mientras en 2018 se espera que sea de 50.4% y al final del periodo de 49.7%, (véase Figura 5.32 y Figura 5.32).

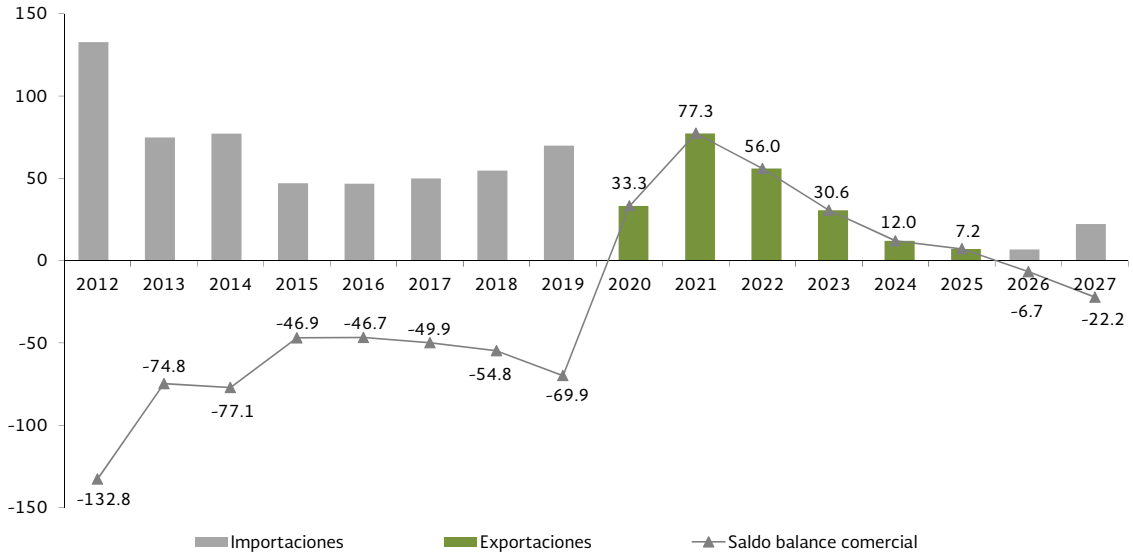
Figura 5.32
Comercio exterior de gasolinas, 2012-2027
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de AIE, AMDA, AMIA, ANPACT, CRE, INEGI, EPA, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En lo que corresponde al diésel, éste combustible presenta un déficit de oferta en el mediano plazo, por lo que se requiere de importaciones para cubrir la demanda interna. Es hasta el año 2020 cuando se transforma el mercado de diésel pasando de ser un importador neto a exportador de este combustible. Este cambio se presentará por la entrada en operación de la nueva capacidad de refinación y por la estrategia por parte de PR para producir destilados de alto valor económico mediante la aplicación de procesos de conversión profunda en el SNR. La exportación de diésel se contempla en el año 2020 con 33.3 mbd y llegando a un máximo de 7.3 mbd en el año 2021, no obstante se presentará una caída de las exportaciones hasta el año 2025, por lo que la balanza comercial nuevamente pasará como un país importador de diésel; éste fenómeno ocurrirá ya que se prevé un mayor consumo de diésel en los últimos dos años del periodo prospectivo, (véase Figura 5.33).

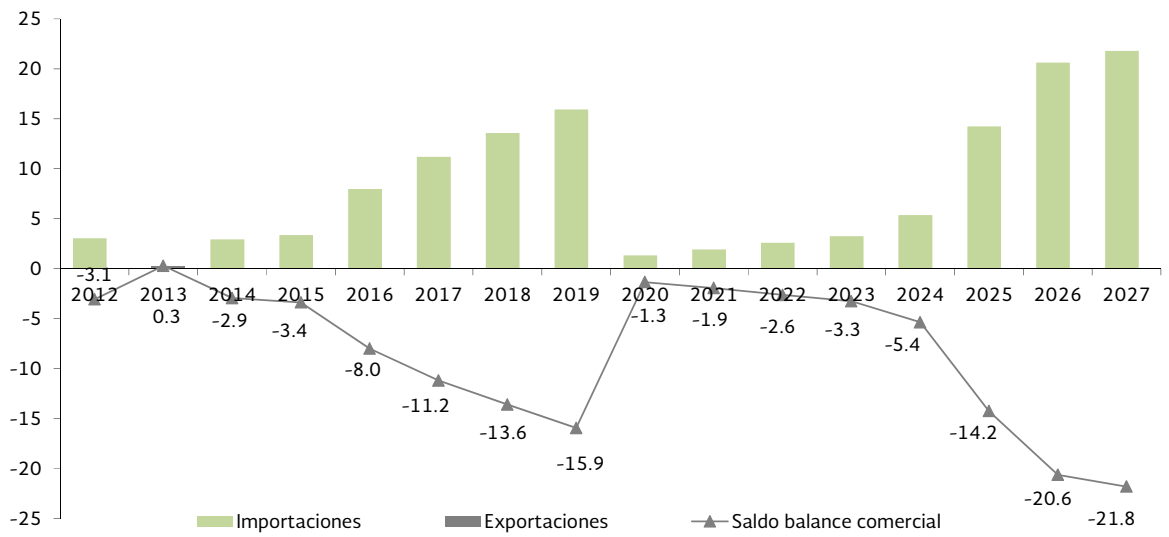
Figura 5.33
Comercio exterior de diésel, 2012-2027
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

En los próximos años se espera una recuperación en la actividad del sector aéreo y de acuerdo con la producción estimada, ésta será insuficiente para cubrir la demanda de este sector, de ahí que las importaciones de turbosina mostrarán una crecimiento promedio anual de 14.0% en el periodo 2012-2027. Esta situación se reflejará en un déficit en la balanza comercial del combustible, en donde el nivel más bajo de este déficit se registrará en 2020 con 1.3 mbd y el máximo en 2027 con 21.8 mbd. En contraste, 2013 es el único año en donde se prevé una exportación mínima de 0.3 mbd, (véase Figura 5.34).

Figura 5.34
Comercio exterior de turbosina, 2012-2027
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Durante el periodo comprendido de 2013 a 2020, se espera un superávit en la balanza comercial de combustóleo, lo que permitirá exportar un volumen promedio de 125.0 mbd durante esos años. Por otra parte, de acuerdo a la estrategia de PR de producir destilados de alto valor económico a base de la aplicación de procesos de conversión profunda, propiciará una disminución en la producción de combustóleo[124], lo que a su vez se reflejará en una importación de combustóleo entre 2021 y 2022 de 10.4 mbd y 1.5 mbd, respectivamente. Posteriormente, entre 2023 y 2027, las estimaciones indican una disminución del superávit de combustóleo para promediar una exportación de 13.4 mbd, (véase Figura 5.35).

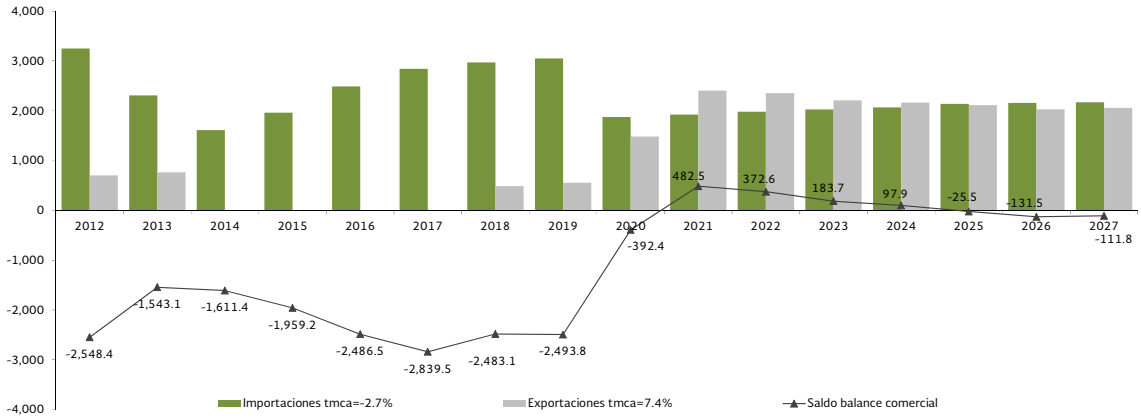
[124] El objetivo es precisamente la reducción de oferta de este combustóleo para incrementar los destilados ligeros e intermedios.

Figura 5.35
Comercio exterior de combustóleo, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

En el periodo comprendido de 2012 a 2020, la producción estimada de coque de petróleo continuará siendo insuficiente para cubrir principalmente el consumo del sector eléctrico e industrial. En dicho periodo se tiene previsto un déficit en la balanza comercial, el cual pasará de 2,548.4 mta en 2012 a 392.4 mta en 2020. Los trabajos de reconfiguraciones y ampliaciones en algunas refinerías del SNR, así como el inicio de operaciones de la nueva capacidad de refinación, permitirán revertir este comportamiento. A partir de 2021 y hasta 2024 se registra un saldo positivo en la balanza comercial de coque para ubicarse en 482.5 mta y reducirse en 97.9 mta. Por el contrario, entre de 2025 y 2027 nuevamente se prevé que la demanda interna de este combustible sea mayor a la producción, por lo que el nivel de importaciones finalizará en 2,168.3 mta en 2027. Es importante considerar que no obstante a las fluctuaciones del mercado de coque, es a partir de 2018 cuando comienza la exportación de este combustible de tal manera que mostrará un crecimiento promedio anual de 7.4% entre 2012 a 2027, en tanto que las importaciones mostrarán una disminución promedio anual de -2.7% en el mismo periodo, (véase Figura 5.36).

Figura 5.36
Comercio exterior de coque de petróleo, 2012-2027
(miles de toneladas anuales)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

CAPÍTULO SEIS.
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para la elaboración de esta apartado se tomó como principal insumo la información contenida en los Criterio Generales de Política Económica 2014, los cuales fueron publicados en septiembre de 2013 por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). A partir de esta información se realizó un comparativo entre el caso base; mismo que considera el crecimiento del PIB publicado el 17 de mayo de 2013[125] y con el cual se realizaron las estimaciones del documento de prospectivas 2013-2027, y un análisis de sensibilidad realizado a partir de las nuevas expectativas de crecimiento económico para 2013 publicado por la SHCP el 20 de agosto de 2013[126] .

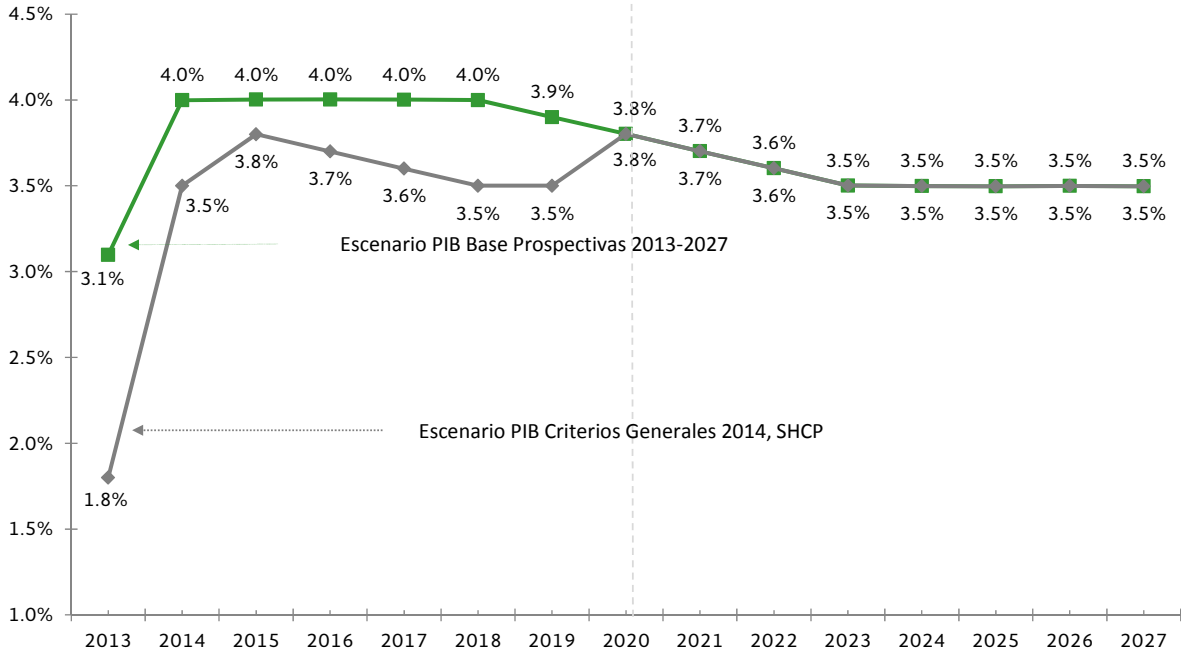
Comparativo de escenarios Producto Interno Bruto Nacional

Durante el primer semestre de 2013, se presentó una baja en el desempeño económico mundial, lo que llevó a considerar una menor expectativa de crecimiento en países industrializados y emergentes[127]. Para la segunda mitad del año, se prevé una aceleración en dicho crecimiento, específicamente en el sector industrial de Estados Unidos. En México, se estima un aumento en la demanda interna, resultado de un mayor nivel de empleo y crédito bancario así como de una mayor inversión pública.

De acuerdo a lo anterior y considerando que en el primer semestre de 2013 el crecimiento promedio del PIB nacional fue 1.0%, se pronostica una tasa de crecimiento de la economía para 2013 de 1.8% en lugar de 3.1% estimado anteriormente por la SHCP. Considerando esta reducción del PIB nacional en el análisis de sensibilidad, se estima una tasa de crecimiento promedio de 3.6% entre 2014 y 2019 en lugar del 4.0% de no haberse reducido las expectativas del PIB nacional. A partir de 2020, en cualquiera de ambos escenarios, se estima un crecimiento promedio de 3.6%, (véase Figura 6.1).

[125] http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/sala_prensa_estenograficas/far_ers_conf_20130517.pdf
[126] http://www.shcp.gob.mx/Biblioteca_noticias_home/comunicado_053_2013.pdf
[127] Por ejemplo, en Alemania se ajustó su perspectiva de crecimiento de 0.9% a 0.3%, Brasil de 4.0% a 2.5%, Rusia de 3.8% a 2.5% y en Estados Unidos de 2.1% a 1.5%.

Figura 6.1
Análisis de Sensibilidad con respecto al crecimiento de la economía nacional
(Comparativo del PIB)

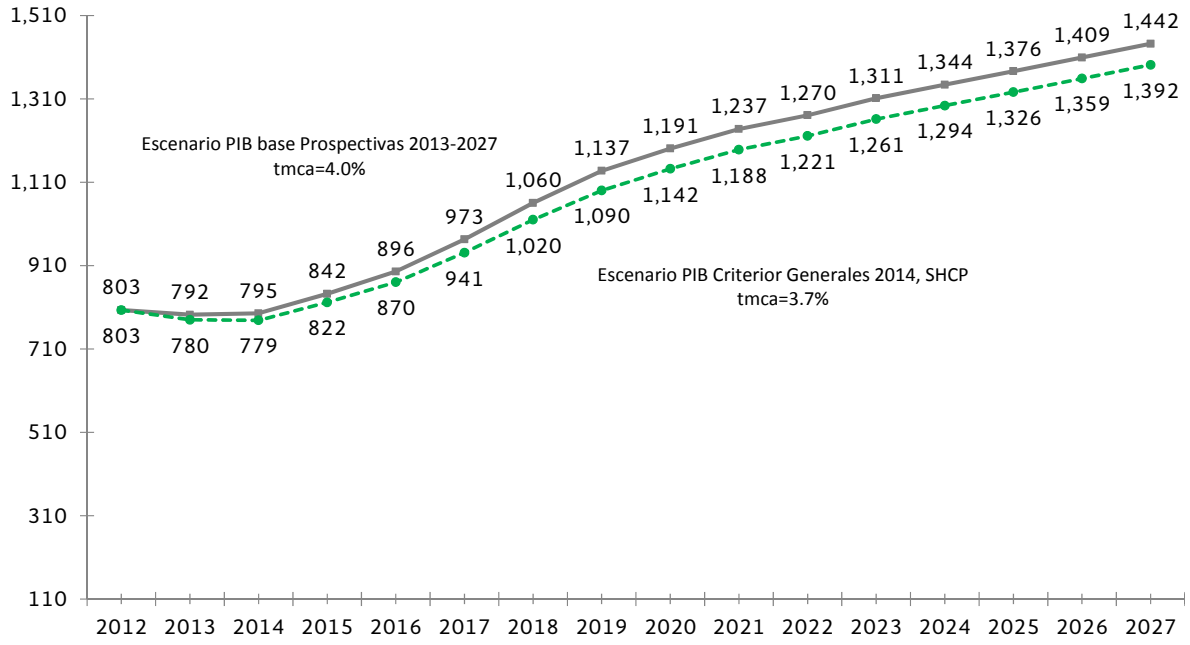


Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.Elaborado por IMP

Comparativo de escenarios de la demanda de gasolinas y diésel

Una variación del PIB nacional, ligada a una menor actividad industrial, resultará en una diferencia de 50.5 mbd en la demanda de gasolinas en 2027 respecto al caso base. Por otra parte, considerando un cambio en el PIB a la baja se reflejaría una tasa de crecimiento en 2013 aún menor de acuerdo con una elasticidad respecto al ingreso cercano a uno, afectando el resto del horizonte de proyección, (véase Figura 6.2).

Figura 6.2
Sensibilidad de la demanda interna de gasolinas
(miles de barriles diarios)

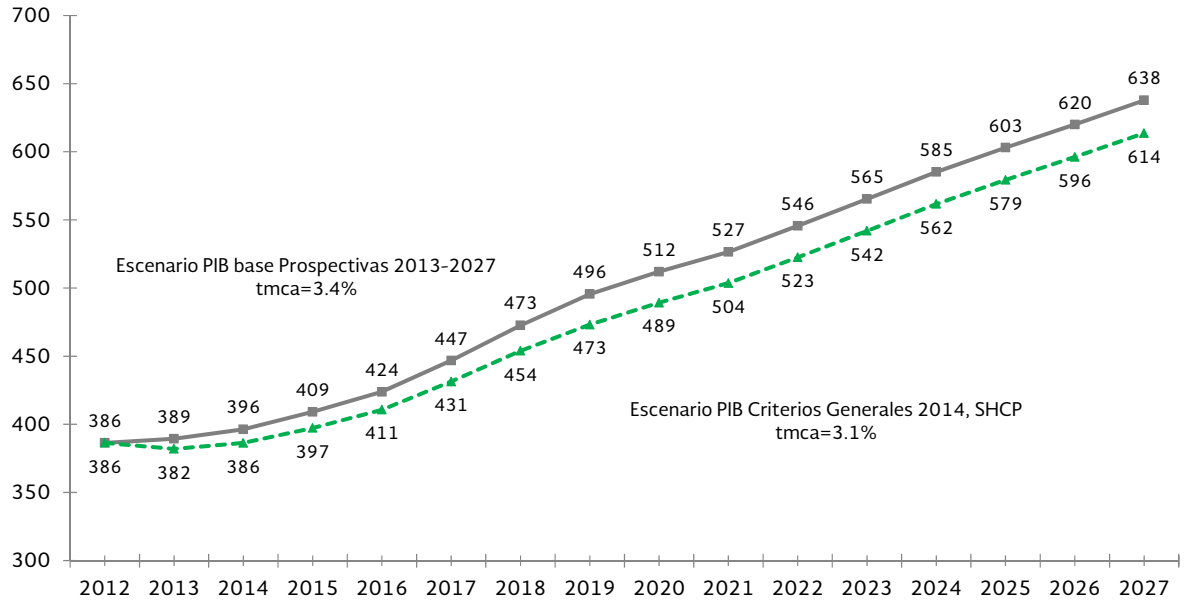


Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Respecto al diésel, el menor dinamismo del sector industrial refuerza la reducción de la demanda de este combustible en este sector por la menor necesidad de reemplazar gas natural por diésel cuando hay escasez del primero. Observando ambos casos, en 2027 se prevé una diferencia de 24.1 mbd de demanda de diésel en comparación con el caso base, (véase Figura 6.3).

Es importante considerar que el PEMEX Diésel es uno de los combustibles con mayor correlación con el PIB, ello explica que un cambio en el PIB provoca un cambio en el mismo sentido y prácticamente con la misma intensidad en la demanda de diésel, efecto que reduce toda la proyección. Sin embargo, la demanda de PEMEX Diésel se centra principalmente en el transporte de carga y pasajeros, el cual está también relacionado al comportamiento de la actividad económica.

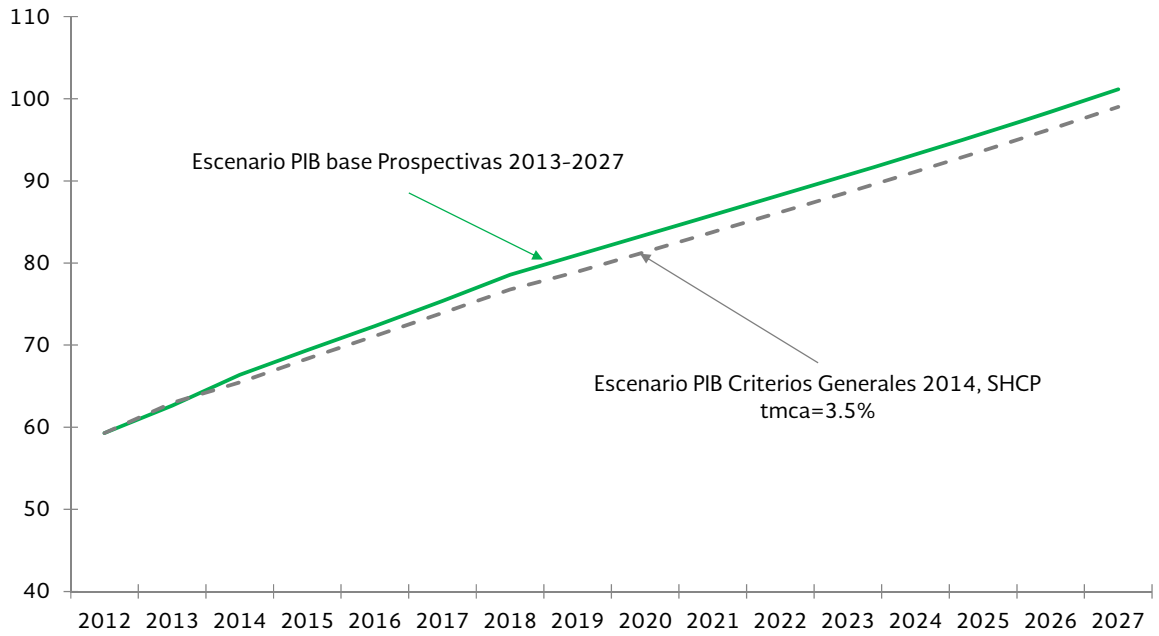
Figura 6.3
Sensibilidad de la demanda interna de diésel
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

La reducción en el PIB supone una ligera disminución de la demanda de turbosina en el largo plazo, manteniéndose la proyección de crecimiento anual similar al caso base. La justificación sobre dicho comportamiento sin mayor cambio de la demanda es el supuesto de precios, el cuál es prácticamente constante a lo largo del período de proyección y estará por debajo de los 11 $/l a precios de 2013. Aunque un menor PIB podría reducir temporalmente la demanda y ocupación de vuelos, no así los el itinerario de vuelos, (véase Figura 6.4).

Figura 6.4
Sensibilidad de la demanda interna de turbosina
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Comparativos de escenarios de precios

El análisis de sensibilidad se basa en los escenarios de precios de referencia de petrolíferos. A partir de éstos, se considera tres diferentes casos de precios para el análisis de sensibilidad: 1) Precio medio, el cual considera el IEPS, 2) Precio medio, calculado sin IEPS y 3) Precio moderado calculado sin IEPS. El primero y segundo casos se basan en un escenario de precios de referencia medio, el cual es el mismo con el que se elaboró el escenario base del documento de prospectiva; mientras que el tercero consideró un escenario de precios de referencia bajo.

Entre 2013 y 2027, el precio de referencia para la gasolina Magna[128], en el escenario medio, mostrará un crecimiento real de 3.9%; mientras que en el escenario moderado el precio de referencia presentará una reducción real de 24.9%. Es importante considerar que del total de demanda prospectiva de gasolinas, el consumo de gasolina Magna en los próximos años será entre el 84% y 92%, (Cuadro 6.1 y Cuadro 6.2).

Cuadro 6.1
Comparativo escenarios de precios al público de gasolina PEMEX Magna, 2013-2027
(porcentaje)

Caso	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Magna precios medio	8.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%
Magna precios medio s/IEPS	8.7%	10.3%	-4.9%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.9%
Magna precios moderado s/IEPS	8.7%	-11.6%	-7.1%	-1.7%	-0.2%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	-0.8%

tmca: tasa media de crecimiento anual
s/IEPS : sin IEPS
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

[128] El precio de referencia para la gasolina Magna resto del país es el Unleaded Regular.

Cuadro 6.2
Comparativo escenarios de precios al público de gasolina PEMEX Premium, 2013-2027
(porcentaje)

Caso	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Premium precios medio	7.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%
Premium precios medio s/IEPS	7.2%	13.9%	-5.3%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	1.1%
Premium precios moderado s/IEPS	7.2%	-7.0%	-7.4%	-1.6%	-0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	-0.6%

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

El sector autotransporte es sensible a variaciones en los precios al público de los combustibles. Igualando el IEPS a cero, el precio cambia 0.6% a 0.9% en promedio para la gasolina PEMEX Magna. Como resultado, se prevé que la demanda de gasolinas se reduzca de 1,442 mbd en el escenario de precios medio a 1,426 mbd en 2027. Un escenario de precios moderado sin IEPS implica una reducción promedio de 0.8% en el precio y un aumento en la demanda 64 mbd, (véase Cuadro 6.3).

Cuadro 6.3
Comparativo ventas internas de gasolinas, 2013-2027
(miles de barriles diarios)

Caso	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Escenario precios medio	792	795	842	896	973	1,060	1,137	1,191	1,237	1,270	1,311	1,344	1,376	1,409	1,442	4.4
Escenario precios medio s/IEPS	792	777	830	883	960	1,046	1,123	1,176	1,222	1,255	1,296	1,328	1,361	1,393	1,426	4.3
Escenario precios moderado s/IEPS	792	817	883	943	1,025	1,115	1,195	1,250	1,297	1,330	1,372	1,405	1,438	1,472	1,506	4.7

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

La explicación de los cambios en la demanda de diésel como consecuencia de variaciones en el precio es similar al caso de gasolinas. En el caso de eliminar el IEPS (negativo) no tendrá efecto sustantivo en el consumo de diésel; un escenario de precios moderado impulsaría la demanda con 37.9 mbd adicionales en 2027 (Cuadro 6.4 y Cuadro 6.5).

Cuadro 6.4
Comparativo escenarios de precios al público de PEMEX diésel, 2013-2027
(porcentaje)

Caso	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Diesel precios medio	8.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%
Diesel precios medio s/IEPS	8.3%	7.7%	-3.8%	-0.2%	0.0%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%	0.1%	0.9%
Diesel precios moderado s/IEPS	8.3%	-14.5%	-6.1%	-2.1%	-0.2%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	-1.0%

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro 6.5
Comparativo ventas internas de PEMEX diésel, 2013-2027 *
(miles de barriles diarios)

Sector	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Diesel precios medio	389	396	409	424	447	473	496	512	527	546	565	585	603	620	638	3.6
Diesel precios medio s/IEPS	387	386	402	418	442	467	490	506	521	540	560	579	597	614	632	3.6
Diesel precios moderado s/IEPS	387	411	433	452	478	510	534	551	565	584	604	624	641	658	676	4.1

* No incluye el sector eléctrico público.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

La demanda de turbosina no tiene cambios ante diferentes escenarios de precios, aun considerando que la demanda de vuelos pueda disminuir o incluso aumentar resultado de la reconfiguración del mercado aéreo mexicano, los vuelos se mantienen con itinerarios casi

idénticos pues ciertas aerolíneas han absorbido la demanda de aquellas que han suspendido operaciones[129]. Es importante considerar, que la demanda de vuelos está asociada a los cambios del ingreso per cápita al precio de los mismos. Además, la demanda de viaje en este sector crece más bien por cambios en el ingreso per cápita que por cuestiones de precio, (véase Cuadro 6.6 y Cuadro 6.7).

Cuadro 6.6
Comparativo escenarios de precios al público de turbosina, 2013-2027
(porcentaje)

Caso	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Turbosina precios medio	-13.9%	-1.1%	-1.6%	-0.6%	-0.5%	0.0%	0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%	0.1%	-1.1%
Turbosina precios moderado	-13.9%	-21.5%	-3.8%	-2.8%	-0.7%	-0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%	0.1%	-3.0%
Turbosina precios alto	-13.9%	23.9%	7.0%	3.8%	2.7%	0.8%	0.6%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%	0.1%	1.5%

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONAPO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro 6.7
Comparativo ventas internas de turbosina, 2013-2027
(miles de barriles diarios)

Caso	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Escenario precios medio	63	66	69	72	75	79	81	83	86	88	91	93	96	98	101	3.5
Escenario precios alto	64	66	69	72	75	78	80	83	85	88	90	93	95	98	101	3.3
Escenario precios moderado	64	67	70	73	76	79	82	84	87	89	92	94	97	100	103	3.5

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Rendimientos en el sector autotransporte

El objetivo de esta sección es comparar los resultados de proyecciones de la demanda de gasolina y diésel con un caso de rendimientos promedio en kilómetro por litro (Km/l) de consumo de gasolina y diésel para vehículos nuevos (rendimiento base) y un caso hipotético suponiendo que los rendimientos se mantienen constantes (rendimiento fijo). Es decir, se comparan los rendimientos que se tienen para el ejercicio prospectivo contra un escenario en el cual no existen mejoras en rendimientos, (véase Cuadro 6.8 y Cuadro 6.9).

Cabe mencionar que el primer caso considera las expectativas de avances tecnológicos y la aplicación de normas[130] de mejora de rendimientos en vehículos nuevos en México[131], las cuales permitirán tener una flota vehicular más limpia y eficiente, pues abriría la puerta a que en México se produzcan y distribuyan vehículos que consuman menos combustible así como emitir menor cantidad de contaminantes.

[129] Por ejemplo, entre 2005 y 2012 se tiene que ocho aerolíneas han suspendido actividades, entre las cuales están: Azteca, Aerocalifornia, Avolar, Alma, Aladia, Nova Air, Aviacsa y Grupo Mexicana..
[130] Por ejemplo la Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013, Emisiones de bióxido de carbono (CO2) provenientes del escape y su equivalencia en términos de rendimiento de combustible, aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3 857 kilogramos.
[131] Limited.

Cuadro 6.8
Escenarios de rendimientos base, 2013-2027*
(kilómetros por litro)

Caso base	Segmento	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rendimientos de vehículos nuevos a gasolina	SUBCOMPACTO	17.4	17.7	18.0	18.3	18.2	18.4	18.7	18.9	19.2	19.4	19.6	19.9	20.1	20.4	20.6
	COMPACTO	15.2	15.5	15.8	16.1	16.0	16.2	16.4	16.6	16.8	17.1	17.3	17.5	17.7	17.9	18.1
	LUJO Y DEPORTIVOS	13.1	13.4	13.6	13.9	13.7	13.9	14.0	14.1	14.3	14.4	14.5	14.7	14.8	14.9	15.1
	CAMIONETAS	11.0	11.1	11.2	11.3	11.1	11.1	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.4	11.4	11.5	11.5
	CAMIONETAS DE USO INTENSIVO	12.0	12.1	12.2	12.4	12.5	12.6	12.7	12.9	13.0	13.1	13.2	13.4	13.5	13.6	13.8
	CAMIONES MEDIANOS	5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	5.9	6.0	6.0	6.1	6.1	6.2
	CAMIONES PESADOS	4.7	4.8	4.8	4.9	4.9	5.0	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	5.4	5.4
	AUTOBUSES	4.0	4.1	4.1	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6
Rendimientos de vehículos nuevos a diesel	COMPACTO	18.8	18.9	19.1	19.3	19.5	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.6
	CAMIONETAS	13.5	13.7	13.8	13.9	14.1	14.2	14.4	14.5	14.6	14.8	14.9	15.1	15.2	15.4	15.5
	CAMIONETAS DE USO INTENSIVO	9.0	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.4
	CAMIONES MEDIANOS	6.3	6.4	6.5	6.5	6.6	6.7	6.7	6.8	6.9	6.9	7.0	7.1	7.1	7.2	7.3
	CAMIONES PESADOS	5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	5.9	6.0	6.0	6.1	6.1	6.2
	AUTOBUSES	5.0	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	5.4	5.4	5.5	5.6	5.6	5.7	5.7

* Escenarios de rendimeintos en condiciones de laboratorio[132].
Fuente: elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro 6.9
Escenarios de rendimientos fijos, 2013-2027*
(kilómetros por litro)

Caso rendimientos fijos	Segmento	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Rendimientos de vehículos nuevos a gasolina	SUBCOMPACTO	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
	COMPACTO	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
	LUJO Y DEPORTIVOS	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8
	CAMIONETAS	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
	CAMIONETAS DE USO INTENSIVO	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
	CAMIONES MEDIANOS	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
	CAMIONES PESADOS	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
	AUTOBUSES	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Rendimientos de vehículos nuevos a diesel	COMPACTO	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6
	CAMIONETAS	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4
	CAMIONETAS DE USO INTENSIVO	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
	CAMIONES MEDIANOS	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
	CAMIONES PESADOS	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
	AUTOBUSES	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9

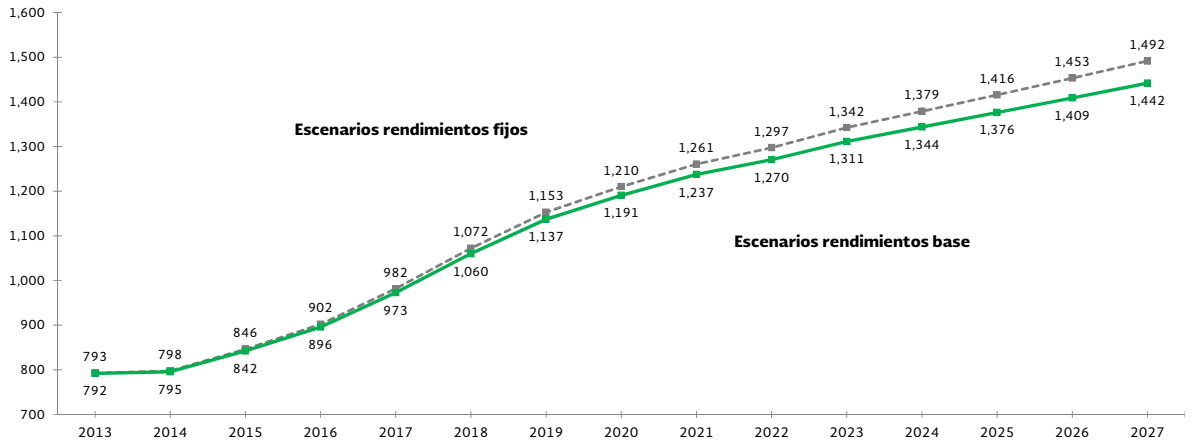
* Escenarios en condiciones de laboratorio.
Fuente: elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

En el escenario de rendimientos base, la demanda interna de gasolinas mostrará un crecimiento promedio anual de 4.4%, la cual pasará de 791.8 mbd en 2013 a 1,442.1 mbd en 2027. Por otra parte, si se establece el supuesto de que los rendimientos de vehículos nuevos son fijos, se tendría un crecimiento promedio de 4.6% anual en la demanda de gasolinas, ascendiendo a 1,491.6 mbd en 2027, (véase Figura 6.5). Comparando ambos escenarios, este último consumiría 3.4% por arriba de la demanda de escenario con rendimientos base en2027.

En este sentido, el consumo de gasolina para el sector autotransporte se estima el ahorro de 49.5 mbd para 2027 con respecto a la situación hipotética de rendimientos fijos. La mejora de rendimientos disminuye la demanda de gasolina con lo que se reduce el consumo de combustible por kilómetro recorrido, asimismo baja el costo, lo cual tiene un efecto-precio positivo en la demanda de transporte y un efecto-ingreso también positivo ya que el mismo presupuesto del consumidor[133] permitiría recorrer más kilómetros (mayor recorrido de viaje). Este efecto rebote podría parcialmente compensarse si las mejoras en rendimientos implican un mayor costo de compra de los vehículos.

[132] Estos rendimientos se obtienen de las pruebas que hacen las armadoras a los vehículos y que son reportados a instituciones como la Procuraduría Federal para la Protección Ambiental (PROFEPA) y a la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE). Estas pruebas se realizan bajo el control de variables que afectan al rendimiento como son: altura sobre el nivel del mar, humedad, temperatura, viento, rugosidad del suelo, entre otras, y que por tanto pueden no ser reproducibles en condiciones reales de manejo.
http://www.ecovehiculos.gob.mx/referencias2.php?referencia_id=181).
[133] El modelo de proyección del sector autotransporte se basa en una aplicación de la teoría del comportamiento promedio del consumidor.

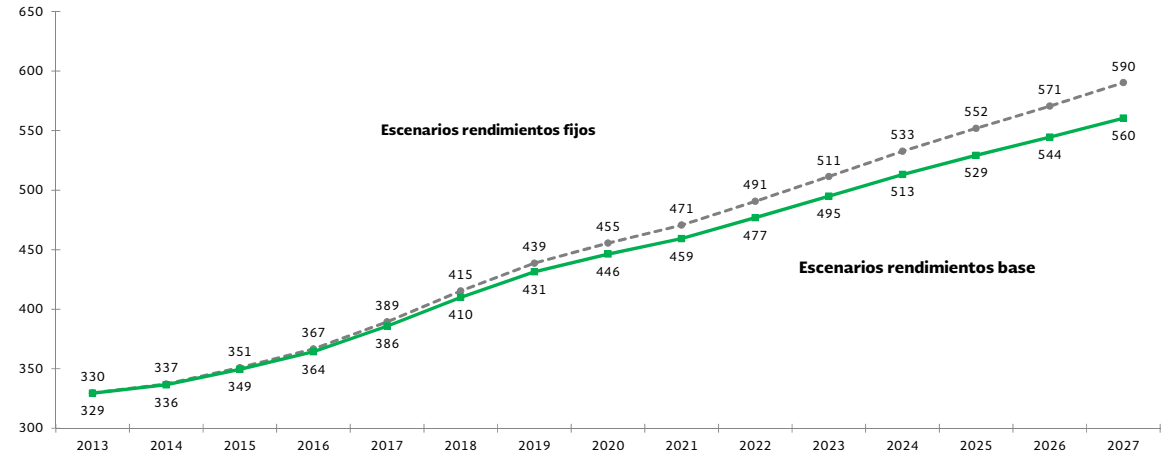
Figura 6.5
Comparativo ventas internas de gasolina nacional, Sector autotransporte, 2013-2027
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, INEGI, PEMEX, SENER y empresa privadas.

Respecto a diésel, la demanda en el sector autotransporte para el caso base crecerá a una tasa promedio de 3.9%, al aumentar de 329.4 mbd en 2013 a 560.5 mbd en 2027. La demanda de diésel en este sector será mayor si se mantienen los rendimientos fijos, ya que presentan una tasa promedio de 4.3% y llegando a 590.3 mbd en 2027. En este sentido, se observa un consumo 5.3% mayor que el caso base. Este diferencial permite tener un ahorro acumulado de 169.7 mbd durante el periodo comparando los rendimientos fijos contra los rendimientos con los que actualmente se cuenta, (véase Figura 6.6).

Figura 6.6
Comparativo ventas internas de diésel nacional, sector autotransporte 2013-2027
(miles de barriles diarios)



Fuente: Fuente: Elaborado por el IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, INEGI, PEMEX, SENER y empresa privadas.

CAPÍTULO SIETE. ASPECTOS TECNOLÓGICOS DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y PETROLÍFEROS

Este capítulo final presenta algunas generalidades de las tecnologías más relevantes en la industria del petróleo y petrolíferos. En lo que corresponde a tecnologías de petróleo, se explican aquellas dedicadas a la exploración y producción, identificando las técnicas de perforación y las características de los sistemas de producción marinas o costa afuera. Posteriormente se proporciona una descripción del método de perforación horizontal y la técnica de fractura (multifracking) en la producción de hidrocarburos dando a conocer las ventajas en su operación. Asimismo se describen las características tecnológicas en la producción de petróleo en aguas profundas y los procesos de recuperación mejorada y avanzada de campos maduros.

En lo que se refiere a petrolíferos, esencialmente se describen algunas metodologías y tecnologías en los procesos de refinación de petróleo. Se comienza con las técnicas de optimización de procesos tales como los análisis de pliegue (Análisis Pinch de intercambio térmico, hidrógeno y agua), la tecnología de Fondo de Barril y los análisis de segunda ley termodinámica (análisis de exergia). Finalmente se describen algunos sistemas energéticos avanzados aplicables a la industria de la refinación tales como las columnas de destilación diabática, los catalizadores y la gasificación integrada.

7.1 Tecnologías de exploración y producción de petróleo

7.1.1 Tecnologías de exploración y explotación en campos en áreas terrestres (on-shore) y costa afuera (off-shore)

La explotación de acumulaciones de petróleo de la corteza terrestre, que pueden encontrarse tanto en a pocos metros o en las profundidades, puede realizarse por procedimientos de extracción líquida o gaseosa. El primer paso para encontrar acumulaciones es encontrar una roca que se haya formado en un medio propicio para la existencia del petróleo, es decir, suficientemente porosa y con la estructura geológica de estratos adecuada para que puedan existir bolsas de petróleo.

Mediante el uso de técnicas geofísicas y de perforación, que permiten el relevamiento y la exploración de los estratos sedimentarios a grandes profundidades por debajo de las plataformas continentales, se han descubierto, en muchas zonas marítimas, las condiciones favorables para la acumulación del petróleo crudo y de gas.

Una vez localizadas las áreas con mayor probabilidad de producción, se realizan perforaciones que pueden llegar a alcanzar hasta 6,000 metros de profundidad. Dos de los métodos utilizados para la perforación son los de percusión y de rotación. El método de percusión es el más antiguo y ya está casi en desuso, por su parte el método de rotación es el que se utiliza en la mayoría de los casos.

El método de rotación consiste en un sistema de tubos acoplados unos a continuación de otros que, impulsados por un motor, van girando y perforando hacia abajo. En el extremo se

halla una broca o trépano con dientes que rompen la roca, cuchillas que la separan y diamantes que la perforan, dependiendo del tipo de terreno. Además, existe un sistema de polea móvil del que se suspende el conjunto de los tubos que impide que todo el peso de los tubos –los pozos tienen profundidades de miles de metros–recaiga sobre la broca.

Para evitar que las paredes del pozo se derrumben durante la perforación y, al mismo tiempo, la estructura de los estratos del subsuelo permanezca inalterada, según se va perforando el pozo, éste va siendo recubierto mediante unas paredes –o camisas– de acero de un grosor de entre 6 y 12 milímetros.

Los cálculos realizados históricamente permiten afirmar que habitualmente una bolsa de petróleo sólo suele ser aprovechada entre un 25% y un 50% de su capacidad total. El petróleo suele estar acompañado en las bolsas por gas. Ambos, por la profundidad a la que se hallan, están sometidos a altas presiones–el gas, por esa circunstancia, se mantiene en estado líquido–. Al llegar la broca de perforación, la rotura de la roca impermeable provoca que la presión baje, por lo que, por un lado, el gas deja de estar disuelto y se expande y el petróleo deja de tener el obstáculo de la roca impermeable y suele ser empujado por el agua salada que impregna generalmente la roca porosa que se encuentra por debajo de la bolsa de petróleo. Estas dos circunstancias hacen que el petróleo suba a la superficie.

No obstante, llega un momento en que la presión interna de la bolsa disminuye hasta un punto en que el petróleo deja de ascender solo -y, por otro lado, el gas, cada vez menor, deja de presionar sobre el crudo–, por lo que hay que forzarlo mediante bombas para que suba. Este bombeo se realiza hasta el momento en que el coste del sistema de extracción es mayor que la rentabilidad que se obtiene del petróleo, por lo que el pozo es abandonado.

Para aumentar la rentabilidad de un yacimiento se suele utilizar un sistema de inyección de agua mediante pozos paralelos. Mientras que de un pozo se extrae petróleo, en otro realizado cerca del anterior se inyecta agua en la bolsa, lo que provoca que la presión no baje y el petróleo siga siendo empujado a la superficie, y de una manera más rentable que las bombas. Este sistema permite aumentar la posibilidad de explotación de un pozo hasta, aproximadamente, un 33% de su capacidad. Dependiendo de las características del terreno, esta eficiencia llega al 60%.

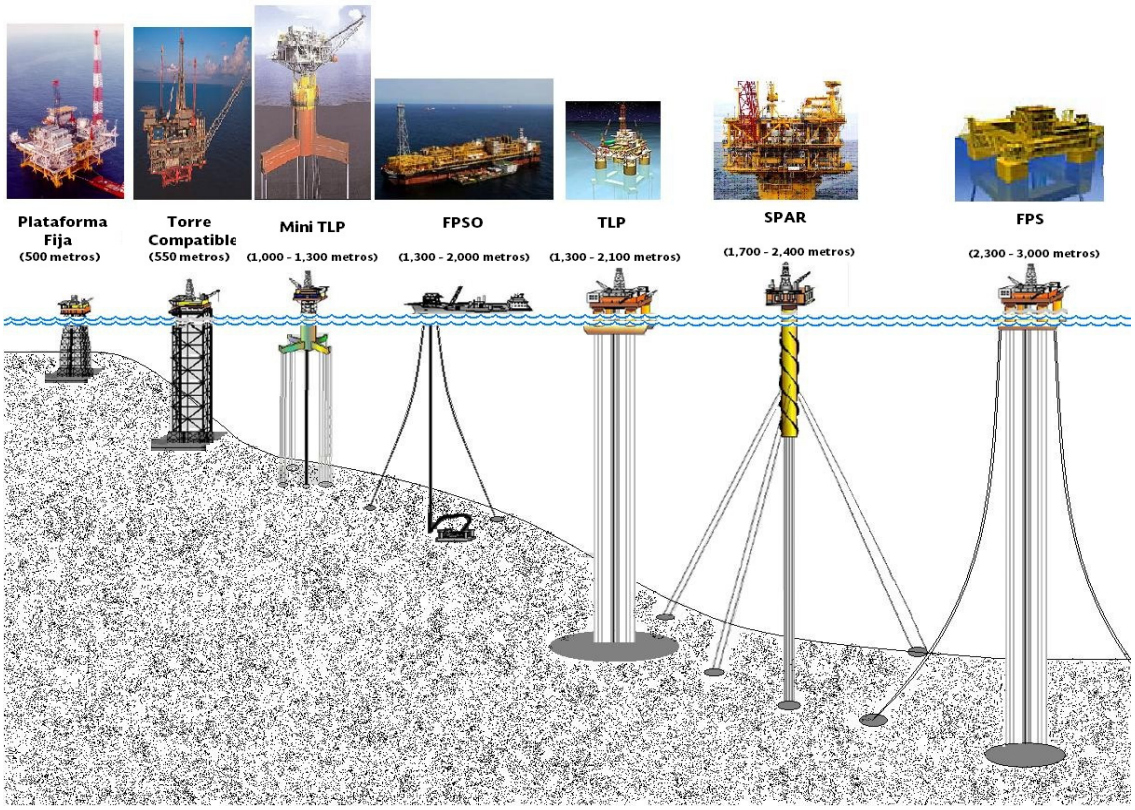
En yacimientos con petróleo muy viscoso (con textura de cera) se utiliza la inyección de vapor, en lugar de agua, lo que permite conseguir dos efectos: por un lado, se aumenta, igual que con el agua, la presión de la bolsa de crudo para que siga ascendiendo libremente; y por otro, el vapor reduce la viscosidad del crudo, con lo se hace más sencilla su extracción, ya que fluye más rápidamente.

El avance en las técnicas de perforación ha permitido que se puedan desarrollar pozos desde plataformas situadas costa afuera (off-shore), en aguas de una profundidad de varios cientos de metros. En ellos, para facilitar la extracción de la roca perforada se hace circular constantemente lodo a través del tubo de perforación y un sistema de toberas en la propia broca. Con ello, se han conseguido perforar pozos de 6,400 metros de profundidad desde el nivel del mar, lo que ha permitido acceder a una parte importante de las reservas mundiales de petróleo.

Las plataformas de perforación submarina disponen entre sí de unos elementos comunes, indispensables para cumplir su función. Por ello, el aspecto de todas es muy parecido: llevan una o dos torres de sondeo, e instalaciones de producción de energía y accionamiento, bombas y estanques del lodo de circulación; almacenes, talleres, laboratorio y oficinas. Además, alojamientos para el personal y pista para helicópteros, que garantizan su enlace con tierra firme. La característica importante que sirve para clasificarlas es la forma como se fijan en el lugar de trabajo, pues mientras unas flotan y se fijan con anclas, otras se apoyan

firmemente en el fondo del mar. Se pueden considerar los siguientes tipos: buques-sonda, plataformas sumergibles, plataformas autoelevables, plataformas flotantes semisumergibles y barcazas, (véase Figura 7.1).

Figura 7.1
Profundidades estándar de plataformas marinas



TLP: Plataforma de Pierna Tensora.
FPS: Sistema de Producción Flotante.
FPSO: Sistema de Producción Flotante y Descarga.
Fuente: Adaptada al español de www.psmag.com.

Las cuencas petroleras promisorias, tanto a nivel nacional como internacional, se encuentran cada vez más en áreas de geología compleja o en aguas profundas, lo que requiere nuevas formas de adquisición sísmica; nuevas herramientas de perforación y terminación de pozos; tecnologías para la perforación de pozos no convencionales (horizontales, multilaterales, de alcance extendido, tecnología de perforación para ambientes de alta presión-alta temperatura, entre otros); nuevas tecnologías para explotar campos de aceite pesado y extra-pesado; tecnologías para explotar campos en aguas ultra-profundas, entre las más importantes.

7.1.2 Perforación horizontal y fractura hidráulica "multi-fracking"

La tecnología de perforación horizontal se le llama al proceso de perforación de pozos petroleros o de gas desde la superficie hasta una ubicación justo encima de las reservas de hidrocarburos llamado punto crítico, de tal manera que existe una desviación del pozo desde el plano vertical haciendo una curva para introducirse en el depósito a través de un punto de entrada con una inclinación casi horizontal.

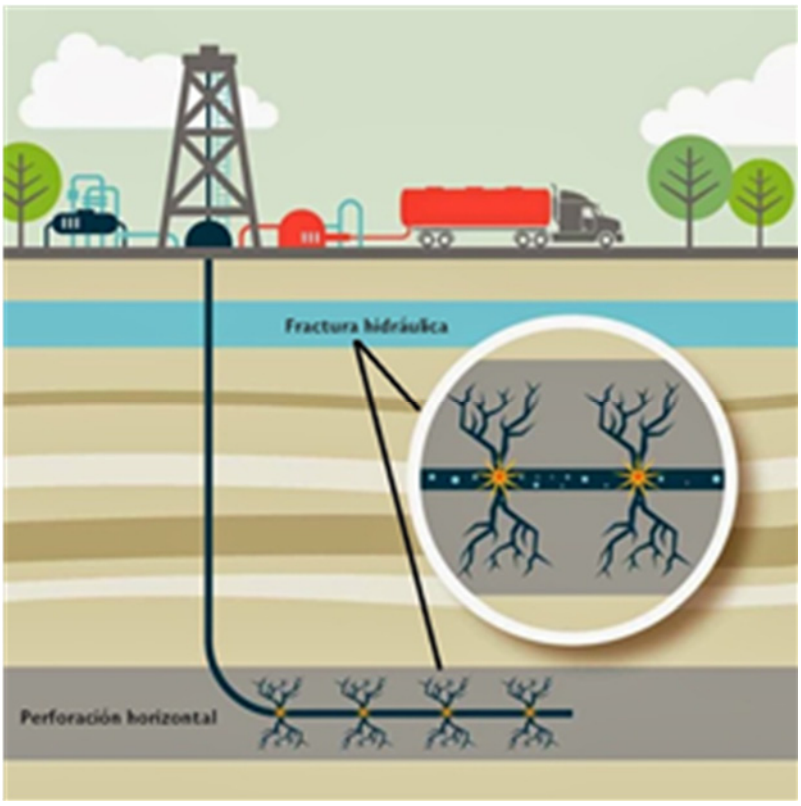
Los beneficios de la perforación horizontal se dirigen a explotar un yacimiento con un número significativamente menor de pozos el cual puede extraer un mayor volumen en comparación con un pozo vertical, de tal manera que la superficie total utilizada de una operación de petróleo o gas puede reducirse mediante el uso de pozos horizontales. Otro beneficio es que ésta técnica puede revertir o retrasar significativamente la aparición de problemas de producción que provocan bajas tasas de producción, baja eficiencia de extracción y/o abandono prematuro. Con la perforación horizontal se puede mejorar significativamente la recuperación de petróleo y gas, así como el retorno de inversión y la rentabilidad total. Durante la perforación de la sección horizontal permite utilizar fluido de perforación de menor densidad, lo que puede permitir la extracción de petróleo durante las operaciones de perforación e impidiendo un daño menor que normalmente se produce cuando la densidad del líquido de perforación debe ser suficientemente alta para mantener la presión del pozo mayor que la presión de formación.

Una de las novedosas técnicas que han surgido en la perforación de pozo no convencionales es la fractura hidráulica, que asociada a la perforación horizontal, permiten obtener mayores niveles comerciales. La fractura hidráulica es un proceso que permite aumentar el flujo de petróleo y gas de un pozo. Para lograr esto, es indispensable el uso de agua y aditivos químicos que es inyectado a presiones superiores a la resistencia de la roca en la cual se encuentra el petróleo y el gas. Esta técnica permite abrir o fracturar la roca la cual puede extenderse por cientos de metros en un pozo. Para llevar a cabo esto, son necesarios millones de litros de agua dulce mezclada con aditivos químicos que pueden dañar el medio ambiente.

La fractura hidráulica combinada con la perforación horizontal permite producir hidrocarburos no convencionales (por ejemplo gas de litutas o esquistos de petróleo) ricas en materia orgánica que previamente fueron improductivas en los campos de petróleo y gas, (véase Figura 7.2).

El tema medioambiental por el uso de grandes cantidades de agua y agentes químicos debe ser regulado con el objetivo de prevenir impactos adversos al medio ambiente y a la salud humana. Otros factores importantes para lograr el éxito de la perforación horizontal y fractura hidráulica son la construcción de infraestructura de transporte (carreteras, tren u oleoductos y acueductos) los cuales son indispensables para el manejo de los insumos y productos de las instalaciones petroleras.

Figura 7.2
Perforación horizontal y fractura hidráulica



Fuente: Imagen tomada de http://jsaxef.blogspot.mx

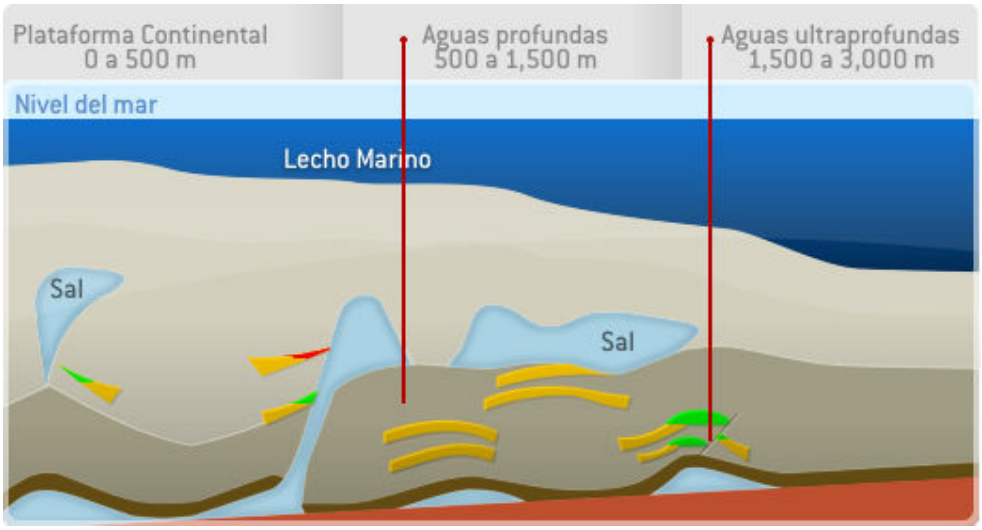
7.1.3 Aguas profundas

La exploración de hidrocarburos cada vez es más intensiva en zonas de difícil acceso debido a la declinación de campos petroleros localizados en tierra. La tecnología que se utiliza en la explotación de petróleo en campos en tierra no presenta mayores retos, sin embargo la explotación en los campos localizados costa afuera con profundidades considerables aún presenta grandes retos para su desarrollo. Los principales países productores en aguas profundas son Brasil, Nigeria, Estados Unidos, Angola, Egipto, Gran Bretaña, Noruega, India, Filipinas y Guinea Ecuatorial.

La tecnología de explotación costa afuera tiene una madurez en profundidades de campos someros, sin embargo mayores esfuerzo se han desarrollado en campos petroleros localizados en sitios denominados de aguas profundas con tirantes entre 500 metros y 1,500 metros, y aguas ultraprofundas alcanzando tirantes hasta de 3,000 metros, (véase Figura 7.3). Los problemas que se enfrentan en aguas profundas y ultraprofundas se refieren a condiciones de alta presión, cambios de temperatura, suelos de consistencia blanda, georiesgos de mayor complejidad, corrientes oceanográficas suaves y alta sensibilidad a factores medio ambientales. Los retos que se relacionan a estos problemas es la factibilidad de extraer el flujo desde el pozo hasta las plataformas y sistemas de producción, la caracterización de los peligros, la planeación diseño y ejecución de los trabajos de perforación y terminación de los pozos, caracterización del comportamiento de los sistemas de producción en las condiciones particulares de los ámbitos de explotación y la generación de normas basadas en riesgo y confiabilidad para el diseño y evaluación de estos sistemas.

Es importante resaltar que la tecnología para la explotación de campos en aguas profundas fue desarrollada originalmente por Compañías Operadoras, sin embargo en la actualidad está siendo desarrollada principalmente por las compañías proveedoras, por lo que la explotación de los hidrocarburos en las diferentes regiones del mundo, exige generar las capacidades para su evaluación, selección, adecuación, desarrollo y operación, considerando las condiciones propias de cada región.

Figura 7.3
Caracterización de aguas profundas y ultraprofundas



Fuente: Petróleos Mexicanos.

Para la explotación en aguas profundas, existen problemáticas que deben resolverse para tener éxito en la producción de hidrocarburos, en los que se encuentran la geotecnia, la oceanografía y la meteorología, los sistemas flotantes, los sistemas submarinos, los ductos y *risers*, los materiales, los equipos sobre cubierta, los controles, los riesgos y la confiabilidad, y la inspección y el mantenimiento. Asimismo, existen riesgos que las compañías de explotación en aguas profundas deben considerar en sus proyectos, los cuales son: riesgos geológicos, riesgos de operación y riesgos financieros.

El tipo de tecnología que se emplea en aguas profundas es muy especializada por el tipo de condiciones extremas en la que se encuentran los recursos petroleros. Esta tecnología se traduce en altos costos de adquisición y operación, debido a la disponibilidad limitada de los mismos en el mercado en donde los tiempos de entrega están en función de la demanda originada por la actividad petrolera internacional. Este es el caso de las plataformas de perforación o buques perforadores especializados, los cuales son rentados para los trabajos exploratorios y de producción en aguas profundas, por lo que de acuerdo a PEMEX, éstos representan un costo entre 480 mil y 530 mil dólares diarios[134].

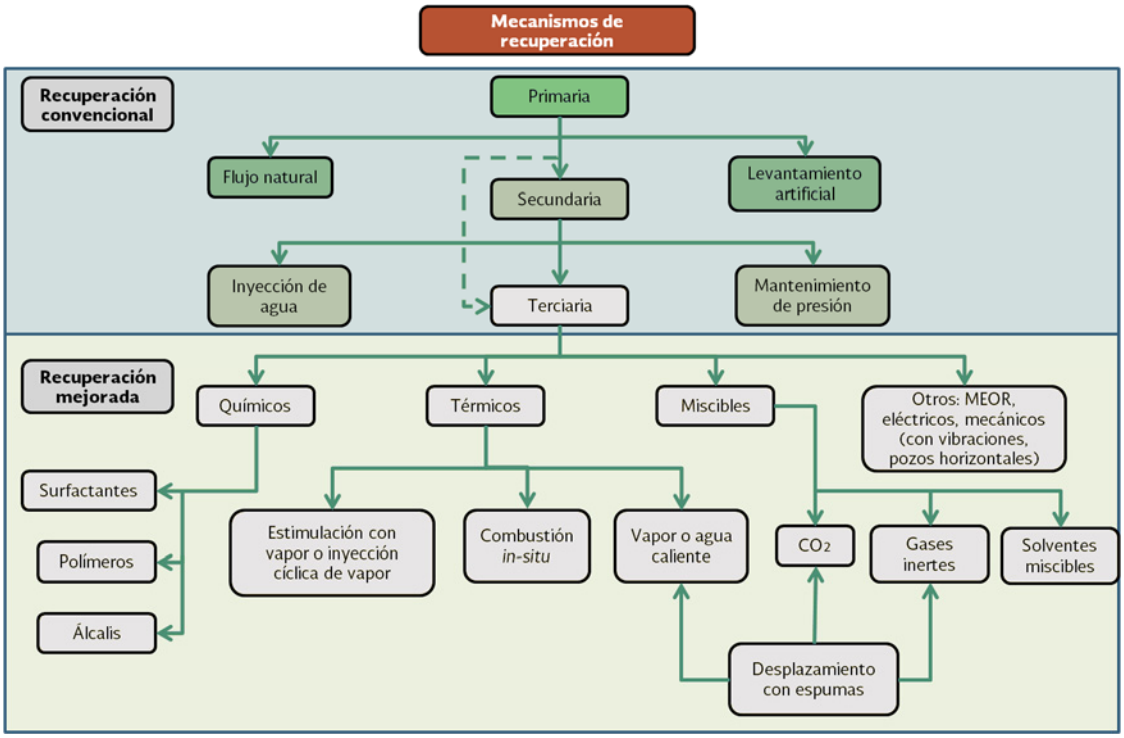
7.1.4 Tecnologías y procesos de recuperación mejorada y avanzada

En el proceso de extracción (o recuperación) de petróleo existen tres mecanismos fundamentales: primaria, secundaria y terciaria. Cada una de éstos presenta distintos métodos para el mayor aprovechamiento de hidrocarburos en los yacimientos. La recuperación es primaria cuando al iniciar la producción del yacimiento, la presión de los fluidos al interior es suficiente para forzar la salida natural del petróleo a través del pozo. Durante la vida

[134] http://www2012.pemex.com/index.cfm?action=news&sectionID=8&catID=11300&contentID=17758

productiva del yacimiento la presión desciende, por lo que es entonces cuando se requiere de la recuperación secundaria, la cual consiste en la inyección de agua o de gas para compensar la pérdida de presión del pozo dando como resultado la estabilización de la producción. Al paso del tiempo, la reducción de presión sigue reduciéndose y es entonces cuando se utilizan mecanismo de recuperación terciaria o mejorada, la cual tiene varios métodos entre los que se encuentran el uso de químicos como los polímeros y surfactantes, térmicos (estimulación con vapor y combustibles en sitio), miscibles (hidrocarburos solventes), microbiales, eléctricos, vibracionales, de perforación horizontal, entre otros, (véase Figura 7.4).

Figura 7.4
Clasificación tradicional de los métodos de recuperación



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Los métodos de recuperación mejorada permiten extraer volúmenes de petróleo que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria o secundaria). Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía entre 60% y 80% del crudo originalmente en sitio; esto se debe a que los métodos de recuperación primaria y secundaria están limitados por factores de la escala de los poros y la baja permeabilidad en zonas donde hay baja permeabilidad.

Los métodos térmicos se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados, mientras que los procesos de desplazamiento con productos químicos y gases miscibles son usados en aceites que van de intermedios a ligeros. Estos métodos tienen la menor incertidumbre y proporcionan cerca del 70% de la producción mundial provenientes de métodos de recuperación mejorada[135].

En lo que corresponde a la recuperación avanzada, ésta se refiere a técnicas que pueden incluir la recuperación secundaria y los métodos de recuperación mejorada, por lo que abarca un

[135] Comisión nacional de Hidrocarburos (CNH), El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR, 2012

amplio rango de actividades de ingeniería petrolera tales como estrategias operacionales relacionadas para incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales, polímeros para el control de movilidad; así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos[136].

Los avances tecnológicos en la exploración, perforación y producción han crecido de manera extraordinaria en las últimas décadas, de tal manera que los costos en el descubrimiento y desarrollo de petróleo se han reducido considerablemente. De acuerdo a análisis de la Agencia Internacional de la Energía, los costos se redujeron de 21 US$ por barril en a inicios de los 80's hasta 6 US$ por barril a finales de los 90's. Por lo anterior, se prevé que los métodos de recuperación mejorada tendrán un impacto favorable en los costos de extracción lo que hará que los proyectos de recuperación sean más eficientes y con menores riesgos de inversión.

7.2 Tecnologías de refinación de petróleo

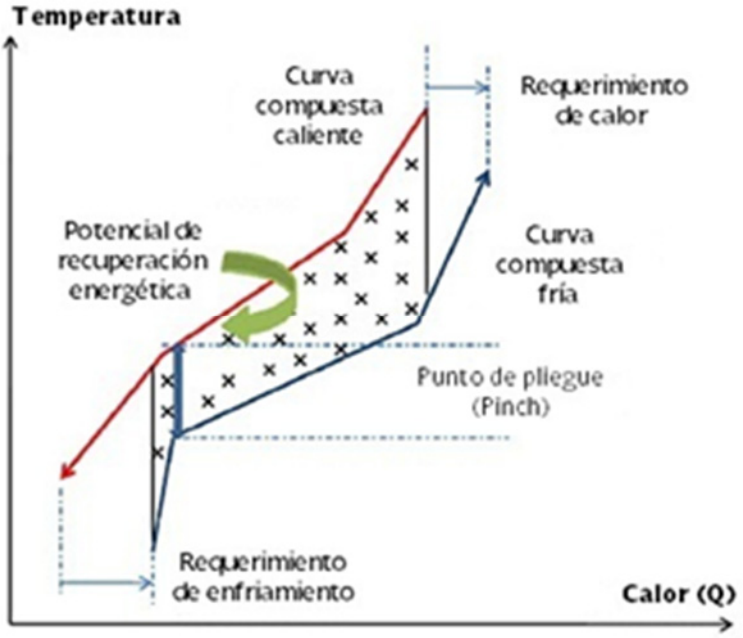
7.2.1 Optimización de procesos en refinación de petróleo

Como resultado de la crisis petrolera de los años 70's, se empezaron a desarrollar herramientas para el uso más eficiente de la energía en plantas industriales, y la industria de la refinación fue la excepción. La optimización de los procesos de refinación no solo se refiere a introducir mejores prácticas operativas, sino a las mejoras tecnológicas para lograr, entre otros aspectos, reducir la intensidad energética, aumentar los rendimientos, mantener la continuidad operativa y reducir las emisiones contaminantes. Para lograrlo, se cuentan con diversas técnicas en distintos procesos en la refinación de petróleo, entre los que se encuentran: optimización de redes de intercambio de calor (Pinch Tecnology), redes de hidrógenos, redes de agua, tecnología de fondo de barril (Bottom-of-the-barrel) y análisis de segunda ley termodinámica (exergia)[137], por mencionar algunos .

La tecnología para la optimización de redes de intercambio de calor en las plantas industriales se ha aplicado ya desde hace unas décadas atrás. Esta tecnología (o método de análisis) se desarrolla a partir de una metodología sistemática para la integración energética de los procesos unitarios de una planta industrial, minimizando la inversión de capital.[138] La metodología cuantifica los servicios que existen en la plata industrial (agua, vapor, servicios de calentamiento y enfriamiento) y se analizan los requerimientos de intercambio de calor de la planta con el objetivo de disminuir las necesidades de fuentes externas de calor o enfriamiento. Con el adecuado diseño de las redes de intercambio de calor, esta metodología indica de qué modo se pueden aprovechar las corrientes frías y calientes de los procesos industriales. El procedimiento consiste en diferentes etapas; inicialmente se determina la temperatura de pliegue y el calentamiento mínimo de enfriamiento y calentamiento estableciendo las curvas compuestas, por lo que el diseño de la red de intercambiadores permite situar los mismos dentro del proceso, (véase Figura 7.5).

[136] Idem.
[137] Ricardo Rivero, El Análisis de Exergia, Revista del Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos, Año XXXV, Vol. 11, Noviembre 1994, páginas 14-27.
[138] Bodo Linnhoff and John R. Flower "Synthesis of heat exchanger networks: I. Systematic generation of energy optimal networks", AIChE Journal Vol 24, Issue 4, July 1978, pages: 633–642.

Figura 7.5
Curva compuesta de un análisis de pliegue (Pinch) de intercambio térmico



Fuente: Secretaría de Energía.

La metodología Pinch ha sido aplicada en procesos de transferencia de masa, recuperación de hidrógeno, minimización de uso de agua y diseño de procesos de destilación[139], por lo que su desarrollo ha sido extensamente aplicado en muchos procesos industriales.

Una de las derivaciones de la metodología Pinch, es la técnica de optimización de las corrientes de hidrógeno (H_2) en la refinación de petróleo.[140] El incremento de la demanda de H_2 se debe a la producción cada vez mayor de combustibles como las gasolinas y el diésel con especificaciones más estrictas, por lo que el adecuado uso del H_2 se refleja en los costos asociados a la producción de dichos combustibles. Por esta razón, las refinerías han utilizado la metodología de análisis de pliegue de hidrógeno (H_2 Pinch Analysis) para la optimización de H_2. El procedimiento de análisis es similar al de red de intercambio de calor, en donde se construye una curva compuesta de las fuentes y los consumidores de H_2. La curva de fuentes de H_2 se realiza por la suma de cada fuente de H_2 basada en sus concentraciones, mientras que la curva de consumo de H_2 se realiza por la suma de consumidores de H_2.

Otra derivación de la metodología Pinche es el análisis de minimización de uso de agua o análisis del pliegue de agua (conocido en inglés como Water Pinch Analysis) en los procesos industriales. En el contexto de la integración de procesos, los materiales reutilizados se refieren al esquema en donde el fluente de un proceso unitario es canalizado a otra unidad y éste reingresa a la unidad donde previamente fue usado; mientras la recirculación permite al efluente ser reingresado a la unidad donde fue previamente usado.[141] Cuando el máximo potencial por el reuso o reciclado directo del efluente es desgastado, éste puede ser enviado para su regeneración o una unidad de intercepción (unidad de purificación para mejorar su calidad) de tal manera que pueda ser reutilizado. Para localizar el mínimo flujo de agua (o

[139] K. Liebmann, V.R. Dhole. M. Jobson, Integrated design of a conventional crude oil distillation tower using pinch analysis, Chemical Engineering Research and Design, Vol. 76, issue 3, March 1998, pages 335-347.
[140] Li Zhenmin, Pinch analysis of hydrogen system in refineries, Computer Aided Chemical Engineering, Vol. 15, 2003, pages 952-955.
[141] Wang, Y. P. and Smith, R. (1994). Wastewater minimization. Chemical Engineering Science. 49: 981-1006.

punto de pliegue de agua) en los procesos industriales, es necesario construir una curva compuesta de las fuentes de agua y los sumideros de agua de tal manera que permitan identificar la cantidad de efluente que puede ser recuperado o ahorrado. Esta metodología ha sido aplicada en los procesos de refinación de petróleo, en donde los ahorros de la cantidad de agua utilizada en los procesos unitarios son alrededor de 40%[142]. Por otro lado, la creciente preocupación en la producción de combustibles de mayor calidad[143], la sustitución de crudos ligeros por cada vez más pesados, y la creciente demanda de combustibles ligeros e intermedios han obligado a desarrollar técnicas para el mejoramiento en la refinación de petróleo. Este es el caso de la optimización de fondo de barril (Bottom-of-the-barrel), la cual consiste en el máximo aprovechamiento de los residuos de los procesos de destilación a vacío y que pueden presentar hasta 30% del petróleo crudo que alimenta en la refinería. Para atender los requerimientos de mejora de la refinería, existen varios procesos de fondo de barril de los cuales han surgido tecnologías avanzadas en el campo de los catalizadores que permiten convertir en un alto porcentaje los residuos pesados en productos ligeros, entre los que se encuentran las reductora de viscosidad (visbreaking), el hidrocraqueo de residuos de vacío, la desintegración de crudo pesado, la coquización retardada, el craqueo catalítico fluidizado, o la integración de procesos entre ellos mismos.

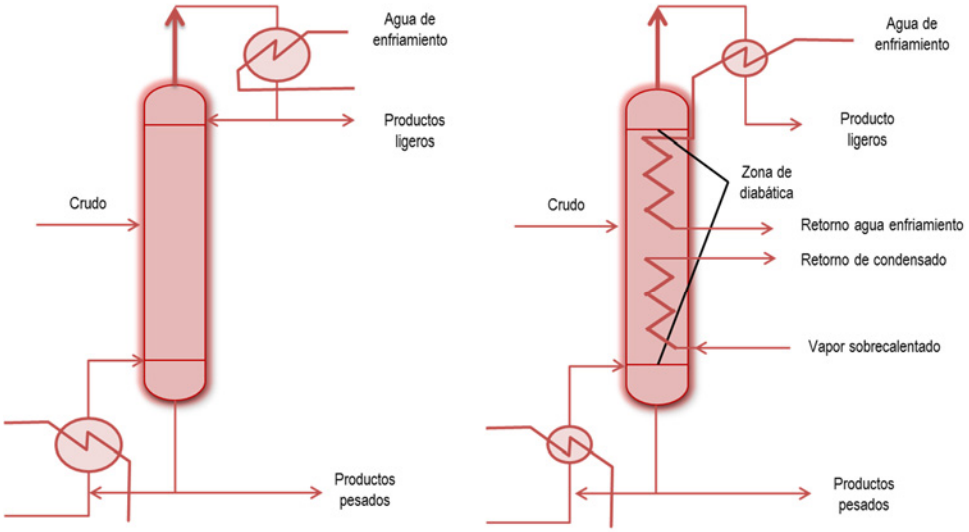
Finalmente existe una nueva herramienta de análisis para la optimización de sistema y procesos industriales llamados análisis de segunda ley termodinámica o análisis de exergia.[144] El análisis de exergia tiene una aceptación universal en la evaluación de la eficiencia de cualquier proceso industrial, ya que es útil para alcanzar un uso más eficiente de los recursos energéticos, debido a que permite la localización y determinación de tipos y magnitudes de las pérdidas de energía. Es decir, el análisis de exergia identifica las partes de los procesos que pueden ser optimizados debido a la cantidad de energía desaprovechada por encontrase en desequilibrio con el medio ambiente. La aplicación de análisis de exergia se extiende a un sin número de procesos industriales, en donde los procesos de refinación y químicos no han sido la excepción.[145][146][147] Las investigaciones realizadas para identificar el potencial de mejoramiento de los procesos de refinación se han dirigido a distintas unidades de proceso tales como: destilación combinada, unidades de nafta hidrodesulfurada y reformada, cracking catalítico, reductoras de viscosidad y unidades de fuerza. Además de las aplicaciones que tiene el análisis de exergia para el uso eficiente de energía, también pueden combinarse con los análisis económicos, llamados análisis exergoeconómicos[148].

[142] S. Mohammadnejad, G.R. Nabi Bidhendi, N. Mehrdadi, Water pinch analysis in oil refinery using regeneration reuse and recycling consideration, Desalination, Volume 265, Issues 1–3, 15 January 2011, pages 255–265.
[143] Producción de combustibles con menor contenido de azufre.
[144] La exergia de un sistema es una medida de la Calidad de la energía que contiene y de su alejamiento con respecto al medio ambiente que lo rodea. En términos técnicos, la exergia es una propiedad termodinámica de un sistema cuyo valor es igual al trabajo máximo que puede obtenerse del sistema como resultado de sus condiciones de temperatura, presión, composición, posición, velocidad, etc., con respecto a un sistema de referencia especificado.
[145] Ricardo Rivero, Application of the exergy concept in the petroleum refining and petrochemical industry, Energy Conversion and Management, Vol. 43, 2002, pages 1199-1220.
[146] U.S Department of Energy, Chemical Bandwidth Study, "Exergy Analysis: a Powerful Tool for Identifying Process Inefficiencies in the U.S Chemical Industry, December 2006.
[147] Silvio de Oliveira Jr, Exergy evaluation of petroleum production and refining processes, Green Energy Technology, Volume 63, 2013, pages 111-159.
[148] Ricardo Rivero, Anáilsis exergoeconómico de procesos, revista del Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos, Año XXXVI, Vol. 7-8, Julio-Agosto 1995, páginas 19-24.

7.2.2 Sistemas Energéticos Avanzados

Columnas de destilación con calor integrado (destilación diabática).

Los ahorros de energía en los procesos de destilación son inevitables al considerarse uno de los mayores consumidores de energía en la industria de la refinación de petróleo. Para mejorar la eficiencia energética de los procesos de destilación, se han propuestos modificaciones a la tecnología de destilación convencional, tal como la integración de calor en las columnas de destilación (conocidas como columnas de destilación diabáticas) [149]. Este proceso consiste en efectuar transferencias de calor dentro de la columna de destilación con el fin de reducir la degradación de la energía y disminuir el impacto ambiental del proceso, (véase Figura 7.6). Aquí, la transferencia de calor se lleva a cabo a través de los platos de destilación en las secciones de rectificación y enriquecimiento, por lo que los equipos de calentamiento (rehervidor) y de enfriamiento (condensador) son en su caso de menor diseño o eliminados, por lo que el suministro y extracción de energía son los necesarios para llevar a cabo su función. De acuerdo a investigaciones, las columnas de destilación pueden reducir hasta 50% de la energía requerida, lo que se traduce en un considerable beneficio económico y medio ambiental[150].



Fuente: Secretaría de Energía.

Destilación reactiva

La destilación reactiva es un proceso en el cual ocurre simultáneamente la reacción química y la separación de productos. Esta es sin duda una de las tecnologías que más ventajas potenciales ofrece para la síntesis química con relación con los procesos convencionales, donde la reacción y la separación se llevan a cabo secuencialmente. Una de las principales ventajas de los procesos realizados por destilación reactiva es la eliminación de equipos para la recuperación de productos y para la recirculación de reactivos no convertidos, lo que lleva a

[149] Le Goff, P., Ramadane, A., Rivero, R., Cachot, T. Diabatic distillation: simulation-optimization of a column with integrated heat excahngers, Institution of Chemical Engineers Symposium Series, Volume 1, Issue 128, 1992, Pages A77-A90.
[150] Ricardo Rivero, Application of the exergy concept in the petroleum refining and petrochemical industry, Energy Conversion and Management, Vol. 43, 2002, pages 1199-1220.

la disminución en la inversión de capital, los costos de operación y al ahorro de energía por el aprovechamiento de calor de reacción.

Esta tecnología es considerada medio ambientalmente amigable o "tecnología limpia", porque su implementación genera un menor impacto ambiental en comparación con los procesos convencionales.

El análisis en destilación reactiva es considerablemente más compleja que en destilación convencional y debido a las diferencias entre los diversos tipos de reacción (exotérmicas, irreversibles, etc.) la generalización de reglas de diseño es difícil y cada sistema reactivo debe ser analizado de forma muy particular. Las principales líneas de investigación de esta tecnología son en el diseño, modelado, simulación, control y análisis de fenómenos no lineales como multiplicidad de estados y dinámica no lineal.

Catalizadores para refinación de petróleo.

Los esfuerzos mundiales por reducir la contaminación atmosférica causada por el contenido de azufre en los combustibles para vehículos, así como el cambio hacia procesamiento de crudos más pesados, hacen que sea importante desarrollar investigaciones sobre catalizadores que permitan cumplir con las especificaciones ambientales. Los catalizadores son materiales que facilitan la aceleración de una reacción química y que éste no se modifica durante la misma; el proceso por el cual existe una transformación química con ayuda de un catalizador se le llama catálisis.

La naturaleza química de los catalizadores es tan diversa como la catálisis misma, aunque pueden hacerse algunas generalizaciones. Los ácidos próticos son probablemente los catalizadores más ampliamente usados, especialmente para muchas reacciones que involucran agua, incluyendo la hidrólisis y su inversa. Los sólidos multifuncionales a menudo suelen ser catalíticamente activos, por ejemplo las zeolitas, la alúmina y ciertas formas de carbono grafítico. Los metales de transición son utilizados a menudo para catalizar reacciones redox (oxigenación, hidrogenación). Muchos procesos catalíticos, especialmente los que involucran hidrógeno, requieren metales del grupo del platino.

Los catalizadores son importantes en la refinación de petróleo ya que son detonadores del mejoramiento de los procesos de producción de combustibles cada vez de mayor cantidad y calidad tales como las gasolinas y el diésel. Los catalizadores pude permitir a las refinerías de petróleo obtener más gasolina a partir de un barril de crudo, de tal manera que aumenta la eficiencia en la producción de combustibles. Se espera que la demanda de catalizadores en la industria de refinación de petróleo sea muy importante debido al crecimiento de la producción de productos refinados alrededor del mundo.

Existen diferentes procesos en la refinación de petróleo los cuales utilizan catalizadores para el mejoramiento de sus procesos, y aquí se mencionan algunos de ellos:

- *Desintegración*. Este proceso permite transformar moléculas pesadas en combustibles ligeros y el proceso de conversión se conoce como proceso Craqueo Catalítico Fluidizado (o en inglés como Fluid Catalytic Cracking - FCC). Inicialmente, los catalizadores utilizados en estos procesos eran arcillas acidificadas, pero en la actualidad han sido reemplazadas por aluminosilicatos microcristalinos sintéticos, denominados zeolitas o mallas moleculares.
- *Reformación de gasolinas*. Este proceso permite aumentar el rendimiento de gasolinas así como el número de octano en ellas. Los catalizadores utilizados en este proceso son a base de platino (Pt) cuya concentración es del orden de 0.3% más un segundo metal (renio, iridio, estaño) ambos soportados en una alúmina (Al_2O_3) de transición.

- *Hidrotratamientos*. Los procesos denominados de hidrotratamiento tienen como finalidad la eliminación de impurezas como azufre, nitrógeno, oxígeno, níquel o vanadio. Los catalizadores utilizados son sulfuros de molibdeno y cobalto o níquel.
- *Hidrogenación-deshidrogenación*. Estos procesos se utilizan generalmente para obtener olefinas para petroquímicos o como procesos de purificación. Los catalizadores que se usan son a base de níquel, platino u óxidos de cromo y hierro.
- *Oxidación*. Mediante este proceso, las olefinas y aromáticos se transforman en aldehídos, alcoholes, cetonas, peróxidos y óxidos que tienen gran demanda en petroquímica. Los catalizadores son óxidos de algún metal.
- *Alquilación*. El producto es un hidrocarburo saturado altamente ramificado que se utiliza para incrementar el índice de octano de la gasolina. El catalizador debe ser de tipo ácido y los más utilizados son el tricloruro de aluminio con ácido clorhídrico, así como el ácido sulfúrico y el ácido fluorhídrico.
- *Isomerización*. La fracción de 5 y 6 átomos de carbono que viene naturalmente en la gasolina, se isomeriza para dar productos de gran octanaje que después se mezclarán con gasolinas de bajo índice de octano. El catalizador utilizado hace años fue AlCl3. En la actualidad, se usa platino en zeolitas.

De acuerdo a la Agencia Internacional de la Energía, mayor investigación y desarrollo en procesos de catálisis es necesario para mejorar el rendimiento de los procesos de 65% a 80% en 2020[151]. Tal es el caso en la industria de la refinación que busca la necesidad de mayor conversión de sus unidades de proceso al desarrollar nuevos catalizadores para reducir los tiempos y costos de producción.

Gasificación Integrada

Las continuas presiones medioambientales y la competencia de los combustibles en el mercado energético inducen a la industria de la refinación a hacer grandes inversiones para la elaboración de refinados de mayor calidad por medio de tecnología avanzada. En este sentido, la instalación de procesos energéticos avanzados tal como la tecnología de gasificación integrada a ciclos combinados (IGCC, por sus siglas en inglés) se ha mostrado como una alternativa para el aprovechamiento de residuos pesados en la refinación de petróleo, además de que ésta tecnología se ha incrementado paulatinamente a nivel mundial. Es el caso de países como Francia, Polonia, Italia, India y los Estados Unidos en donde cuentas con plantas IGCC en refinerías de petróleo.

Una de las tecnologías más empleadas para la generación de electricidad es la tecnología de Ciclo Combinado (CC). Esta tecnología se compone por dos procesos: un ciclo de potencia a base de combustible (gas natural) y un ciclo de potencia a base de vapor de agua. Como resultado de su alta eficiencia, la disminución de gases contaminantes y el bajo costo de producción, la tecnología CC ha sido la mejor alternativa para la generación de energía eléctrica y potencia[152]. En este sentido, se han desarrollado optimizaciones en su proceso, logrando elevar su eficiencia termodinámica y la reducción en la demanda de combustible (gas natural) [153]. Una de esas optimizaciones es el aprovechamiento de combustibles pesados por medio del proceso de gasificación. Los combustibles como el carbón, residuos de vacío, combustibles líquidos (combustóleos), asfaltos, gas de refinería o coque de petróleo pueden ser aprovechados para la producción de gas de síntesis o syngas (synthesis gas), el cual es una mezcla de H_2 y monóxido de carbono (CO) y que es suministrado como combustible limpio en

[151] Energy Technology Perspectives 2012, Pathway to a Clean Energy System, International Energy Agency.
[152] J. E. Marín-Sánchez, M. A., Rodríguez-Toral, An estimation of cogeneration potential by using refinery residuals in Mexico, Energy Policy, Volume 35, issue 11, November 2007, pages 5876-5891.
[153] C. Navarro, Zhigang Shang, H. Wei, Optimization of integrated gasification combined cycles in refineries, Computer Aided Chemical Engineering, Volume 20, 2005, pages 205-210

el CC. Esta nueva modalidad se conoce como plantas de gasificación integrada a ciclos combinados (IGCC).

El proceso de gasificación de productos pesados como el asfalto, coque de petróleo y residuos de vacío resultan atractivos en la industria de la refinación. Estos permiten obtener beneficios económicos por la generación de H_2 (necesario en sus procesos para la obtención de gasolinas más limpias) y en la generación de energía eléctrica.

Para la construcción de una planta IGCC se deben considerar distintos aspectos como son la oportunidad en el mercado, la aprobación técnica de la tecnología, la competencia con otros combustibles, los costos de capital y el tipo de financiamiento. Inicialmente, si no existe un mercado aprovechable sin lugar a dudad las IGCC carecen de oportunidad para ser construidas, sin embargo esto parece ser lo contrario, pues al mediano plazo esta tecnología tendrá un fuerte desarrollo y podrá presentarse como una tecnología madura y competitiva en el mercado. La tecnología IGCC deberá estar aprobada técnica y económicamente para que sea posible su construcción en una refinería, por lo que un factor de riesgo que no permitiría su construcción es el elevado costo de su inversión. No obstante, la construcción de esta tecnología se sigue dando con éxito como el caso del proyecto en la Refinería y Terminal Jazan en Arabia Saudita, donde se pretende la instalación de la más grande complejo IGCC en el mundo el cual convertirá los residuos de vacío para generación eléctrica así como dar servicios a la refinería y además la exportación de electricidad de aproximadamente 2.4 GW a la ciudad de Jazan y sus regiones vecinas[154].

[154] http://www.kbr.com/newsroom/press-releases/2012/11/12/kbr-to-execute-feed-for-saudi-aramcos-jazan-igcc-project-project-to-be-largest-gasifier-based-power-facility-in-the-world/

ANEXO A. BALANCES NACIONALES HISTÓRICOS Y ESTADÍSTICAS COMPLEMENTARIAS DE PETRÓLEO PETROLÍFEROS, 2002-2012

Cuadro A. 1
Balance nacional de petróleo crudo, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación 2012/20	tmca 2002-2012
Disponibilidad[a]	**3,180.0**	**3,374.5**	**3,385.0**	**3,334.9**	**3,258.4**	**3,077.8**	**2,793.3**	**2,603.2**	**2,579.1**	**2,554.4**	**2,548.9**	**-0.2**	**-2.2**
Ligero	864.1	835.1	790.5	832.0	914.5	849.2	863.0	889.7	830.5	857.4	835.0	-2.6	-0.3
Pesado	2,024.0	2,293.9	2,346.5	2,257.8	2,077.6	1,992.2	1,757.8	1,551.5	1,522.9	1,482.8	1,500.3	1.2	-2.9
Superligero	282.6	234.1	228.3	235.1	248.9	225.3	148.9	154.0	209.1	203.9	195.0	-4.4	-3.6
Producción	3,177.1	3,370.9	3,382.9	3,333.3	3,255.6	3,075.7	2,791.6	2,601.5	2,577.0	2,552.6	2,547.9	-0.2	-2.2
Ligero[b]	846.6	810.7	789.6	802.3	831.5	837.7	815.5	811.8	792.3	798.3	834.0	4.5	-0.1
Pesado[b]	2,173.7	2,425.4	2,458.0	2,387.0	2,243.8	2,039.4	1,765.6	1,520.0	1,464.0	1,417.1	1,385.0	-2.3	-4.4
Superligero[b]	156.9	134.8	135.3	144.1	180.4	198.6	210.4	269.7	320.7	337.2	328.9	-2.5	7.7
Condensados incorporados al crudo	1.1	1.3	0.3	0.7	1.4	1.0	0.8	0.8	0.7	0.6	0.5	-24.4	-8.1
Gasolinas y naftas incorporadas al crudo	1.8	2.4	1.9	0.9	1.4	1.0	0.8	0.9	1.5	1.2	0.5	-58.1	-12.2
Inyección y traspaso	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.0	-	-	-	-	n.a	n.a.
Mermas por evaporación	13.8	13.6	13.4	13.9	13.8	13.5	12.8	13.6	13.4	10.6	12.3	16.6	-1.2
Derrame y otros conceptos	-1.3	-0.0	-0.0	-0.1	0.0	-1.1	-0.1	-0.4	0.2	-1.0	-0.1	-85.2	n.a.
Empaque neto de productos	0.1	0.1	0.3	-0.6	0.6	0.3	0.3	0.3	1.0	0.6	5.9	955.6	59.8
Variación de inventarios (en domos)	-5.2	-3.3	6.4	-3.7	2.7	-2.4	10.5	-7.2	1.6	-5.6	-2.3	-58.7	n.a.
Variación de inventarios (en campos)	-0.6	0.9	-0.5	0.3	0.3	-1.3	-0.0	1.0	-0.3	1.3	2.5	92.9	n.a.
Distribución	**3,163.1**	**3,357.6**	**3,362.7**	**3,319.9**	**3,233.7**	**3,057.8**	**2,754.2**	**2,593.5**	**2,548.7**	**2,515.2**	**2,479.3**	**-1.4**	**-2.4**
Ligero	864.0	834.9	786.1	812.5	884.9	841.5	849.0	885.8	822.6	837.7	808.2	-3.5	-0.7
Pesado	2,020.4	2,291.4	2,345.7	2,267.7	2,094.8	1,992.3	1,760.2	1,552.8	1,514.0	1,472.4	1,478.1	0.4	-3.1
Superligero	278.8	231.2	230.8	239.6	254.0	224.0	144.9	155.0	212.1	205.1	193.0	-5.9	-3.6
Entrega de crudo a plantas y maquila	1,446.9	1,509.3	1,489.1	1,487.3	1,444.6	1,356.5	1,347.3	1,361.8	1,190.7	1,172.3	1,211.0	3.3	-1.8
A refinerías	1,171.9	1,246.4	1,257.9	1,274.9	1,242.1	1,230.9	1,216.2	1,264.4	1,190.7	1,172.3	1,211.0	3.3	0.3
Ligero	817.8	809.5	758.2	728.4	720.8	722.1	695.4	773.6	747.2	737.3	705.5	-4.3	-1.5
Pesado	342.3	427.8	496.2	532.4	502.2	489.3	505.9	481.1	443.2	435.0	505.5	16.2	4.0
Superligero	11.8	9.1	3.5	14.1	19.2	19.5	14.8	9.7	0.4	-	-	n.a.	n.a.
A Maquila	130.4	112.5	97.4	81.4	80.2	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Superligero	22.2	4.7	6.5	6.5	5.0	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Pesado	108.2	107.8	90.9	74.9	75.2	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
A La Cangrejera	144.5	150.4	133.8	131.0	122.3	125.5	131.1	97.4	-	-	-	n.a.	n.a.
Ligero	-	-	-	-	98.7	78.8	131.1	97.4	-	-	-	n.a.	n.a.
Pesado	144.5	150.4	133.8	130.1	23.7	16.1	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Superligero	-	-	-	0.8	-	30.7	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
A U.P. La Venta	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
A terminales de exportación[c]													
Recibo	1,716.2	1,848.3	1,873.6	1,832.6	1,789.1	1,701.3	1,406.9	1,231.7	1,358.0	1,342.9	1,268.3	-5.6	-3.0
Istmo	46.1	25.4	27.9	84.1	65.5	40.6	22.5	14.8	75.5	100.4	102.6	2.2	8.3
Maya y otros	1,425.3	1,605.5	1,624.8	1,530.3	1,493.8	1,487.0	1,254.3	1,071.7	1,070.8	1,037.3	1,056.5	1.9	-2.9
Pesado R. Norte Altamira	16.9	13.8	13.3	15.0	14.4	12.8	10.7	12.8	13.1	14.2	18.7	31.4	1.0
Olmeca	244.8	217.4	220.8	218.1	229.8	173.8	130.1	145.2	211.7	205.1	193.0	-5.9	-2.3
Carga a exportación	1,714.0	1,847.2	1,877.0	1,826.4	1,796.9	1,692.3	1,407.4	1,232.3	1,358.4	1,344.6	1,262.9	-6.1	-3.0
Istmo	46.0	25.0	27.5	81.3	68.5	41.3	23.4	14.2	75.2	99.7	102.6	2.9	8.4
Maya	1,422.3	1,605.7	1,626.6	1,527.1	1,498.6	1,477.1	1,254.6	1,073.3	1,070.9	1,040.2	948.6	-8.8	-4.0
Pesado R. Norte Altamira	16.9	13.8	13.5	14.8	14.4	12.8	11.1	12.6	12.9	14.3	18.8	31.3	1.0
Olmeca	245.8	216.5	223.0	218.0	229.7	173.9	129.4	144.9	212.3	204.7	192.9	-5.8	-2.4
Movimiento de inventarios	2.2	1.0	-3.5	6.2	-7.8	9.0	-0.5	-0.7	-0.4	-1.7	5.4	-407.6	9.5
Istmo	0.2	0.4	0.5	2.8	-3.1	-0.7	-1.0	0.5	0.3	0.7	0.0	-95.3	-15.1
Maya	3.1	-0.4	-1.7	2.9	-4.8	10.0	0.1	-1.7	-0.3	-2.8	5.3	-287.9	5.3
Pesado R. Norte Altamira	-0.1	0.0	-0.1	0.3	0.0	-0.1	-0.3	0.2	0.2	-0.1	-0.1	18.5	n.a.
Olmeca	-1.1	0.9	-2.2	0.2	0.1	-0.1	0.7	0.3	-0.6	0.4	0.1	-67.9	n.a.
Diferencias total	7.5	5.5	2.7	5.0	7.3	8.9	15.5	1.6	13.8	28.9	46.3	60.0	19.9
Ligero	0.1	0.2	4.4	19.5	29.6	7.7	13.9	3.9	7.8	19.7	26.8	36.4	79.7
Pesado	3.6	2.5	0.8	-9.9	-17.2	-0.2	-2.4	-1.3	8.9	10.5	22.2	112.5	19.9
Superligero	3.8	2.9	-2.5	-4.5	-5.1	1.3	4.0	-1.0	-3.0	-1.2	-2.8	130.5	n.a.

[a] La disponibilidad está determinada por la suma de la producción, condensados, gasolinas y naftas.
[b] Volúmenes medidos a 20°C.
[c] Para obtener el volumen a 60 °F, multiplicar por 0.9966.
Fuente: PEMEX.

Cuadro A. 2
Balance nacional de petrolíferos, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**1363.8**	**1353.9**	**1385.5**	**1422.1**	**1460.7**	**1494.5**	**1540.2**	**1532.1**	**1519.0**	**1553.0**	**1588.6**	**1.5**
Producción	1136.7	1173.6	1188.5	1143.6	1131.4	1115.2	1105.3	1138.5	1044.2	1005.2	1031.1	-1.0
Cadereyta	186.1	198.5	187.2	167.8	180.5	184.6	183.2	186.7	155.0	144.9	161.2	-1.4
Madero	80.8	121.2	133.7	129.3	141.7	131.3	131.9	130.6	111.8	90.3	105.0	2.6
Tula	248.1	238.0	262.4	260.5	240.6	255.4	237.1	262.2	237.2	245.2	242.6	-0.2
Salamanca	153.9	152.3	165.8	158.7	157.5	145.4	151.4	150.6	150.3	133.8	142.2	-0.8
Minatitlán	171.9	178.0	171.3	161.0	149.9	147.9	143.3	148.5	141.4	137.0	149.6	-1.4
Salina Cruz	295.9	285.6	268.2	266.3	261.2	250.5	258.4	259.8	248.6	254.1	230.5	-2.5
Importación	227.0	180.3	197.1	278.5	329.3	379.4	434.9	393.6	474.7	547.8	557.5	9.4
Destino	**1356.6**	**1352.7**	**1377.7**	**1426.3**	**1455.0**	**1512.2**	**1537.4**	**1549.1**	**1530.6**	**1538.4**	**1549.0**	**1.3**
Demanda interna	1310.0	1317.4	1359.8	1415.3	1406.1	1463.0	1460.9	1406.9	1396.4	1427.9	1463.7	1.1
Sector transporte	763.2	806.3	853.1	902.7	968.1	1025.8	1069.6	1037.1	1057.4	1063.6	1077.8	3.5
Sector eléctrico	376.7	335.6	308.7	320.0	253.0	245.7	218.4	215.1	197.9	219.5	247.0	-4.1
Generación pública de electricidad	363.5	318.1	282.8	294.2	228.1	220.4	196.4	193.4	174.3	197.6	224.1	-4.7
Generación por particulares de electricidad	13.2	17.5	25.8	25.8	24.9	25.3	21.9	21.8	23.6	21.9	22.9	5.7
Productores independientes de electricidad	0.5	0.8	0.2	0.3	0.0	0.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.3	-5.2
Autogeneración de energía eléctrica	12.7	16.7	25.6	25.5	24.9	25.0	21.4	21.7	23.6	21.9	22.6	6.0
Sector industrial	115.9	116.8	133.2	129.9	128.9	134.1	115.9	98.4	90.7	93.7	92.2	-2.3
Sector petrolero	54.2	58.7	64.8	62.7	56.0	57.5	57.1	56.3	50.4	51.1	46.7	-1.5
Exportación	46.6	35.3	17.8	11.0	48.9	49.2	76.5	142.1	134.3	110.5	85.3	6.2
Variación de inventarios	**7.1**	**1.2**	**7.9**	**-4.2**	**5.7**	**-17.7**	**2.8**	**-17.0**	**-11.6**	**14.6**	**39.6**	**18.7**

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

Cuadro A. 3
Balance de petrolíferos región Noroeste, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**176.7**	**178.5**	**184.7**	**207.5**	**214.0**	**221.5**	**208.5**	**202.8**	**203.1**	**219.0**	**224.9**	**2.4**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	23.2	19.1	8.0	18.3	25.0	51.5	80.1	64.7	54.9	68.7	78.2	12.9
De otras regiones	153.4	159.4	176.7	189.2	189.0	169.9	128.4	138.1	148.2	150.2	146.7	-0.4
Destino	**176.2**	**179.2**	**184.8**	**208.3**	**213.3**	**223.0**	**208.8**	**203.6**	**204.5**	**218.6**	**221.7**	**2.3**
Demanda interna	176.2	179.2	184.7	208.3	213.3	223.0	208.8	203.6	204.5	218.6	221.7	2.3
Sector transporte	96.7	102.6	110.4	119.6	128.2	135.7	142.4	133.6	135.5	139.3	141.9	3.9
Sector eléctrico	67.8	64.9	60.0	75.6	71.3	73.2	55.6	61.2	61.9	70.9	70.1	0.3
Generación pública de electricidad	67.2	63.8	59.2	75.1	70.8	72.7	55.2	60.9	61.5	70.6	69.9	0.4
Generación por particulares de electricidad	0.6	1.1	0.7	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.4	0.2	0.3	-7.6
Productores independientes de electricidad	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.4	1.1	0.7	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.4	0.2	0.3	-4.6
Sector industrial	11.7	11.7	14.3	13.1	13.8	14.0	10.7	8.8	7.0	8.4	9.7	-1.9
Sector petrolero												
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	0.4	-0.7	0.0	-0.8	0.7	-1.5	-0.3	-0.8	-1.4	0.4	3.2	22.2

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

Cuadro A. 4
Balance de petrolíferos región Noreste, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**401.3**	**365.3**	**372.1**	**370.6**	**410.2**	**422.2**	**432.3**	**419.9**	**400.7**	**377.7**	**390.5**	**-0.3**
Producción	266.9	319.7	320.8	297.1	322.2	316.0	315.1	317.3	266.7	235.2	266.2	0.0
Cadereyta	186.1	198.5	187.2	167.8	180.5	184.6	183.2	186.7	155.0	144.9	161.2	-1.4
Madero	80.8	121.2	133.7	129.3	141.7	131.3	131.9	130.6	111.8	90.3	105.0	2.6
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	133.6	39.9	42.2	55.8	77.9	96.8	112.3	89.6	125.7	133.4	119.7	-1.1
De otras regiones	0.8	5.7	9.0	17.6	10.2	9.4	5.0	13.0	8.2	9.1	4.7	19.7
Destino	**398.8**	**362.0**	**370.7**	**371.8**	**409.4**	**425.5**	**434.5**	**423.3**	**403.3**	**365.3**	**378.1**	**-0.5**
Demanda interna	230.4	241.2	244.5	254.4	255.8	264.1	265.6	248.9	242.1	239.2	248.3	0.8
Sector transporte	139.8	155.5	164.7	176.3	193.6	210.2	220.3	209.0	208.6	206.6	207.7	4.0
Sector eléctrico	63.0	52.2	45.7	48.0	30.7	24.9	19.1	19.9	16.4	14.8	20.4	-10.7
Generación pública de electricidad	60.5	49.5	44.7	46.8	30.0	23.6	18.4	18.8	15.5	13.5	19.2	-10.8
Generación por particulares de electricidad	2.5	2.7	1.0	1.1	0.7	1.3	0.7	1.1	0.9	1.3	1.2	-7.1
Productores independientes de electricidad	0.1	0.2	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	2.4	2.4	1.0	1.1	0.7	1.3	0.7	1.1	0.9	1.3	1.2	-6.7
Sector industrial	19.6	24.6	25.5	22.8	26.0	24.8	21.9	15.6	13.8	14.8	17.4	-1.2
Sector petrolero	8.0	9.0	8.6	7.3	5.5	4.2	4.3	4.4	3.3	3.0	2.9	-9.7
Exportación	17.1	9.0	6.5	3.5	17.5	21.4	14.8	23.9	28.9	16.0	8.2	-7.1
A otras regiones	151.3	111.9	119.7	114.0	136.1	140.0	154.1	150.6	132.3	110.1	121.6	-2.2
Variación de inventarios	**2.5**	**3.3**	**1.4**	**-1.2**	**0.8**	**-3.3**	**-2.1**	**-3.5**	**-2.6**	**12.3**	**12.4**	**17.3**

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

Cuadro A. 5
Balance de petrolíferos región Centro-Occidente, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**313.8**	**327.9**	**328.9**	**329.5**	**319.7**	**331.9**	**357.8**	**337.7**	**346.4**	**353.4**	**351.2**	**1.1**
Producción	153.9	152.3	165.8	158.7	157.5	145.4	151.4	150.6	150.3	133.8	142.2	-0.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	153.9	152.3	165.8	158.7	157.5	145.4	151.4	150.6	150.3	133.8	142.2	-0.8
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	1.7	1.3	7.9	9.5	5.7	15.3	27.4	17.5	14.7	16.1	13.8	23.1
De otras regiones	158.2	174.3	155.2	161.3	156.5	171.2	179.0	169.6	181.4	203.5	195.2	2.1
Destino	**312.5**	**321.9**	**327.0**	**328.3**	**317.9**	**333.7**	**348.0**	**339.2**	**348.9**	**354.0**	**349.2**	**1.1**
Demanda interna	311.3	321.2	324.9	327.5	316.2	330.7	343.6	325.8	325.9	330.2	330.4	0.6
Sector transporte	183.0	190.1	201.2	213.6	227.3	236.1	243.3	241.7	249.0	249.0	250.8	3.2
Sector eléctrico	92.5	92.5	80.2	74.3	51.9	56.8	65.8	52.4	44.1	51.4	56.5	-4.8
Generación pública de electricidad	88.4	84.5	63.4	55.4	32.4	38.2	48.7	35.4	24.6	33.2	37.1	-8.3
Generación por particulares de electricidad	4.2	8.0	16.8	18.8	19.4	18.6	17.0	16.9	19.6	18.2	19.4	16.6
Productores independientes de electricidad	0.2	0.6	0.1	0.1	-	0.2	0.2	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	4.0	7.4	16.7	18.8	19.4	18.4	16.9	16.9	19.6	18.2	19.4	17.1
Sector industrial	29.7	32.1	36.1	34.2	31.8	32.7	29.7	27.4	29.1	26.1	19.7	-4.0
Sector petrolero	6.1	6.5	7.3	5.5	5.1	5.1	4.8	4.4	3.6	3.7	3.4	-5.6
Exportación	-	-	1.5	-	0.8	0.0	2.5	12.5	19.4	23.3	14.5	n.a.
A otras regiones	1.2	0.7	0.6	0.8	1.0	3.0	1.9	0.9	3.7	0.5	4.3	13.4
Variación de inventarios	**1.3**	**6.0**	**1.9**	**1.2**	**1.8**	**-1.8**	**9.8**	**-1.5**	**-2.5**	**-0.7**	**2.0**	**4.8**

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

Cuadro A. 6
Balance de petrolíferos región Centro, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**343.7**	**330.9**	**348.1**	**365.6**	**370.3**	**384.0**	**381.9**	**388.7**	**396.2**	**404.9**	**408.2**	**1.7**
Producción	248.1	238.0	262.4	260.5	240.6	255.4	237.1	262.2	237.2	245.2	242.6	-0.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	248.1	238.0	262.4	260.5	240.6	255.4	237.1	262.2	237.2	245.2	242.6	-0.2
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	9.0	11.2	10.0	15.9	16.6	18.7	n.a.
De otras regiones	95.6	92.9	85.7	99.2	124.2	119.6	133.6	116.5	143.0	143.1	146.8	4.4
Destino	**342.6**	**334.0**	**346.6**	**366.9**	**369.6**	**388.6**	**384.8**	**392.7**	**395.4**	**403.8**	**400.3**	**1.6**
Demanda interna	322.6	313.6	324.2	341.6	343.6	359.0	357.8	345.3	349.7	362.7	366.0	1.3
Sector transporte	224.1	229.6	238.5	246.8	259.5	270.7	277.0	273.1	280.3	282.3	283.2	2.4
Sector eléctrico	45.1	39.1	28.3	35.3	27.7	31.3	29.8	28.4	29.0	36.1	40.2	-1.2
Generación pública de electricidad	43.4	38.3	27.5	34.5	27.0	30.6	29.1	27.6	28.3	35.7	39.8	-0.9
Generación por particulares de electricidad	1.7	0.8	0.8	0.8	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7	0.5	0.4	-14.2
Productores independientes de electricidad												
Autogeneración de energía eléctrica	1.7	0.8	0.8	0.8	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7	0.5	0.4	-14.2
Sector industrial	42.0	32.9	44.0	46.5	44.0	44.0	38.8	32.9	30.3	32.9	34.3	-2.0
Sector petrolero	11.4	12.0	13.5	13.0	12.5	12.9	12.3	10.9	10.2	11.3	8.4	-3.0
Exportación	-	-	-	-	-	0.4	0.0	-	0.0	0.0	0.0	n.a.
A otras regiones	20.0	20.4	22.4	25.3	26.0	29.3	27.0	47.4	45.7	41.0	34.4	5.6
Variación de inventarios	**1.1**	**-3.0**	**1.5**	**-1.3**	**0.7**	**-4.6**	**-2.9**	**-4.0**	**0.7**	**1.1**	**7.9**	**21.9**

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

Cuadro A. 7
Balance de petrolíferos región Sur-Sureste, 2002-2012
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**549.9**	**586.0**	**582.3**	**620.4**	**632.3**	**611.2**	**614.8**	**627.1**	**659.9**	**710.3**	**715.0**	**2.7**
Producción	467.8	463.6	439.5	427.3	411.1	398.4	401.7	408.4	389.9	391.1	380.1	-2.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	171.9	178.0	171.3	161.0	149.9	147.9	143.3	148.5	141.4	137.0	149.6	-1.4
Salina Cruz	295.9	285.6	268.2	266.3	261.2	250.5	258.4	259.8	248.6	254.1	230.5	-2.5
Importación	68.4	120.1	138.9	189.0	215.3	206.7	203.9	211.9	263.5	312.9	327.0	16.9
De otras regiones	13.7	2.2	3.9	4.1	5.9	6.1	9.1	6.8	6.4	6.4	7.8	-5.4
Destino	**548.1**	**590.2**	**579.1**	**622.4**	**630.5**	**617.7**	**616.4**	**634.4**	**665.8**	**708.9**	**700.8**	**2.5**
Demanda interna	269.4	262.2	281.5	283.5	277.1	286.3	285.1	283.4	274.3	277.2	297.2	1.0
Sector transporte	119.6	128.6	138.3	146.4	159.5	173.1	186.6	179.7	183.9	186.5	194.3	5.0
Sector eléctrico	108.3	87.0	94.5	86.9	71.4	59.5	48.1	53.3	46.5	46.2	59.8	-5.8
Generación pública de electricidad	104.1	82.0	88.0	82.4	67.8	55.3	45.0	50.6	44.5	44.6	58.1	-5.7
Generación por particulares de electricidad	4.2	5.0	6.5	4.5	3.6	4.2	3.0	2.7	2.0	1.7	1.7	-8.6
Productores independientes de electricidad	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	12.8
Autogeneración de energía eléctrica	4.1	5.0	6.4	4.3	3.6	4.1	2.7	2.6	2.0	1.6	1.4	-10.2
Sector industrial	12.9	15.5	13.3	13.3	13.4	18.4	14.8	13.7	10.5	11.5	11.1	-1.5
Sector petrolero	28.7	31.2	35.4	36.9	32.8	35.3	35.6	36.7	33.3	33.0	32.0	1.1
Exportación	29.5	26.4	9.9	7.6	30.6	27.4	59.3	105.7	86.0	71.1	62.6	7.8
A otras regiones	249.2	301.7	287.8	331.4	322.8	304.0	272.1	245.2	305.5	360.6	341.0	3.2
Variación de inventarios	**1.8**	**-4.3**	**3.1**	**-2.1**	**1.8**	**-6.5**	**-1.6**	**-7.3**	**-5.9**	**1.4**	**14.2**	**22.7**

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

Cuadro A. 8
Balance nacional de combustóleo, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**467.2**	**416.7**	**385.8**	**377.2**	**339.5**	**318.5**	**321.6**	**355.4**	**333.3**	**332.5**	**318.1**	**-3.8**
Producción	449.6	396.5	368.0	350.8	325.2	301.5	288.7	316.2	322.3	307.5	273.4	-4.9
Cadereyta	56.5	44.2	25.3	21.2	19.6	8.5	11.5	8.7	16.2	11.2	9.9	-16.0
Madero	39.6	29.2	33.3	19.5	24.6	20.8	12.1	16.8	17.4	7.0	14.1	-9.8
Tula	90.8	79.3	77.7	86.9	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	-0.2
Salamanca	48.2	49.2	54.9	48.4	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	-1.5
Minatitlán*	79.7	84.5	75.4	75.5	66.6	63.7	62.9	67.2	64.6	65.4	33.4	-8.3
Salina Cruz	134.8	110.2	101.5	99.2	95.0	90.9	92.4	95.1	93.5	93.9	86.1	-4.4
Importación	**17.6**	**20.2**	**17.7**	**26.4**	**14.3**	**17.0**	**32.9**	**39.2**	**11.0**	**25.0**	**44.6**	**9.7**
Destino	469.6	418.4	380.0	383.9	336.9	327.3	314.8	363.4	335.7	331.9	308.1	-4.1
Demanda interna	444.7	397.0	377.3	383.1	301.3	293.8	255.8	242.2	213.4	231.0	238.4	-6.0
Sector transporte marítimo	1.8	1.6	1.4	1.5	1.2	1.2	1.0	0.7	0.8	0.7	0.2	-21.7
Sector eléctrico	342.1	291.1	268.5	278.4	213.7	210.0	183.1	178.5	160.0	179.1	199.9	-5.2
Generación pública de electricidad	331.2	280.6	256.2	267.5	205.2	201.7	178.0	173.1	155.9	176.1	196.5	-5.1
Autogeneración de energía eléctrica	10.9	10.6	12.2	10.9	8.5	8.4	5.1	5.4	4.1	3.0	3.4	-10.9
Sector industrial	62.2	61.9	62.6	60.7	48.8	45.6	35.5	29.8	24.1	20.8	14.3	-13.7
Sector petrolero	38.6	42.4	44.9	42.4	37.6	36.9	36.1	33.2	28.5	30.4	24.0	-4.6
Exportación	**24.9**	**21.4**	**2.6**	**0.8**	**35.6**	**33.6**	**59.0**	**121.2**	**122.3**	**100.9**	**69.7**	**10.9**
Variación de inventarios	**-2.4**	**-1.7**	**5.8**	**-6.6**	**2.6**	**-8.9**	**6.8**	**-8.0**	**-2.4**	**0.6**	**9.9**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 9
Balance de combustóleo región Noroeste, 2002-2011
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**66.2**	**61.7**	**58.8**	**72.8**	**68.0**	**69.0**	**53.0**	**56.4**	**55.0**	**62.2**	**62.1**	**-0.6**
Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	15.7	17.2	5.2	7.0	3.7	3.5	11.4	14.7	5.0	11.1	14.7	-0.7
De otras regiones	50.5	44.4	53.6	65.7	64.3	65.5	41.6	41.8	50.0	51.0	47.4	-0.6
Destino	**66.4**	**61.7**	**58.8**	**73.7**	**67.5**	**70.0**	**52.2**	**56.5**	**55.3**	**62.1**	**60.9**	**-0.9**
Demanda interna	66.4	61.7	58.8	73.7	67.5	70.0	52.2	56.5	55.3	62.1	60.9	-0.9
Sector transporte	0.0	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Sector eléctrico	60.6	56.9	53.1	68.6	63.3	66.1	49.5	54.2	54.8	61.4	60.8	0.0
Generación pública de electricidad	60.3	56.3	52.6	68.3	63.1	66.0	49.4	54.1	54.6	61.3	60.8	0.1
Autogeneración de energía eléctrica	0.3	0.6	0.5	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	-25.0
Sector industrial	5.8	4.6	5.5	4.9	4.1	3.9	2.8	2.3	0.6	0.7	0.1	-31.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Variación de inventarios	**-0.2**	**-0.1**	**-0.1**	**-0.9**	**0.5**	**-1.0**	**0.8**	**-0.1**	**-0.3**	**0.1**	**1.2**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 10
Balance de combustóleo región Noreste, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**97.9**	**80.0**	**66.5**	**58.2**	**56.6**	**41.3**	**31.6**	**40.4**	**44.1**	**31.1**	**34.3**	**-10.0**
Producción	96.1	73.4	58.6	40.8	44.1	29.2	23.6	25.5	33.7	18.2	24.1	-12.9
Cadereyta	56.5	44.2	25.3	21.2	19.6	8.5	11.5	8.7	16.2	11.2	9.9	-16.0
Madero	39.6	29.2	33.3	19.5	24.6	20.8	12.1	16.8	17.4	7.0	14.1	-9.8
Tula	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Salamanca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Minatitlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Salina Cruz	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Importación	1.2	1.6	0.0	1.1	3.1	3.4	3.4	2.8	2.8	4.5	5.9	16.8
De otras regiones	0.6	5.0	7.9	16.4	9.4	8.7	4.6	12.1	7.6	8.4	4.3	21.7
Destino	**98.0**	**80.0**	**65.2**	**58.8**	**56.6**	**42.3**	**31.1**	**41.2**	**44.5**	**30.7**	**33.4**	**-10.2**
Demanda interna	68.7	65.3	59.3	57.3	38.8	29.4	23.2	23.5	18.1	15.9	21.6	-10.9
Sector transporte	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	n.a.
Sector eléctrico	56.3	46.0	41.4	43.5	28.0	22.6	17.3	17.8	14.6	12.9	17.6	-11.0
Generación pública de electricidad	54.4	44.3	40.5	42.7	27.5	21.6	17.0	17.4	14.3	12.4	17.0	-11.0
Autogeneración de energía eléctrica	1.9	1.7	0.9	0.9	0.5	1.0	0.3	0.4	0.3	0.5	0.6	-10.9
Sector industrial	4.8	10.9	9.8	6.8	5.5	2.8	1.8	1.6	0.4	0.1	1.3	-12.0
Sector petrolero	7.4	8.3	8.0	6.8	5.1	3.9	4.0	4.0	3.0	2.8	2.7	-9.6
Exportación	9.0	3.9	0.0	0.0	12.4	11.9	6.7	17.7	25.7	14.8	7.6	-1.7
A otras regiones	20.3	10.8	5.9	1.5	5.3	1.1	1.3	0.0	0.6	0.0	4.2	-14.6
Variación de inventarios	**-0.1**	**0.0**	**1.3**	**-0.6**	**0.1**	**-1.0**	**0.5**	**-0.8**	**-0.3**	**0.4**	**0.9**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 11
Balance de combustóleo región Centro-Occidente, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**109.5**	**104.0**	**90.2**	**80.9**	**55.8**	**57.1**	**70.0**	**60.8**	**61.2**	**65.0**	**55.5**	**-6.6**
Producción	48.2	49.2	54.9	48.4	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	-1.5
Cadereyta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Madero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Tula	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Salamanca	48.2	49.2	54.9	48.4	42.0	37.4	35.5	42.2	46.7	40.4	41.4	-1.5
Minatitlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Salina Cruz	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Importación	0.0	0.0	5.8	7.3	2.0	6.0	14.6	7.3	0.4	4.0	0.6	n.a.
De otras regiones	61.4	54.9	29.4	25.2	11.8	13.7	20.0	11.3	14.1	20.6	13.6	-14.0
Destino	**110.0**	**104.2**	**89.3**	**82.1**	**55.4**	**58.5**	**67.9**	**61.8**	**61.4**	**65.8**	**56.3**	**-6.5**
Demanda interna	109.6	104.2	89.3	82.0	54.5	56.5	64.8	50.0	40.7	44.1	39.1	-9.8
Sector transporte	0.7	0.7	0.6	0.8	0.6	0.6	0.6	0.3	0.6	0.2	0.0	-23.8
Sector eléctrico	85.2	78.1	63.1	56.6	34.0	38.5	47.4	35.0	24.5	31.6	33.8	-8.8
Generación pública de electricidad	81.5	74.6	58.8	51.3	29.8	35.3	45.1	32.7	22.7	30.6	32.2	-8.9
Autogeneración de energía eléctrica	3.7	3.5	4.4	5.3	4.2	3.2	2.2	2.4	1.7	1.0	1.6	-8.2
Sector industrial	18.0	19.4	18.8	19.4	15.2	12.7	12.3	10.5	12.3	8.9	2.1	-19.3
Sector petrolero	5.6	6.0	6.8	5.1	4.8	4.7	4.5	4.0	3.4	3.5	3.2	-5.6
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	2.3	11.6	18.0	21.6	13.5	n.a.
A otras regiones	0.4	0.0	0.0	0.2	0.1	2.0	0.8	0.3	2.7	0.0	3.7	25.1
Variación de inventarios	**-0.4**	**-0.2**	**0.9**	**-1.3**	**0.5**	**-1.4**	**2.2**	**-1.1**	**-0.2**	**-0.8**	**-0.8**	**6.5**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 12
Balance de combustóleo región Centro, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**92.7**	**79.8**	**77.7**	**86.9**	**77.5**	**80.2**	**74.3**	**86.2**	**83.8**	**89.7**	**88.6**	**-0.5**
Producción	90.8	79.3	77.7	86.9	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	-0.2
Cadereyta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Madero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Tula	90.8	79.3	77.7	86.9	77.5	80.2	74.3	86.2	83.8	89.7	88.6	-0.2
Salamanca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Minatitlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Salina Cruz	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Importación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
De otras regiones	1.9	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Destino	**93.2**	**80.1**	**76.3**	**88.0**	**76.7**	**82.1**	**73.1**	**87.5**	**83.8**	**89.4**	**85.0**	**-0.9**
Demanda interna	76.4	63.6	59.4	66.7	54.2	56.7	50.6	45.2	43.6	52.5	54.1	-3.4
Sector transporte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sector eléctrico	41.7	36.2	26.1	32.4	25.4	28.7	27.2	25.9	26.4	33.2	37.0	-1.2
Generación pública de electricidad	40.2	35.5	25.5	32.0	25.1	28.4	27.0	25.6	26.2	33.1	36.9	-0.9
Autogeneración de energía eléctrica	1.5	0.7	0.6	0.5	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2	0.1	0.1	-26.1
Sector industrial	24.5	16.5	21.0	22.5	17.6	16.2	12.2	9.5	8.2	9.2	10.3	-8.3
Sector petrolero	10.2	11.0	12.3	11.8	11.2	11.8	11.2	9.8	9.0	10.1	6.8	-3.9
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
A otras regiones	16.7	16.5	16.8	21.3	22.5	25.0	22.5	42.4	40.2	36.9	30.9	6.3
Variación de inventarios	**-0.5**	**-0.3**	**1.4**	**-1.1**	**0.8**	**-1.8**	**1.2**	**-1.3**	**0.0**	**0.3**	**3.6**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 13
Balance de combustóleo región Sur-Sureste, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**226.3**	**196.0**	**183.6**	**185.8**	**167.1**	**158.7**	**158.8**	**176.8**	**160.8**	**164.6**	**143.7**	**-4.4**
Producción	214.5	194.7	176.9	174.8	161.6	154.5	155.2	162.3	158.1	159.2	119.4	-5.7
Cadereyta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Madero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Tula	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Salamanca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Minatitlán*	79.7	84.5	75.4	75.5	66.6	63.7	62.9	67.2	64.6	65.4	33.4	-8.3
Salina Cruz	134.8	110.2	101.5	99.2	95.0	90.9	92.4	95.1	93.5	93.9	86.1	-4.4
Importación	0.7	1.4	6.7	11.0	5.5	4.2	3.6	14.4	2.7	5.4	23.5	42.0
De otras regiones	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.8	-22.8
Destino	**227.5**	**197.2**	**181.3**	**188.5**	**166.3**	**162.3**	**156.7**	**181.6**	**162.4**	**163.9**	**138.7**	**-4.8**
Demanda interna	123.6	102.1	110.5	103.4	86.2	81.1	64.9	67.1	55.6	56.4	62.6	-6.6
Sector transporte	1.0	0.7	0.5	0.3	0.4	0.4	0.2	0.3	0.2	0.3	0.1	-19.1
Sector eléctrico	98.3	73.9	84.7	77.2	63.0	54.1	41.8	45.5	39.7	40.1	50.7	-6.4
Generación pública de electricidad	94.8	69.8	78.9	73.3	59.7	50.4	39.5	43.2	38.0	38.8	49.6	-6.3
Autogeneración de energía eléctrica	3.4	4.1	5.9	4.0	3.3	3.7	2.2	2.3	1.7	1.4	1.1	-10.4
Sector industrial	9.0	10.6	7.5	7.1	6.4	10.0	6.4	5.9	2.6	1.8	0.5	-25.8
Sector petrolero	15.3	17.0	17.8	18.8	16.4	16.5	16.5	15.4	13.1	14.1	11.4	-3.0
Exportación	15.8	17.5	2.6	0.8	22.5	21.4	50.1	91.9	78.6	64.4	48.7	11.9
A otras regiones	88.0	77.5	68.2	84.3	57.5	59.9	41.7	22.5	28.2	43.2	27.4	-11.0
Variación de inventarios	**-1.2**	**-1.1**	**2.3**	**-2.7**	**0.8**	**-3.6**	**2.1**	**-4.7**	**-1.6**	**0.7**	**5.0**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye transferencias del despuntado de La Cangrejera a combustóleo.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 14
Balance nacional de coque de petróleo, 2002-2012
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**1,876.8**	**3,089.4**	**3,563.5**	**3,820.1**	**4,795.4**	**5,267.4**	**5,334.0**	**4,115.1**	**4,386.0**	**5,089.5**	**5,828.7**	**12.0**
Producción	39.1	848.5	1,452.9	1,523.0	1,632.5	1,689.1	1,880.5	1,962.5	1,511.0	1,628.0	2,578.7	52.0
Cadereyta	0.0	397.8	813.3	754.1	811.8	984.8	975.0	1,069.1	817.2	849.8	966.6	n.a.
Madero	39.1	450.6	639.5	768.9	820.7	704.3	905.5	893.3	693.8	772.9	766.9	34.7
Tula	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Salamanca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Minatitlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	845.2	n.a.
Salina Cruz	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Importación*	1,837.7	2,240.9	2,110.6	2,297.1	3,162.9	3,578.2	3,453.5	2,152.6	2,875.0	3,461.5	3,250.1	5.9
Destino	**1,904.4**	**2,201.7**	**3,551.0**	**3,770.1**	**4,740.6**	**5,227.4**	**4,653.9**	**4,062.1**	**4,038.4**	**4,214.2**	**5,060.2**	**10.3**
Demanda interna	1,904.2	2,201.4	3,551.0	3,623.2	4,623.1	5,183.9	4,603.9	3,968.6	3,989.8	4,212.2	4,358.5	8.6
Sector eléctrico	0.0	250.5	831.8	894.6	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	n.a.
Generación pública de electricidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.0	250.5	831.8	894.6	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	n.a.
Sector industrial	1,904.2	1,950.9	2,719.1	2,728.7	3,598.9	4,165.8	3,621.7	2,991.8	2,785.1	3,044.8	3,149.6	5.2
Cemento hidráulico	1,589.7	1,567.7	2,405.7	2,285.0	2,998.5	3,472.3	2,963.4	2,807.1	2,624.5	2,850.4	2,854.0	6.0
Industria de metales básicos	127.2	183.0	168.3	116.4	189.5	191.3	189.1	109.6	60.8	67.0	77.8	-4.8
Química, hule y plásticos	95.6	105.3	46.9	195.2	310.8	401.9	372.0	32.7	52.4	46.1	55.5	-5.3
Maquinaria y aparatos eléctricos	55.4	63.5	19.2	62.5	67.0	50.2	54.9	7.5	40.0	53.0	56.3	0.2
Vidrio	0.0	0.0	36.9	21.2	14.8	4.2	0.4	0.2	0.2	1.1	0.2	n.a.
Resto de la industria	36.4	31.5	42.1	48.3	18.3	45.8	42.1	34.6	7.1	27.3	105.7	11.3
Exportación	0.1	0.3	0.0	146.9	117.5	43.5	50.0	93.5	48.6	2.0	701.7	136.2
Variación de inventarios	**-27.5**	**887.7**	**12.5**	**50.0**	**54.8**	**40.0**	**680.2**	**52.9**	**347.6**	**875.3**	**768.5**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro A. 15
Balance de coque de petróleo región Noroeste, 2002-2012
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**171.8**	**243.9**	**331.6**	**284.4**	**383.8**	**397.8**	**264.8**	**215.5**	**165.9**	**210.4**	**263.4**	**4.4**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	-	25.3	-	-	-	1.2	0.9	1.0	1.1	1.4	1.5	n.a.
De otras regiones	171.8	218.7	331.6	284.4	382.8	396.5	263.8	214.5	164.7	209.0	261.9	4.3
Destino	**171.8**	**243.9**	**331.6**	**284.4**	**383.8**	**397.8**	**264.8**	**215.5**	**165.9**	**210.4**	**263.4**	**4.4**
Demanda interna	171.8	243.9	331.6	284.4	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	4.4
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	171.8	243.9	331.6	284.4	383.8	397.8	264.8	215.5	165.9	210.4	263.4	4.4
Cemento hidráulico	161.1	218.7	331.6	284.4	382.8	396.5	263.8	214.5	164.7	209.0	261.9	5.0
Industria de metales básicos	1.2	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	1.2	1.4	n.a.
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	n.a.
Resto de la industria	9.4	23.9	-	-	-	1.2	0.9	1.0	1.0	0.0	0.0	n.a.
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**-**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro A. 16
Balance de coque de petróleo región Noreste, 2002-2012
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**1,774.0**	**2,976.9**	**3,450.8**	**3,364.4**	**4,319.2**	**4,582.8**	**4,555.7**	**3,419.5**	**3,279.0**	**3,928.1**	**3,678.2**	**7.6**
Producción	39.1	848.5	1,452.9	1,523.0	1,632.5	1,689.1	1,880.5	1,962.5	1,511.0	1,622.7	1,733.5	46.1
Cadereyta	0.0	397.8	813.3	754.1	811.8	984.8	975.0	1,069.1	817.2	849.8	966.6	n.a.
Madero	39.1	450.6	639.5	768.9	820.7	704.3	905.5	893.3	693.8	772.9	766.9	34.7
Tula	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Salamanca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Minatitlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Salina Cruz	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Importación*	1,734.9	2,128.5	1,997.9	1,841.5	2,686.7	2,893.7	2,675.2	1,457.1	1,768.0	2,305.4	1,944.8	1.1
De otras regiones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Destino	**1,801.5**	**2,640.6**	**3,490.2**	**3,474.3**	**4,333.1**	**4,627.1**	**4,559.5**	**3,446.7**	**3,280.2**	**3,158.1**	**3,153.7**	**5.8**
Demanda interna	589.8	511.5	554.8	578.8	935.9	1,087.5	940.3	501.4	423.2	436.6	409.4	-3.6
Sector eléctrico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Generación pública de electricidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autogeneración de energía eléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sector industrial	589.8	511.5	554.8	578.8	935.9	1,087.5	940.3	501.4	423.2	436.6	409.4	-3.6
Cemento hidráulico	325.4	247.7	381.4	304.5	411.8	456.0	287.0	320.8	268.7	265.9	198.5	-4.8
Industria de metales básicos	90.3	91.8	54.0	35.7	116.6	133.1	187.4	107.4	58.7	64.7	76.7	-1.6
Química, hule y plásticos	95.4	105.3	46.8	115.0	310.6	401.8	372.0	32.7	52.4	44.8	54.1	-5.5
Maquinaria y aparatos eléctricos	55.4	63.5	19.2	62.5	67.0	50.2	54.9	7.5	40.0	53.0	56.3	0.2
Vidrio	0.0	0.0	36.8	21.1	14.8	4.2	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	n.a.
Resto de la industria	23.4	3.2	16.6	39.9	15.3	42.3	39.1	32.9	3.3	7.3	23.8	0.2
Exportación	0.1	0.3	0.0	146.9	117.2	43.5	49.8	93.5	48.1	1.4	0.1	-7.3
A otras regiones	1,211.6	2,128.8	2,935.4	2,748.5	3,280.0	3,496.0	3,569.3	2,851.9	2,808.9	2,720.1	2,744.3	8.5
Variación de inventarios	**-27.5**	**336.3**	**-39.4**	**-109.8**	**-14.0**	**-44.2**	**-3.7**	**-27.2**	**-1.2**	**770.0**	**524.5**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro A. 17
Balance de coque de petróleo región Centro-Occidente, 2002-2012
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**410.7**	**1,248.6**	**1,570.2**	**1,613.4**	**1,830.2**	**2,069.3**	**2,429.3**	**1,839.3**	**1,936.8**	**1,908.6**	**1,988.1**	**17.1**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	100.6	87.2	112.7	49.3	95.0	55.1	0.0	0.1	1.7	0.6	0.2	- 47.0
De otras regiones	310.0	1,161.4	1,457.5	1,564.1	1,735.2	2,014.1	2,429.3	1,839.2	1,935.0	1,908.0	1,987.9	20.4
Destino	**410.7**	**697.2**	**1,518.2**	**1,453.6**	**1,761.5**	**1,985.1**	**1,745.4**	**1,759.1**	**1,936.8**	**1,908.6**	**1,988.1**	**17.1**
Demanda interna	410.7	697.2	1,518.2	1,453.6	1,761.3	1,985.1	1,745.4	1,759.1	1,936.8	1,908.6	1,988.1	17.1
Sector eléctrico	-	250.5	831.8	894.6	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	n.a.
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	250.5	831.8	894.6	1,024.2	1,018.1	982.2	976.8	1,204.7	1,167.4	1,209.0	n.a.
Sector industrial	410.7	446.7	686.4	559.0	737.1	967.0	763.3	782.3	732.0	741.2	779.1	6.6
Cemento hidráulico	376.1	359.5	573.7	509.7	667.7	911.9	763.2	782.3	730.3	740.6	778.9	7.6
Industria de metales básicos	34.6	87.2	112.6	49.3	69.4	55.1	-	0.1	0.5	0.6	0.2	- 41.0
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de la industria	-	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	-	n.a.
Exportación	-	-	-	-	0.1	0.0	-	0.0	-	0.0	0.0	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**-**	**551.4**	**51.9**	**159.8**	**68.7**	**84.2**	**683.9**	**80.2**	**0.0**	**- 0.0**	**0.0**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro A. 18
Balance de coque de petróleo región Centro, 2002-2012
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**618.0**	**612.0**	**1,013.0**	**1,131.0**	**1,302.6**	**1,414.0**	**1,349.8**	**1,223.6**	**1,509.0**	**1,359.9**	**1,358.9**	**8.2**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	-	-	-	406.4	377.2	625.7	776.4	693.3	1,103.2	1,153.6	1,303.2	n.a.
De otras regiones	618.0	612.0	1,013.0	724.7	925.4	788.3	573.5	530.3	405.7	206.3	55.8	- 21.4
Destino	**618.0**	**612.0**	**1,013.0**	**1,131.0**	**1,302.6**	**1,414.0**	**1,349.8**	**1,223.6**	**1,160.2**	**1,259.9**	**1,258.9**	**7.4**
Demanda interna	618.0	612.0	1,013.0	1,131.0	1,302.6	1,414.0	1,349.7	1,204.1	1,159.7	1,256.6	1,252.0	7.3
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	618.0	612.0	1,013.0	1,131.0	1,302.6	1,414.0	1,349.7	1,204.1	1,159.7	1,256.6	1,252.0	7.3
Cemento hidráulico	613.1	605.0	985.8	1,010.9	1,299.6	1,411.0	1,346.6	1,202.2	1,157.4	1,235.3	1,169.4	6.7
Industria de metales básicos	1.2	2.7	1.6	31.4	0.7	0.7	0.7	1.0	0.6	1.2	0.6	- 6.2
Química, hule y plásticos	0.2	0.0	0.1	80.2	0.2	0.1	-	-	0.0	-	-	n.a.
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	-	n.a.
Vidrio	-	-	0.1	0.1	-	-	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	n.a.
Resto de la industria	3.6	4.3	25.4	8.4	2.0	2.3	2.0	0.7	1.6	20.0	81.9	36.9
Exportación	-	-	-	-	0.0	-	0.2	-	0.5	0.5	0.4	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	19.5	-	2.8	6.5	n.a.
Variación de inventarios	**-**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**348.8**	**100.0**	**100.0**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro A. 19
Balance de coque de petróleo región Sur-Sureste, 2002-2012
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**114.0**	**136.8**	**133.3**	**175.5**	**239.6**	**299.4**	**303.7**	**288.5**	**304.3**	**405.4**	**1,290.8**	**27.5**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3	845.2	n.a.
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3	845.2	n.a.
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	2.2	-	-	-	3.0	2.5	1.0	1.2	0.9	0.6	0.4	- 15.4
De otras regiones	111.9	136.8	133.3	175.5	236.6	296.9	302.7	287.3	303.4	399.5	445.2	14.8
Destino	**114.0**	**136.8**	**133.3**	**175.5**	**239.6**	**299.4**	**303.7**	**288.5**	**304.3**	**400.1**	**1,146.8**	**26.0**
Demanda interna	114.0	136.8	133.3	175.5	239.5	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	445.6	14.6
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación pública de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	114.0	136.8	133.3	175.5	239.5	299.4	303.7	288.5	304.3	400.1	445.6	14.6
Cemento hidráulico	114.0	136.8	133.3	175.5	236.6	296.9	302.7	287.3	303.4	399.5	445.2	14.6
Industria de metales básicos	-	-	-	-	2.8	2.4	1.0	1.2	0.9	0.6	0.4	n.a.
Química, hule y plásticos	-	-	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-
Maquinaria y aparatos eléctricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vidrio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de la industria	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Exportación	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	701.2	n.a.
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**-**	**0.0**	**-**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**-**	**0.0**	**0.0**	**5.3**	**144.0**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro A. 20
Balance nacional de diésel, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**294.2**	**317.1**	**328.3**	**343.0**	**369.4**	**386.8**	**411.5**	**384.7**	**397.5**	**409.5**	**432.5**	**3.9**
Producción	266.9	307.8	324.7	318.2	328.1	334.0	343.5	337.0	289.5	273.8	299.6	1.2
Cadereyta	59.7	70.5	76.1	69.1	75.2	83.8	81.8	86.3	66.2	63.3	71.8	1.9
Madero	18.7	35.3	37.7	42.9	45.9	43.1	48.1	43.4	34.6	29.1	31.1	5.2
Tula	51.3	56.5	65.1	59.0	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	-0.3
Salamanca	41.1	36.0	41.4	42.1	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	-0.5
Minatitlán	37.3	41.9	40.2	39.2	42.2	44.4	39.7	37.9	37.7	34.1	52.1	3.4
Salina Cruz	58.7	67.7	64.1	65.9	63.7	58.2	63.1	64.4	59.6	61.2	55.3	-0.6
Importación[1]	27.3	9.3	3.7	24.8	41.3	52.7	68.0	47.7	108.0	135.7	132.8	17.2
Destino	**290.4**	**310.1**	**326.2**	**337.4**	**362.4**	**384.3**	**406.0**	**383.7**	**390.6**	**401.2**	**420.3**	**3.8**
Demanda interna	282.4	307.1	318.5	336.5	359.8	375.5	399.5	378.9	390.2	401.2	420.3	4.1
Sector industrial	21.4	21.9	26.6	25.1	24.4	24.8	25.5	23.1	24.5	27.4	31.4	3.9
Sector petrolero	11.7	12.4	15.9	16.4	15.0	17.1	17.6	19.9	19.1	17.6	19.8	5.4
Sector transporte	241.6	254.8	269.0	288.1	312.7	329.1	349.7	327.3	338.6	346.8	355.0	3.9
Autotransporte	217.3	230.0	243.9	261.6	285.2	301.9	320.1	303.3	312.5	317.2	326.7	4.2
Transporte ferroviario	10.6	10.7	11.5	11.8	12.7	12.6	11.9	11.2	12.6	13.5	12.7	1.8
Transporte marítimo	13.6	14.1	13.5	14.7	14.8	14.6	17.8	12.8	13.5	16.1	15.6	1.4
Sector eléctrico	7.7	18.0	7.1	6.9	7.8	4.5	6.8	8.6	8.0	9.5	14.1	6.2
Generación pública de electricidad (CFE y LyF[1]	6.3	15.5	6.5	5.7	6.8	2.9	4.5	6.7	6.2	7.6	12.2	6.9
Generación por particulares de electricidad	1.4	2.5	0.7	1.1	1.0	1.6	2.3	1.9	1.8	1.9	1.8	2.5
Productores independientes de electricidad	0.5	0.8	0.2	0.3	0.0	0.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.3	-5.2
Autogeneración de energía eléctrica	0.9	1.7	0.4	0.9	0.9	1.3	1.7	1.8	1.8	1.8	1.5	5.3
Exportación	8.0	2.9	7.7	0.8	2.5	8.8	6.4	4.8	0.4	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**3.8**	**7.1**	**2.1**	**5.6**	**7.0**	**2.5**	**5.6**	**1.0**	**6.9**	**8.3**	**12.1**	**12.3**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 21
Balance de diésel región Noroeste, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**39.6**	**42.3**	**44.3**	**47.2**	**51.9**	**53.3**	**56.9**	**51.0**	**53.3**	**59.1**	**62.3**	**4.6**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	1.0	0.0	0.5	1.9	6.3	19.5	23.3	17.1	20.5	23.8	28.0	39.0
De otras regiones	38.5	42.3	43.8	45.2	45.7	33.7	33.6	33.9	32.8	35.3	34.3	-1.2
Destino	**39.3**	**41.8**	**44.2**	**46.7**	**51.4**	**53.0**	**56.5**	**50.9**	**52.6**	**58.3**	**61.0**	**4.5**
Demanda interna	39.3	41.8	44.2	46.7	51.4	53.0	56.5	50.9	52.6	58.3	61.0	4.5
Sector industrial	3.0	3.2	3.7	3.7	3.8	4.1	3.9	3.2	4.0	4.6	5.8	6.7
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	33.9	35.2	37.9	41.3	44.6	46.9	50.3	44.9	45.8	48.9	50.6	4.1
Autotransporte	25.5	26.8	29.7	33.0	36.7	39.0	41.2	37.7	38.2	40.7	43.2	5.4
Transporte ferroviario	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.4	1.1	1.3	1.5	1.4	1.8
Transporte marítimo	7.2	7.3	7.0	7.1	6.7	6.8	7.7	6.2	6.3	6.7	6.0	-1.8
Sector eléctrico	2.4	3.5	2.7	1.7	3.0	1.9	2.3	2.8	2.8	4.7	4.6	6.6
Generación pública de electricidad (CFE y LyF	2.1	3.1	2.5	1.5	2.8	1.6	1.9	2.5	2.6	4.5	4.3	7.4
Generación por particulares de electricidad	0.3	0.4	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	-1.4
Productores independientes de electricidad	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	0.1	0.4	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	6.9
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**0.3**	**0.4**	**0.1**	**0.4**	**0.5**	**0.3**	**0.5**	**0.1**	**0.6**	**0.9**	**1.3**	**17.6**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 22
Balance de diésel región Noreste, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**91.1**	**105.7**	**114.2**	**113.6**	**126.5**	**140.0**	**151.5**	**140.7**	**131.7**	**127.6**	**131.8**	**3.8**
Producción	78.3	105.7	113.8	112.0	121.1	126.9	129.9	129.7	100.8	92.4	102.9	2.8
Cadereyta	59.7	70.5	76.1	69.1	75.2	83.8	81.8	86.3	66.2	63.3	71.8	1.9
Madero	18.7	35.3	37.7	42.9	45.9	43.1	48.1	43.4	34.6	29.1	31.1	5.2
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	12.8	-	0.0	1.6	5.4	13.1	21.7	11.0	30.9	35.2	28.8	8.5
De otras regiones	0.0	0.0	0.3	0.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	**90.1**	**103.8**	**113.6**	**112.0**	**124.6**	**139.3**	**150.0**	**140.5**	**129.8**	**125.4**	**128.6**	**3.6**
Demanda interna	58.2	63.2	67.4	73.3	80.5	85.6	93.3	85.9	89.5	92.9	95.8	5.1
Sector industrial	5.9	5.5	7.0	7.1	6.5	6.2	6.4	6.7	7.2	8.4	10.0	5.5
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	50.1	55.2	59.4	65.1	73.5	78.9	86.5	78.6	81.7	83.6	84.4	5.4
Autotransporte	46.3	51.3	55.3	60.9	68.6	73.6	80.4	73.7	76.2	76.9	78.5	5.4
Transporte ferroviario	2.7	2.8	2.9	2.8	3.3	3.7	3.5	3.3	3.9	4.1	3.9	3.7
Transporte marítimo	1.1	1.2	1.2	1.5	1.5	1.5	2.6	1.5	1.7	2.6	1.9	5.8
Sector eléctrico	2.3	2.5	1.1	1.0	0.5	0.5	0.5	0.7	0.6	0.9	1.4	-4.7
Generación pública de electricidad (CFE y LyF	1.8	1.7	1.0	0.8	0.4	0.3	0.1	-	0.1	0.1	0.9	-7.2
Generación por particulares de electricidad	0.4	0.8	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.7	0.6	0.8	0.5	2.3
Productores independientes de electricidad	0.1	0.2	0.0	0.1	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	0.3	0.6	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.7	0.6	0.8	0.5	5.2
Exportación	5.3	2.2	5.8	0.2	2.1	7.6	6.3	2.4	0.4	-	-	n.a.
A otras regiones	26.6	38.4	40.4	38.6	42.1	46.1	50.3	52.2	39.9	32.5	32.8	2.1
Variación de inventarios	**1.0**	**1.9**	**0.5**	**1.5**	**1.9**	**0.7**	**1.6**	**0.1**	**1.9**	**2.2**	**3.1**	**12.1**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 23
Balance de diésel región Centro-Occidente, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**69.2**	**75.9**	**75.9**	**78.7**	**83.2**	**85.6**	**89.4**	**86.1**	**92.1**	**94.8**	**98.4**	**3.6**
Producción	41.1	36.0	41.4	42.1	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	-0.5
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	41.1	36.0	41.4	42.1	44.5	42.4	51.0	45.0	41.7	37.7	39.2	-0.5
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	-	-	-	0.3	0.3	1.5	1.8	1.0	2.5	3.7	7.1	n.a.
De otras regiones	28.0	39.8	34.5	36.3	38.3	41.6	36.7	40.1	48.0	53.3	52.1	6.4
Destino	**68.4**	**74.7**	**75.5**	**77.7**	**82.0**	**85.2**	**88.6**	**85.8**	**91.0**	**93.4**	**96.4**	**3.5**
Demanda interna	68.4	74.7	74.0	77.7	82.0	85.2	88.6	85.8	91.0	93.4	96.4	3.5
Sector industrial	4.3	4.7	5.9	5.2	4.8	5.1	5.5	4.7	5.2	5.8	6.2	3.7
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	63.5	65.3	67.9	72.3	76.7	79.5	82.6	80.6	85.4	87.1	87.5	3.3
Autotransporte	59.0	60.7	62.5	66.1	69.9	73.2	76.0	75.0	79.1	80.3	81.5	3.3
Transporte ferroviario	3.7	3.8	4.5	4.9	5.6	5.0	4.8	4.3	4.8	4.9	4.3	1.5
Transporte marítimo	0.8	0.9	0.9	1.2	1.2	1.3	1.8	1.3	1.5	2.0	1.6	7.9
Sector eléctrico	0.6	4.6	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6	0.5	0.4	0.5	2.6	15.2
Generación pública de electricidad (CFE y LyF	0.5	4.0	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	2.3	17.5
Generación por particulares de electricidad	0.2	0.6	0.1	0.2	0.2	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3	5.7
Productores independientes de electricidad	0.2	0.6	0.1	0.1	-	0.2	0.2	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	0.0	0.04	0.03	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	57.5
Exportación	-	-	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**0.7**	**1.2**	**0.4**	**0.9**	**1.2**	**0.4**	**0.8**	**0.2**	**1.1**	**1.3**	**2.0**	**10.9**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 24
Balance de diésel región Centro, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**60.2**	**63.0**	**67.3**	**67.7**	**71.7**	**74.1**	**76.8**	**72.9**	**75.4**	**75.7**	**77.3**	**2.5**
Producción	51.3	56.5	65.1	59.0	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	-0.3
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	51.3	56.5	65.1	59.0	56.7	62.2	59.8	60.1	49.7	48.2	50.1	-0.3
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	8.9	6.6	2.2	8.7	15.0	11.9	17.0	12.8	25.7	27.5	27.3	11.9
Destino	**59.6**	**61.6**	**66.8**	**66.7**	**70.4**	**73.6**	**75.8**	**72.8**	**74.4**	**74.5**	**75.6**	**2.4**
Demanda interna	59.1	61.0	64.0	66.3	70.4	73.6	75.8	72.8	74.4	74.5	75.6	2.5
Sector industrial	6.6	6.3	6.8	6.0	6.2	6.2	6.2	5.3	4.7	4.9	5.2	-2.5
Sector petrolero	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.5	0.3	0.5	8.3
Sector transporte	52.2	54.4	57.0	59.7	63.4	66.9	69.0	66.7	68.7	69.0	69.7	2.9
Autotransporte	51.1	53.3	56.1	58.8	62.6	65.9	68.2	65.9	67.8	67.9	68.5	3.0
Transporte ferroviario	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.2
Transporte marítimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.3	13.9
Generación pública de electricidad (CFE y LyF	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Generación por particulares de electricidad	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.3	13.9
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.3	13.9
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.5	0.6	2.8	0.4	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**0.6**	**1.4**	**0.4**	**1.0**	**1.3**	**0.5**	**0.9**	**0.1**	**1.1**	**1.2**	**1.7**	**11.1**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 25
Balance de diésel región Sur-Sureste, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**109.5**	**118.9**	**107.5**	**126.1**	**135.1**	**121.1**	**124.1**	**120.8**	**151.5**	**168.4**	**176.3**	**4.9**
Producción	96.1	109.6	104.4	105.1	105.8	102.6	102.8	102.2	97.3	95.4	107.4	1.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	37.3	41.9	40.2	39.2	42.2	44.4	39.7	37.9	37.7	34.1	52.1	3.4
Salina Cruz	58.7	67.7	64.1	65.9	63.7	58.2	63.1	64.4	59.6	61.2	55.3	-0.6
Importación[1]	13.4	9.3	3.1	21.0	29.3	18.5	21.2	18.6	54.2	73.0	68.9	17.8
De otras regiones	0.0	0.0	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	**108.3**	**116.8**	**106.9**	**124.4**	**133.0**	**120.5**	**122.3**	**120.4**	**149.3**	**165.7**	**172.4**	**4.8**
Demanda interna	57.3	66.4	68.8	72.6	75.6	78.2	85.3	83.5	82.7	82.1	91.5	4.8
Sector industrial	1.5	2.1	3.3	3.1	3.1	3.3	3.5	3.2	3.3	3.7	4.2	10.5
Sector petrolero	11.5	12.3	15.7	16.1	14.6	17.0	17.3	19.6	18.7	17.3	19.3	5.3
Sector transporte	42.0	44.7	46.8	49.7	54.5	56.9	61.4	56.5	57.0	58.1	62.9	4.1
Autotransporte	35.4	38.0	40.3	42.8	47.4	50.1	54.3	51.0	51.2	51.4	54.9	4.5
Transporte ferroviario	2.0	2.0	2.0	1.9	1.7	1.7	1.4	1.7	1.7	1.8	1.9	-0.6
Transporte marítimo	4.6	4.7	4.5	5.0	5.4	5.0	5.7	3.8	4.2	4.9	6.1	2.8
Sector eléctrico	2.3	7.3	3.1	3.6	3.4	1.1	3.0	4.2	3.7	2.9	5.2	8.4
Generación pública de electricidad (CFE y LyF	1.8	6.7	2.9	3.4	3.3	0.9	2.4	4.0	3.5	2.8	4.7	9.9
Generación por particulares de electricidad	0.5	0.6	0.2	0.2	0.1	0.2	0.6	0.2	0.2	0.2	0.5	-0.2
Productores independientes de electricidad	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	12.8
Autogeneración de energía eléctrica	0.4	0.6	0.1	0.1	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	-8.4
Exportación	2.7	0.7	0.4	0.7	0.5	1.2	0.1	2.4	-	-	-	n.a.
A otras regiones	48.3	49.7	37.6	51.1	56.9	41.1	37.0	34.5	66.6	83.7	80.8	5.3
Variación de inventarios	**1.2**	**2.1**	**0.6**	**1.7**	**2.2**	**0.6**	**1.7**	**0.4**	**2.2**	**2.7**	**3.9**	**12.5**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CRE, CFE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 26
Balance nacional de gasolinas, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**582.3**	**585.9**	**639.7**	**671.2**	**716.2**	**753.7**	**776.7**	**784.4**	**783.1**	**793.4**	**810.9**	**3.4**
Producción	398.1	444.9	466.0	439.5	442.4	443.8	436.7	455.3	404.8	388.8	416.4	0.5
Cadereyta	74.6	84.8	81.1	73.2	81.9	82.2	82.6	85.2	68.6	65.0	72.8	-0.2
Madero	22.3	52.8	53.7	57.3	60.9	61.5	61.8	61.0	51.9	44.3	50.6	8.5
Tula	94.8	91.7	111.8	103.8	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	-0.6
Salamanca	60.5	64.1	65.5	63.6	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	0.1
Minatitlán	55.1	50.6	57.2	45.5	42.0	41.7	43.1	46.1	41.0	39.0	57.1	0.4
Salina Cruz	90.9	100.8	96.8	96.0	96.9	94.5	95.5	94.8	90.9	91.9	85.8	-0.6
Importación[1]	184.2	141.1	173.7	231.8	273.8	309.8	340.0	329.1	378.3	404.7	394.5	7.9
Destino	**573.1**	**603.5**	**637.7**	**672.7**	**719.1**	**761.3**	**792.8**	**794.0**	**802.3**	**800.0**	**804.4**	**3.4**
Demanda interna	566.3	601.2	636.8	672.1	718.9	761.0	792.6	792.6	802.3	800.0	804.4	3.6
Sector transporte	565.3	600.5	636.1	671.5	718.3	760.3	792.0	791.9	801.6	799.1	803.2	3.6
Sector petrolero	1.0	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.9	1.2	1.8
Exportación	6.8	2.3	0.9	0.6	0.2	0.4	0.2	1.4	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**9.2**	**-17.6**	**2.0**	**-1.4**	**-3.0**	**-7.7**	**-16.2**	**-9.6**	**-19.2**	**-6.6**	**6.5**	**-3.4**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

Cuadro A. 27
Balance de gasolinas región Noroeste, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**67.8**	**71.6**	**79.0**	**85.4**	**91.9**	**97.8**	**102.3**	**99.2**	**99.1**	**101.0**	**103.3**	**4.3**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	6.3	0.1	2.3	10.6	17.8	34.1	53.7	38.4	34.9	39.8	41.5	20.7
De otras regiones	61.5	71.5	76.7	74.8	74.1	63.7	48.7	60.9	64.2	61.2	61.8	0.0
Destino	**67.3**	**72.8**	**78.9**	**85.6**	**92.2**	**98.3**	**103.9**	**100.0**	**100.7**	**101.6**	**102.6**	**4.3**
Demanda interna	67.3	72.8	78.9	85.6	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	4.3
Sector transporte	67.3	72.8	78.9	85.6	92.2	98.3	103.9	100.0	100.7	101.6	102.6	4.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**0.5**	**-1.1**	**0.1**	**-0.2**	**-0.3**	**-0.5**	**-1.6**	**-0.8**	**-1.6**	**-0.6**	**0.7**	**2.2**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

Cuadro A. 28
Balance de gasolinas región Noreste, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**209.8**	**146.6**	**151.0**	**162.5**	**179.5**	**189.9**	**202.9**	**211.9**	**200.5**	**181.8**	**191.4**	**-0.9**
Producción	96.9	137.6	134.8	130.5	142.8	143.7	144.4	146.2	120.5	109.3	123.3	2.4
Cadereyta	74.6	84.8	81.1	73.2	81.9	82.2	82.6	85.2	68.6	65.0	72.8	-0.2
Madero	22.3	52.8	53.7	57.3	60.9	61.5	61.8	61.0	51.9	44.3	50.6	8.5
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	112.9	9.0	16.3	32.0	36.7	46.2	58.5	65.7	80.0	72.6	68.1	-4.9
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	**207.3**	**150.5**	**150.6**	**162.9**	**180.3**	**191.7**	**206.8**	**214.3**	**204.9**	**183.3**	**190.5**	**-0.8**
Demanda interna	103.9	115.4	121.8	129.0	139.4	147.3	153.6	151.4	148.1	142.2	141.7	3.2
Sector transporte	103.8	115.4	121.8	129.0	139.4	147.3	153.6	151.4	148.1	142.2	141.7	3.2
Sector petrolero	0.1	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Exportación	2.5	1.3	-	-	-	-	-	1.1	-	-	-	n.a.
A otras regiones	100.9	33.7	28.9	33.9	40.9	44.4	53.2	61.8	56.8	41.0	48.8	-7.0
Variación de inventarios	**2.5**	**-3.9**	**0.4**	**-0.3**	**-0.8**	**-1.8**	**-3.9**	**-2.4**	**-4.4**	**-1.4**	**0.9**	**-10.0**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

Cuadro A. 29
Balance de gasolinas región Centro-Occidente, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**132.5**	**134.7**	**147.4**	**155.0**	**165.2**	**174.5**	**178.3**	**182.3**	**184.1**	**185.4**	**188.4**	**3.6**
Producción	60.5	64.1	65.5	63.6	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	0.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	60.5	64.1	65.5	63.6	66.3	63.4	62.8	62.4	61.0	54.6	60.8	0.1
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	0.3	-	-	0.7	2.1	7.8	12.0	10.4	14.1	9.9	7.4	36.1
De otras regiones	71.7	70.5	81.9	90.7	96.8	103.3	103.5	109.5	109.0	121.0	120.2	5.3
Destino	**130.9**	**137.8**	**147.1**	**155.3**	**165.8**	**175.8**	**181.0**	**183.9**	**187.3**	**186.6**	**187.5**	**3.7**
Demanda interna	130.9	137.8	147.1	155.3	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	3.7
Sector transporte	130.9	137.8	147.1	155.3	165.8	175.8	181.0	183.9	187.3	186.6	187.5	3.7
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**1.5**	**-3.1**	**0.3**	**-0.3**	**-0.6**	**-1.3**	**-2.7**	**-1.6**	**-3.1**	**-1.1**	**0.9**	**-5.2**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

Cuadro A. 30
Balance de gasolinas región Centro, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**185.4**	**184.2**	**194.8**	**200.1**	**209.6**	**216.8**	**221.4**	**221.7**	**225.4**	**229.4**	**231.6**	**2.3**
Producción	94.8	91.7	111.8	103.8	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	-0.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	94.8	91.7	111.8	103.8	94.4	100.5	90.8	105.9	91.4	94.1	89.2	-0.6
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	90.7	92.5	83.0	96.3	115.2	116.3	130.5	115.8	134.0	135.3	142.4	4.6
Destino	**183.6**	**188.4**	**194.3**	**200.6**	**210.4**	**218.6**	**224.8**	**223.9**	**229.3**	**230.9**	**230.9**	**2.3**
Demanda interna	183.6	188.4	194.3	200.6	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.9	230.9	2.3
Sector transporte	183.3	188.4	194.3	200.6	210.4	218.6	224.8	223.9	229.3	230.6	230.2	2.3
Sector petrolero	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.7	12.1
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**1.9**	**-4.2**	**0.4**	**-0.5**	**-0.8**	**-1.8**	**-3.5**	**-2.2**	**-3.9**	**-1.5**	**0.8**	**-8.6**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

Cuadro A. 31
Balance de gasolinas región Sur-Sureste, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**210.6**	**283.3**	**309.1**	**329.9**	**356.0**	**357.9**	**354.5**	**355.4**	**381.1**	**413.3**	**420.5**	**7.2**
Producción	145.9	151.4	154.0	141.5	138.9	136.2	138.6	140.8	132.0	130.8	143.0	- 0.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	55.1	50.6	57.2	45.5	42.0	41.7	43.1	46.1	41.0	39.0	57.1	0.4
Salina Cruz	90.9	100.8	96.8	96.0	96.9	94.5	95.5	94.8	90.9	91.9	85.8	- 0.6
Importación[1]	64.7	131.9	155.1	188.4	217.1	221.6	215.9	214.6	249.1	282.5	277.6	15.7
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	**207.9**	**288.5**	**308.3**	**330.1**	**356.5**	**360.1**	**358.9**	**357.9**	**387.2**	**415.2**	**417.3**	**7.2**
Demanda interna	80.6	86.8	94.7	101.7	111.1	120.9	129.3	133.3	136.8	138.8	141.7	5.8
Sector transporte	79.9	86.1	94.0	101.0	110.5	120.3	128.6	132.6	136.2	138.1	141.2	5.9
Sector petrolero	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	- 2.8
Exportación	4.3	1.0	0.9	0.6	0.2	0.4	0.2	0.3	-	-	-	n.a.
A otras regiones	123.0	200.8	212.7	227.8	245.2	238.8	229.5	224.3	250.4	276.5	275.6	8.4
Variación de inventarios	**2.7**	**- 5.2**	**0.9**	**- 0.2**	**- 0.5**	**- 2.3**	**- 4.5**	**- 2.6**	**- 6.1**	**- 1.9**	**3.2**	**1.9**

n.a. no aplica.
[1] Incluye maquila.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX y SENER.

Cuadro A. 32
Balance nacional de turbosina[1], 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**58.3**	**59.6**	**62.1**	**63.3**	**64.9**	**66.3**	**64.0**	**57.1**	**51.9**	**56.3**	**59.7**	**0.2**
Producción	56.7	59.6	62.1	63.3	64.8	66.3	64.0	57.1	51.9	56.3	56.6	0.0
Cadereyta	3.9	4.6	5.1	4.5	4.8	9.8	6.8	5.2	2.9	3.6	4.7	1.9
Madero	0.4	4.4	6.7	7.0	7.2	4.9	6.8	6.0	5.5	6.0	5.9	30.9
Tula	21.1	20.7	21.8	22.5	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	1.3
Salamanca	11.1	10.5	11.2	12.2	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	-2.9
Minatitlán	3.1	3.2	2.5	2.8	1.2	0.3	0.2	0.1	-	0.0	2.1	-3.7
Salina Cruz	17.1	16.2	14.9	14.4	15.3	16.6	17.1	14.9	13.3	16.1	11.8	-3.7
Importación[1]	1.6	-	-	-	0.1	-	-	-	0.1	-	3.1	6.5
Destino	**59.7**	**61.8**	**64.6**	**65.6**	**67.5**	**71.3**	**70.7**	**59.2**	**57.1**	**57.9**	**59.3**	**-0.1**
Demanda interna	53.3	54.2	57.8	58.7	61.2	67.9	65.0	55.0	55.8	56.1	59.3	1.1
Sector transporte	53.3	54.2	57.8	58.7	61.2	67.9	65.0	55.0	55.8	56.1	59.3	1.1
Sector petrolero	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Exportación	6.3	7.6	6.8	6.9	6.3	3.4	5.7	4.2	1.3	1.8	-	n.a.
Variación de inventarios	**-1.4**	**-2.3**	**-2.4**	**-2.3**	**-2.5**	**-5.0**	**-6.7**	**-2.1**	**-5.2**	**-1.6**	**0.4**	**n.a.**

n.a. no aplica.
1 Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 33
Balance de turbosina región Noroeste[1], 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**7.3**	**7.1**	**7.1**	**7.3**	**7.3**	**7.3**	**6.0**	**5.9**	**6.2**	**6.4**	**6.5**	**-1.1**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	n.a.
De otras regiones	7.3	7.1	7.1	7.3	7.3	7.3	6.0	5.9	6.2	6.4	6.5	-1.1
Destino	**7.4**	**7.3**	**7.2**	**7.4**	**7.5**	**7.6**	**6.3**	**6.1**	**6.6**	**6.4**	**6.5**	**-1.2**
Demanda interna	7.3	7.2	7.2	7.4	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	-1.2
Sector transporte	7.3	7.2	7.2	7.4	7.5	7.6	6.3	6.1	6.6	6.4	6.5	-1.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**-0.1**	**-0.1**	**-0.1**	**-0.1**	**-0.1**	**-0.3**	**-0.3**	**-0.1**	**-0.3**	**-0.1**	**0.0**	**n.a.**

n.a. no aplica.
1 Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 34
Balance de turbosina región Noreste[1], 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**5.4**	**9.3**	**11.9**	**11.5**	**12.1**	**14.7**	**13.6**	**11.2**	**8.3**	**9.6**	**10.7**	**7.1**
Producción	4.3	9.0	11.8	11.5	12.1	14.7	13.6	11.2	8.3	9.6	10.6	9.4
Cadereyta	3.9	4.6	5.1	4.5	4.8	9.8	6.8	5.2	2.9	3.6	4.7	1.9
Madero	0.4	4.4	6.7	7.0	7.2	4.9	6.8	6.0	5.5	6.0	5.9	30.9
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-18.1
De otras regiones	0.1	0.3	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	**5.5**	**9.6**	**12.2**	**11.7**	**12.4**	**15.6**	**14.6**	**11.5**	**8.8**	**9.8**	**10.7**	**6.9**
Demanda interna	3.6	4.7	4.5	4.3	4.7	9.5	6.7	5.2	4.4	5.2	6.2	5.4
Sector transporte	3.6	4.7	4.5	4.3	4.7	9.5	6.7	5.2	4.4	5.2	6.2	5.4
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	1.5	0.7	1.2	0.4	0.4	0.6	0.2	-	-	-	n.a.
A otras regiones	1.9	3.4	7.0	6.2	7.4	5.7	7.3	6.1	4.4	4.5	4.5	9.2
Variación de inventarios	**-0.1**	**-0.3**	**-0.3**	**-0.2**	**-0.3**	**-0.9**	**-1.0**	**-0.3**	**-0.5**	**-0.2**	**0.1**	**n.a.**

n.a. no aplica.
1 Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 35
Balance de turbosina región Centro-Occidente[1], 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**11.2**	**10.6**	**11.4**	**12.4**	**13.5**	**10.7**	**10.5**	**8.9**	**8.1**	**7.7**	**8.6**	**-2.6**
Producción	11.1	10.5	11.2	12.2	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	-2.9
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	11.1	10.5	11.2	12.2	13.3	10.5	10.5	8.7	8.1	7.5	8.3	-2.9
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	0.2	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.0	0.2	0.0	0.2	0.4	8.5
Destino	**11.6**	**11.0**	**11.9**	**12.9**	**13.9**	**11.5**	**11.6**	**9.2**	**8.9**	**7.9**	**8.6**	**-2.9**
Demanda interna	10.7	10.3	11.2	12.3	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	-2.6
Sector transporte	10.7	10.3	11.2	12.3	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	-2.6
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.8	0.7	0.6	0.6	0.9	0.8	1.2	0.6	0.8	0.5	0.4	-7.9
Variación de inventarios	**-0.3**	**-0.4**	**-0.4**	**-0.5**	**-0.4**	**-0.8**	**-1.1**	**-0.3**	**-0.8**	**-0.2**	**0.0**	**n.a.**

n.a. no aplica.
1 Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 36
Balance de turbosina región Centro[1], 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**21.7**	**21.2**	**21.9**	**22.8**	**23.4**	**24.2**	**22.9**	**22.2**	**22.6**	**23.6**	**24.7**	**1.3**
Producción	21.1	20.7	21.8	22.5	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	1.3
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	21.1	20.7	21.8	22.5	22.9	24.2	22.7	22.2	22.1	23.0	23.9	1.3
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación[1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	0.6	0.4	0.1	0.3	0.5	-	0.3	0.0	0.4	0.6	0.8	2.7
Destino	**22.2**	**21.8**	**22.7**	**23.6**	**24.2**	**25.9**	**25.2**	**23.1**	**24.8**	**24.2**	**24.5**	**1.0**
Demanda interna	20.8	19.8	21.2	21.6	22.5	23.5	22.5	21.6	22.3	23.0	23.5	1.2
Sector transporte	20.8	19.8	21.2	21.6	22.5	23.5	22.5	21.6	22.3	23.0	23.5	1.3
Sector petrolero	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	1.4	2.0	1.5	1.9	1.8	2.4	2.8	1.5	2.4	1.3	1.0	-3.7
Variación de inventarios	**-0.6**	**-0.6**	**-0.8**	**-0.8**	**-0.8**	**-1.7**	**-2.3**	**-0.8**	**-2.2**	**-0.6**	**0.2**	**n.a.**

n.a. no aplica.
1 Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 37
Balance de turbosina región Sur-Sureste[1], 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Origen	**21.0**	**19.6**	**19.4**	**18.8**	**19.3**	**18.8**	**22.2**	**17.6**	**15.4**	**16.7**	**17.3**	**-1.9**
Producción	20.2	19.4	17.3	17.1	16.5	16.9	17.2	15.0	13.3	16.1	13.9	-3.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	3.1	3.2	2.5	2.8	1.2	0.3	0.2	0.1	-	0.0	2.1	-3.7
Salina Cruz	17.1	16.2	14.9	14.4	15.3	16.6	17.1	14.9	13.3	16.1	11.8	-3.7
Importación[1]	0.6	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	2.9	16.2
De otras regiones	0.2	0.3	2.1	1.6	2.6	1.9	5.0	2.6	2.1	0.6	0.5	13.2
Destino	**21.3**	**20.5**	**20.1**	**19.5**	**20.1**	**20.1**	**24.2**	**18.1**	**16.8**	**17.2**	**17.2**	**-2.1**
Demanda interna	10.8	12.2	13.6	13.1	13.5	16.7	19.1	13.5	14.4	14.1	14.9	3.2
Sector transporte	10.8	12.2	13.6	13.1	13.5	16.7	19.1	13.5	14.4	14.1	14.9	3.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	6.3	6.1	6.1	5.7	5.9	3.0	5.2	4.0	1.3	1.8	0.0	n.a.
A otras regiones	4.2	2.1	0.4	0.7	0.7	0.5	-	0.6	1.1	1.3	2.4	-5.5
Variación de inventarios	**-0.3**	**-0.8**	**-0.7**	**-0.7**	**-0.8**	**-1.4**	**-2.0**	**-0.5**	**-1.4**	**-0.5**	**0.1**	**n.a.**

n.a. no aplica.
1 Incluye maquila para el período histórico.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de ASA, DGAC, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 38
Demanda estatal de combustóleo, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Estado	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Aguascalientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baja California	4.7	3.0	1.4	2.1	2.0	1.1	0.7	0.6	0.5	0.3	0.1	-29.9
Baja California Sur	6.2	4.4	5.2	6.0	12.8	18.3	15.6	19.8	16.5	10.0	10.6	5.4
Campeche	74.3	5.4	5.6	7.8	6.3	5.8	6.3	5.1	5.1	5.4	5.0	-23.7
Coahuila	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	n.a.
Colima	12.9	12.7	11.6	13.3	10.7	9.7	8.2	8.6	6.7	6.1	6.5	-6.6
Chiapas	1.0	1.0	0.7	0.4	0.3	0.8	0.2	0.3	0.1	0.4	0.5	-7.3
Chihuahua	52.9	44.7	36.9	31.6	12.0	17.5	28.9	20.3	9.5	16.6	14.9	-11.9
Distrito Federal	-	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	n.a.
Durango	8.5	8.8	10.0	10.1	7.9	7.4	5.9	6.2	5.3	4.2	0.9	-20.3
Guanajuato	38.5	36.3	32.0	29.6	27.7	21.6	19.7	13.0	14.6	11.0	7.3	-15.3
Guerrero	16.9	0.1	8.6	1.0			3.7	4.5				n.a.
Hidalgo	74.9	62.9	58.8	66.2	53.9	56.4	50.4	44.9	43.4	52.4	54.0	-3.2
Jalisco	0.6	0.9	1.1	2.1	1.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	-6.4
México	0.4	-	-	-	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0		n.a.
Michoacán	3.1	2.7	3.3	2.7	2.0	2.3	2.2	2.2	1.6	1.8	1.3	-8.4
Morelos	0.5	0.5	0.6	0.5	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	-18.3
Nayarit	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	-	-	-	n.a.
Nuevo León	14.7	16.1	9.5	6.8	7.9	4.5	4.4	4.4	2.7	2.3	3.5	-13.5
Oaxaca	13.9	15.1	14.7	15.6	16.5	16.1	14.5	12.7	11.7	11.7	10.2	-3.1
Puebla	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-27.3
Querétaro	0.2	0.0	0.1	0.3	0.6	0.5	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	2.4
Quintana Roo	0.4	0.4	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	-15.0
San Luis Potosí	13.5	18.8	15.1	14.6	10.3	13.7	12.9	13.2	14.3	14.4	15.1	1.1
Sinaloa	25.8	26.4	26.0	38.8	25.2	26.9	21.5	21.3	22.2	28.8	27.2	0.5
Sonora	29.6	27.8	26.1	26.8	27.5	23.7	14.4	14.9	16.1	23.1	23.0	-2.5
Tabasco	0.1	0.2	1.6	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	-24.1
Tamaulipas	31.6	26.6	27.5	26.6	12.1	7.0	4.6	4.0	3.3	3.0	10.3	-10.6
Tlaxcala	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Veracruz	9.5	71.8	71.7	71.7	58.8	56.5	39.7	43.3	37.8	36.6	45.5	16.9
Yucatán	8.3	9.1	8.0	6.7	4.4	2.5	0.6	1.2	0.8	2.4	1.9	-13.9
Zacatecas	0.7	0.7	0.8	1.0	0.5	0.6	0.4	0.6	0.2	0.1	0.0	-28.4
Total	**444.7**	**397.0**	**377.3**	**383.1**	**301.3**	**293.8**	**255.8**	**242.2**	**213.4**	**231.0**	**238.4**	**-6.0**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de CFE, CRE, PEMEX y SENER.

Cuadro A. 39
Demanda estatal de coque de petróleo 2002-2012
(miles de toneladas anuales)

Estado	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Aguascalientes	-	-	-	-	25.5	-	-	108.3	93.4	115.4	143.3	n.a.
Baja California	-	37.5	71.6	53.9	66.3	63.3	58.8	54.1	45.6	48.3	37.5	n.a.
Baja California Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Campeche		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coahuila	105.3	102.6	166.7	138.8	197.9	169.8	109.2	155.5	138.7	128.8	106.7	0.1
Colima	-	81.6	29.2	79.5	113.0	147.4	133.2	125.5	118.7	83.9	111.6	n.a.
Chiapas	-	-	-	-	-	-	-					
Chihuahua	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.3	0.3	0.3	n.a.
Distrito Federal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.0	75.5	n.a.
Durango	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guanajuato	0.0	0.0	112.7	-	0.0	55.1	0.0	-	-	-	-	n.a.
Guerrero	-	-	8.6	23.3	33.1	17.0	15.4	25.8	13.4	9.5	16.9	n.a.
Hidalgo	298.8	283.7	480.0	351.6	502.4	626.0	581.0	553.0	512.3	544.0	484.1	4.9
Jalisco	170.1	145.2	241.3	179.3	273.9	292.8	218.2	224.1	187.1	194.2	181.2	0.6
México	69.4	131.3	185.7	273.5	202.2	241.3	184.3	181.4	153.4	125.5	166.9	9.2
Michoacán	34.6	87.2	-	49.3	69.4	0.0		0.1	0.0	0.1	0.1	-44.0
Morelos	-	-	-	266.8	306.6	197.1	215.2	154.9	181.2	178.8	163.4	n.a.
Nayarit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuevo León	484.5	409.0	388.1	440.0	738.0	917.7	831.1	261.5	236.4	266.1	264.8	-5.9
Oaxaca	-	-	-	-	-	28.2	58.9	54.8	54.4	96.1	128.0	n.a.
Puebla	249.8	197.0	347.3	239.1	291.4	349.7	369.1	314.8	312.7	390.3	362.3	3.8
Querétaro	-	-	-	-	-	-	-	0.0	1.2	0.0	-	n.a.
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	-	-	n.a.
San Luis Potosí	206.0	383.2	1135.1	1145.5	1279.5	1489.7	1394.0	1301.1	1536.3	1515.1	1551.9	22.4
Sinaloa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sonora	171.8	206.4	260.0	230.4	317.5	334.4	205.9	161.3	120.3	162.1	225.9	2.8
Tabasco	-	-	-	-	-	61.5	55.6	36.0	52.3	41.6	40.0	n.a.
Tamaulipas	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	84.2	47.8	41.4	37.6	n.a.
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Veracruz	114.0	84.1	30.5	83.1	120.9	100.0	89.1	92.4	102.2	167.4	197.9	5.7
Yucatán	-	52.7	94.2	69.1	85.4	92.7	84.8	79.5	82.0	85.5	62.7	n.a.
Zacatecas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**1,904.2**	**2,201.4**	**3,551.0**	**3,623.2**	**4,623.1**	**5,183.9**	**4,603.9**	**3,968.6**	**3,989.8**	**4,212.2**	**4,358.5**	**8.6**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con información de PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro A. 40
Demanda estatal de diésel, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Estado	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Aguascalientes	4.2	4.4	4.3	4.5	4.8	4.9	4.8	4.7	5.0	5.2	5.3	2.3
Baja California	9.1	9.7	10.9	12.8	14.6	15.3	16.3	13.0	13.5	14.3	14.9	5.0
Baja California Sur	4.3	5.2	5.3	4.2	5.3	5.0	5.5	5.3	5.3	7.5	7.9	6.3
Campeche	12.1	12.9	16.2	16.9	15.0	17.9	18.3	21.1	19.3	17.8	20.7	5.5
Coahuila	3.7	3.9	4.1	4.6	5.6	5.6	5.9	5.4	5.7	6.5	6.8	6.3
Colima	8.1	7.6	8.8	8.8	9.5	10.7	11.6	11.3	12.1	12.9	13.1	5.0
Chiapas	9.4	10.9	11.3	12.3	13.5	14.9	16.3	15.3	15.3	16.4	17.2	6.2
Chihuahua	3.3	3.7	4.2	4.7	5.1	6.7	7.4	7.8	13.2	14.1	13.6	15.2
Distrito Federal	22.2	23.1	24.2	25.0	26.8	27.3	27.1	26.4	25.2	25.2	26.8	1.9
Durango	9.5	9.7	10.6	11.2	12.5	13.3	13.5	13.3	14.9	14.2	14.5	4.3
Guanajuato	15.1	14.6	15.0	15.7	16.0	15.5	16.1	15.1	15.7	15.8	16.3	0.8
Guerrero	3.3	4.5	3.2	3.3	3.7	3.9	4.3	4.3	4.2	4.1	4.2	2.4
Hidalgo	8.7	8.7	9.9	10.4	11.3	12.2	13.4	12.8	14.3	15.0	14.8	5.4
Jalisco	18.8	20.4	19.9	20.8	22.1	21.2	22.3	20.9	18.0	18.2	17.8	-0.6
México	14.5	14.8	15.0	15.2	16.0	16.7	17.6	16.6	16.9	17.4	17.0	1.6
Michoacán	7.7	8.0	8.5	8.8	9.4	10.5	11.2	10.9	11.3	11.8	11.9	4.4
Morelos	2.9	3.0	3.1	3.6	3.5	3.6	3.8	3.8	3.7	3.7	3.8	2.8
Nayarit	0.7	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	7.5
Nuevo León	16.6	17.8	18.0	20.6	23.7	23.7	26.9	25.1	25.7	25.1	27.5	5.2
Oaxaca	4.5	4.9	5.0	5.4	5.5	5.6	7.6	5.6	5.4	5.4	5.9	2.6
Puebla	10.8	11.4	11.9	12.0	12.9	13.7	13.8	13.3	14.1	13.3	13.3	2.1
Querétaro	9.7	11.0	10.2	10.9	11.5	11.7	11.4	11.5	12.5	12.7	15.0	4.5
Quintana Roo	0.9	1.6	0.7	1.4	0.3	0.2	0.5	1.1	0.2	0.2	0.7	-2.3
San Luis Potosí	5.6	6.8	7.4	7.7	8.6	9.8	10.6	9.9	10.5	10.9	11.4	7.3
Sinaloa	14.8	15.3	16.1	16.6	17.3	17.8	19.2	18.2	18.1	18.5	18.7	2.4
Sonora	11.1	11.5	12.0	13.1	14.1	14.8	15.4	14.3	15.7	18.0	19.6	5.8
Tabasco	6.4	7.4	7.5	7.5	8.3	8.4	9.3	9.0	8.0	7.5	8.4	2.7
Tamaulipas	14.6	17.2	18.8	20.3	21.3	23.1	25.0	20.8	21.6	24.3	23.5	4.9
Tlaxcala	-	-	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	
Veracruz	19.7	20.8	22.4	23.2	24.8	26.0	26.6	25.9	27.8	28.7	31.7	4.9
Yucatán	6.6	10.5	9.8	10.2	12.4	10.7	12.8	11.2	12.2	11.8	13.1	7.1
Zacatecas	3.4	4.8	3.3	3.5	3.3	3.7	3.5	3.8	3.6	3.4	3.8	0.9
Total	**282.4**	**307.1**	**318.5**	**336.5**	**359.8**	**375.5**	**399.5**	**378.9**	**390.2**	**401.2**	**420.3**	**4.1**

n.a. no aplica.

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

Cuadro A. 41
Demanda estatal de gasolinas, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Estado	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Aguascalientes	9.1	9.4	9.9	10.4	11.1	11.9	11.6	12.3	12.1	12.1	12.5	3.2
Baja California	26.8	29.7	32.7	35.5	37.5	39.6	41.7	38.5	39.2	40.6	41.2	4.4
Baja California Sur	5.7	6.1	7.0	7.6	8.4	9.1	9.5	9.0	9.0	8.9	8.9	4.7
Campeche	3.3	3.2	3.6	3.9	4.0	4.5	4.6	5.0	5.0	4.9	5.1	4.6
Coahuila	10.7	11.7	12.2	13.2	14.5	15.5	16.4	16.3	17.3	16.4	16.2	4.2
Colima	5.4	5.7	6.1	6.5	7.0	12.3	14.7	14.5	21.5	21.0	21.3	14.7
Chiapas	9.6	10.3	11.1	11.9	13.5	15.1	16.5	16.9	18.6	19.7	20.1	7.7
Chihuahua	24.1	27.0	28.7	30.2	31.6	33.3	34.5	32.9	32.3	31.6	31.6	2.8
Distrito Federal	100.6	97.3	98.1	98.8	101.1	104.2	104.7	102.5	104.0	103.5	103.8	0.3
Durango	13.9	14.7	15.3	16.5	18.2	19.5	19.8	20.3	19.9	19.2	19.1	3.3
Guanajuato	24.3	25.1	26.2	27.5	28.9	31.4	32.7	33.2	34.4	34.0	34.1	3.4
Guerrero	9.1	9.7	10.7	11.4	11.9	12.8	13.7	14.0	14.0	13.5	13.5	4.1
Hidalgo	14.4	15.8	17.1	18.4	19.4	20.8	22.9	23.7	24.7	25.2	24.7	5.6
Jalisco	40.1	41.6	43.0	45.4	48.3	46.1	46.6	46.4	41.0	41.5	40.5	0.1
México	34.8	39.4	41.2	44.0	47.4	49.0	51.4	51.8	52.5	54.1	54.2	4.5
Michoacán	19.7	21.2	23.2	24.5	26.5	27.4	28.9	29.8	29.8	29.5	29.0	3.9
Morelos	10.9	11.3	12.0	12.8	13.6	13.5	14.0	14.7	15.1	15.1	15.2	3.4
Nayarit	2.2	2.8	3.6	3.6	3.8	4.1	4.2	4.6	4.6	4.5	4.6	7.6
Nuevo León	32.9	33.9	35.7	39.2	43.7	46.0	47.7	46.9	46.3	44.7	44.8	3.1
Oaxaca	8.5	8.8	9.8	10.6	11.1	12.2	12.9	13.5	13.9	13.9	14.3	5.3
Puebla	22.9	24.6	26.0	26.8	28.9	31.1	31.8	31.2	33.1	33.0	33.0	3.7
Querétaro	13.1	13.7	14.7	15.7	17.1	18.3	18.2	18.6	19.1	19.4	21.0	4.8
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	9.5	11.5	13.0	13.8	15.2	15.9	16.4	16.6	16.6	16.2	16.3	5.5
Sinaloa	18.6	19.8	21.3	22.8	24.7	26.4	28.5	28.6	28.4	27.6	27.6	4.1
Sonora	16.3	17.2	18.0	19.7	21.6	23.1	24.3	24.0	24.1	24.4	24.8	4.3
Tabasco	11.0	12.8	13.6	13.8	15.0	15.5	16.9	17.3	17.3	18.0	18.4	5.3
Tamaulipas	22.4	28.1	29.9	29.8	31.4	33.0	35.1	35.1	32.3	30.3	30.0	3.0
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	25.3	26.9	29.6	31.6	34.8	38.1	40.3	42.5	43.5	43.5	44.7	5.9
Yucatán	14.0	15.0	16.4	18.5	20.7	22.7	24.3	23.9	24.6	25.2	25.6	6.2
Zacatecas	7.4	6.9	7.4	7.9	7.8	8.4	7.7	8.0	8.4	8.3	8.3	1.1
Total	**566.3**	**601.2**	**636.8**	**672.1**	**718.9**	**761.0**	**792.6**	**792.6**	**802.3**	**800.0**	**804.4**	**3.6**

Nota. La información está desagregada por punto de venta, no por lugar de consumo.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

Cuadro A. 42
Demanda estatal de turbosina, 2002-2012
(miles de barriles diarios)

Estado	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Aguascalientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baja California	3.5	3.7	3.5	3.5	3.3	0.0	0.3	2.8	2.9	2.6	2.8	-2.1
Baja California Sur	1.6	1.5	1.8	2.0	2.0	2.3	1.9	1.8	2.0	2.0	2.1	2.9
Campeche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coahuila	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chiapas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chihuahua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distrito Federal	18.8	17.7	19.1	19.5	20.2	19.6	18.2	19.8	19.6	20.8	22.1	1.6
Durango	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guanajuato	6.9	8.1	10.1	12.3	13.1	10.6	10.4	8.6	8.2	7.4	8.2	1.8
Guerrero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidalgo	2.0	2.0	2.1	2.1	2.3	3.9	4.3	1.9	2.7	2.2	1.5	-3.3
Jalisco	3.8	2.1	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
México	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Michoacán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Morelos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nayarit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuevo León	3.5	4.6	4.3	4.0	4.4	9.5	6.3	5.0	3.0	3.4	4.9	3.3
Oaxaca	3.1	3.2	1.7	1.9	2.3	5.8	5.6	5.0	5.4	8.0	5.3	5.3
Puebla	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querétaro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinaloa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonora	2.3	2.0	2.0	1.9	2.1	5.3	4.1	1.5	1.7	1.9	1.7	-3.3
Tabasco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tamaulipas	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.0	0.4	0.2	1.4	1.8	1.3	26.0
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	3.3	3.1	3.7	3.0	2.4	2.9	4.2	1.8	2.9	1.4	3.6	0.9
Yucatán	4.4	6.0	8.2	8.2	8.8	8.1	9.2	6.7	6.1	4.8	6.0	3.2
Zacatecas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**53.3**	**54.2**	**57.8**	**58.7**	**61.2**	**67.9**	**65.0**	**55.0**	**55.8**	**56.1**	**59.3**	**1.1**

Nota. La información está desagregada por punto de venta, no por lugar de consumo.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de PEMEX Refinación.

ANEXO B. BALANCES NACIONALES PROSPECTIVOS Y ESTADÍSTICAS COMPLEMENTARIAS DE PETRÓLEO Y PETROLÍFEROS, 2012-2027

Cuadro B. 1
Balance nacional de petróleo crudo 2013-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca 2013-2020	tmca 2020-2027	tmca 2013-2027
Disponibilidad	**2,568**	**2,569**	**2,601**	**2,606**	**2,609**	**2,693**	**2,783**	**2,898**	**2,910**	**2,907**	**2,900**	**2,978**	**3,078**	**3,047**	**3,152**	**1.5**	**1.0**	**1.4**
Producción de petróleo crudo	**2,541**	**2,550**	**2,587**	**2,592**	**2,595**	**2,680**	**2,769**	**2,884**	**2,896**	**2,894**	**2,887**	**2,964**	**3,064**	**3,033**	**3,138**	**1.6**	**1.1**	**1.4**
Pesado	1,367	1,300	1,414	1,425	1,444	1,473	1,445	1,424	1,345	1,321	1,312	1,321	1,301	1,135	1,118	**0.5**	**-3.0**	**-1.3**
Ligero	875	915	793	794	778	814	917	1,056	1,170	1,204	1,194	1,224	1,294	1,373	1,410	**2.4**	**3.6**	**3.2**
Superligero	299	335	380	373	373	393	407	404	382	369	381	419	469	526	610	**3.7**	**5.2**	**4.8**
Naftas y condensados	**1.0**	**1.2**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**1.4**	**4.6**	**0.0**	**2.5**
Importación de petróleo crudo	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**
Distribución	**2,456**	**2,473**	**2,576**	**2,581**	**2,585**	**2,669**	**2,758**	**2,873**	**2,885**	**2,883**	**2,876**	**2,954**	**3,053**	**3,022**	**3,126**	**2.0**	**1.1**	**1.6**
A Refinerías[1]	**1,279**	**1,291**	**1,346**	**1,369**	**1,369**	**1,379**	**1,385**	**1,628**	**1,653**	**1,653**	**1,653**	**1,653**	**1,653**	**1,653**	**1,653**	**3.0**	**0.2**	**1.7**
Pesado	511	517	616	629	632	645	647	908	937	938	938	938	938	938	938	**7.2**	**0.4**	**4.0**
Ligero	768	774	730	739	737	734	737	720	715	715	715	716	716	715	716	**-0.8**	**-0.1**	**-0.5**
Superligero	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**
A terminales de exportación	**1,177**	**1,181**	**1,230**	**1,212**	**1,216**	**1,290**	**1,373**	**1,245**	**1,232**	**1,230**	**1,223**	**1,300**	**1,400**	**1,369**	**1,473**	**0.7**	**2.1**	**1.5**
Pesado	969	880	882	876	910	976	942	661	530	507	508	553	527	258	231	**-4.8**	**-13.2**	**-9.6**
Ligero	104	142	186	180	160	176	279	437	568	604	592	611	687	819	863	**18.0**	**8.5**	**14.1**
Superligero	104	160	162	157	146	138	152	148	134	119	123	137	185	292	380	**4.3**	**11.8**	**8.6**
Variaciones[2]	**26**	**18**	**13**	**12**	**12**	**12**	**12**	**13**	**12**	**12**	**12**	**12**	**12**	**13**	**13**	**-8.8**	**0.1**	**-4.6**

1 Se refiere al crudo destinado al Sistema Nacional de Refinación.
2 Incluye empaque, movimientos de inventarios, inyecciones, traspasos, mermas y diferencias estadísticas.
Nota 1: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.
Nota 2: Las variaciones entre la producción de los tres tipos de crudos y la disponibilidad de los crudos Maya (pesado), Istmo (ligero) y Olmeca (súper-ligero) se deben a las mezclas realizadas para adecuar la calidad. Por ejemplo, un crudo extrapesado obtenido en la producción puede mezclarse con otro ligero para obtener uno pesado las características fisicoquímicas correspondientes a la especificación del crudo Maya.
Fuente. Pemex Exploración y Producción.

Cuadro B. 2
Balance nacional de petrolíferos, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**1,588.6**	**1,495.9**	**1,479.8**	**1,544.6**	**1,615.3**	**1,712.6**	**1,789.3**	**1,876.5**	**1,901.1**	**1,922.3**	**1,940.8**	**1,973.1**	**2,004.7**	**2,046.1**	**2,086.8**	**2,133.0**	**2.0**
Producción	1,031.1	1,109.1	1,113.5	1,187.6	1,215.0	1,226.2	1,235.7	1,244.1	1,453.9	1,462.0	1,461.1	1,460.6	1,462.8	1,464.2	1,464.3	1,464.1	2.4
Cadereyta	161.2	159.3	166.2	190.8	203.3	204.3	204.5	204.4	203.4	203.4	203.4	203.4	203.5	204.9	204.5	204.5	1.6
Madero	105.0	114.9	111.5	134.8	139.9	142.9	142.6	142.4	142.0	142.2	141.4	142.2	142.2	142.1	142.3	142.1	2.0
Tula	242.6	232.3	245.0	256.1	257.0	251.9	260.6	262.5	206.9	207.0	206.9	207.0	207.2	207.0	207.0	206.7	-1.1
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	270.0	270.0	270.2	270.1	270.0	270.0	270.0	270.4	n.a.
Salamanca	142.2	165.2	164.8	147.1	152.0	154.0	161.3	167.7	166.7	166.7	166.7	166.7	166.9	167.1	167.1	167.1	1.1
Minatitlán	149.6	171.6	176.7	200.9	205.0	212.2	206.2	206.6	204.9	201.8	201.3	200.0	201.8	202.2	202.4	202.3	2.0
Salina Cruz	230.5	265.8	249.3	257.9	257.8	260.8	260.4	260.5	260.1	270.9	271.3	271.3	271.2	270.8	271.0	271.0	1.1
Compras a particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	557.5	386.8	366.3	357.0	400.3	486.4	553.6	632.4	447.1	460.4	479.7	512.5	541.9	582.0	622.5	668.9	1.2
Destino	**1,549.0**	**1,495.9**	**1,479.8**	**1,544.6**	**1,615.3**	**1,712.6**	**1,789.3**	**1,876.5**	**1,901.1**	**1,922.3**	**1,940.8**	**1,973.1**	**2,004.7**	**2,046.1**	**2,086.8**	**2,133.0**	**2.2**
Demanda interna	1,463.7	1,386.9	1,384.8	1,412.4	1,468.3	1,525.2	1,621.2	1,699.0	1,757.6	1,810.4	1,851.0	1,898.6	1,947.4	1,996.5	2,042.9	2,084.2	2.4
Sector transporte	1,077.8	1,073.7	1,088.1	1,143.4	1,206.2	1,295.3	1,395.8	1,484.4	1,546.7	1,601.6	1,649.8	1,705.0	1,753.5	1,799.8	1,845.7	1,892.7	3.8
Sector eléctrico	247.0	186.9	181.0	140.3	141.7	108.8	102.9	92.6	89.4	84.9	75.2	65.4	63.7	64.0	62.2	54.1	-9.6
Generación pública de electricidad	224.1	164.8	158.9	118.2	119.9	86.9	81.1	70.8	67.6	63.1	53.4	43.6	42.0	42.2	40.4	32.3	-12.1
Generación por particulares de electricidad	22.9	22.1	22.1	22.1	21.8	21.9	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.7	21.8	21.8	21.8	-0.3
Productores independientes de electricidad	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	22.6	22.1	22.1	22.1	21.8	21.9	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.7	21.8	21.8	21.8	-0.3
Sector industrial	92.2	93.4	91.0	91.6	90.2	90.8	92.3	91.8	91.2	93.6	95.8	98.0	100.0	102.4	104.7	107.1	1.0
Sector petrolero	46.7	32.9	24.7	37.1	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	-2.9
Exportación	85.3	109.0	95.0	132.2	147.0	187.4	168.0	177.5	143.5	111.9	89.8	74.5	57.3	49.7	43.9	48.9	-3.6
Variación de inventarios	**39.6**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

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

Cuadro B. 3
Balance de petrolíferos región Noroeste, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**224.9**	**199.0**	**198.7**	**198.4**	**203.2**	**197.6**	**212.7**	**225.3**	**236.5**	**246.8**	**254.4**	**263.7**	**271.1**	**278.0**	**284.7**	**292.1**	**1.8**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras a particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	78.2	3.9	4.1	6.4	6.4	6.5	6.8	6.9	7.0	7.2	7.4	7.7	7.9	8.1	8.4	8.6	-13.7
De otras regiones	146.7	195.1	194.6	192.1	196.8	191.1	206.0	218.4	229.5	239.6	246.9	256.0	263.2	269.9	276.4	283.5	4.5
Destino	**221.7**	**199.0**	**198.7**	**198.4**	**203.2**	**197.6**	**212.7**	**225.3**	**236.5**	**246.8**	**254.4**	**263.7**	**271.1**	**278.0**	**284.7**	**292.1**	**1.9**
Demanda interna	221.7	199.0	198.7	198.4	203.2	197.6	212.7	225.3	236.5	246.8	254.4	263.7	271.1	278.0	284.7	292.1	1.9
Sector transporte	141.9	141.4	142.5	152.1	163.0	178.5	195.9	211.3	222.1	231.5	239.6	248.3	255.6	262.1	268.4	274.9	4.5
Sector eléctrico	70.1	46.2	45.0	33.5	27.8	6.7	4.1	1.3	1.7	2.2	1.4	1.6	1.4	1.4	1.5	2.0	-21.1
Generación pública de electricidad	69.9	45.8	44.6	33.0	27.3	6.3	3.7	0.8	1.3	1.7	1.0	1.2	1.0	1.0	1.1	1.6	-22.4
Generación por particulares de electricidad	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	3.4
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	3.4
Sector industrial	9.7	11.4	11.2	12.9	12.5	12.5	12.6	12.7	12.7	13.1	13.4	13.8	14.1	14.5	14.9	15.3	3.1
Sector petrolero																	
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**3.2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

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

Cuadro B. 4
Balance de petrolíferos región Noreste, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**390.5**	**298.8**	**294.2**	**339.1**	**364.2**	**380.7**	**397.5**	**407.3**	**395.1**	**402.4**	**407.5**	**412.6**	**420.0**	**427.8**	**437.7**	**448.2**	**0.9**
Producción	266.2	274.2	277.7	325.6	343.2	347.2	347.2	346.7	345.4	345.6	344.7	345.6	345.6	347.0	346.8	346.7	1.8
Cadereyta	161.2	159.3	166.2	190.8	203.3	204.3	204.5	204.4	203.4	203.4	203.4	203.4	203.5	204.9	204.5	204.5	1.6
Madero	105.0	114.9	111.5	134.8	139.9	142.9	142.6	142.4	142.0	142.2	141.4	142.2	142.2	142.1	142.3	142.1	2.0
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras a particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	119.7	20.9	10.7	13.4	20.9	26.0	29.6	30.6	13.6	14.0	14.6	15.1	15.4	16.3	16.3	16.2	-12.5
De otras regiones	4.7	3.7	5.9	-	-	7.5	20.7	29.9	36.1	42.7	48.2	52.0	59.0	64.5	74.6	85.4	21.4
Destino	**378.1**	**298.8**	**294.2**	**339.1**	**364.2**	**380.7**	**397.5**	**407.3**	**395.1**	**402.4**	**407.5**	**412.6**	**420.0**	**427.8**	**437.7**	**448.2**	**1.1**
Demanda interna	248.3	242.7	243.4	248.9	266.7	286.9	308.6	327.9	336.7	349.4	358.3	366.6	378.0	389.1	398.9	408.8	3.4
Sector transporte	207.7	200.3	202.1	213.8	227.0	245.9	267.1	286.0	299.2	310.8	321.6	332.3	343.1	353.2	362.7	372.3	4.0
Sector eléctrico	20.4	19.6	19.2	13.1	20.4	20.8	20.5	20.5	15.8	16.3	13.8	10.8	10.9	11.3	10.9	10.5	-4.3
Generación pública de electricidad	19.2	18.3	17.8	11.8	19.1	19.4	19.2	19.2	14.5	14.9	12.5	9.5	9.5	9.9	9.6	9.2	-4.8
Generación por particulares de electricidad	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	0.7
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	0.7
Sector industrial	17.4	18.0	17.9	17.6	17.6	18.7	19.4	19.7	20.1	20.7	21.3	21.8	22.4	23.1	23.7	24.3	2.3
Sector petrolero	2.9	4.7	4.2	4.3	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	-3.8
Exportación	8.2	-	-	-	-	-	-	-	13.3	12.4	11.5	10.7	10.0	9.0	8.2	7.3	-0.8
A otras regiones	121.6	56.1	50.9	90.2	97.5	93.8	88.9	79.4	45.0	40.6	37.7	35.3	32.1	29.6	30.6	32.2	-8.5
Variación de inventarios	**12.4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

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

Cuadro B. 5
Balance de petrolíferos región Centro-Occidente, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**351.2**	**338.6**	**339.6**	**345.1**	**365.5**	**393.4**	**405.2**	**424.4**	**443.8**	**461.9**	**470.8**	**479.8**	**493.6**	**507.1**	**520.4**	**534.1**	**2.8**
Producción	142.2	165.2	164.8	147.1	152.0	154.0	161.3	167.7	166.7	166.7	166.7	166.7	166.9	167.1	167.1	167.1	1.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	142.2	165.2	164.8	147.1	152.0	154.0	161.3	167.7	166.7	166.7	166.7	166.7	166.9	167.1	167.1	167.1	1.1
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras a particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	13.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	195.2	173.4	174.7	198.0	213.5	239.4	243.9	256.7	277.1	295.2	304.1	313.1	326.7	340.0	353.3	367.0	4.3
Destino	**349.2**	**338.6**	**339.6**	**345.1**	**365.5**	**393.4**	**405.2**	**424.4**	**443.8**	**461.9**	**470.8**	**479.8**	**493.6**	**507.1**	**520.4**	**534.1**	**2.9**
Demanda interna	330.4	330.4	330.5	342.8	362.1	377.7	405.2	424.4	443.8	461.9	470.8	479.8	493.6	507.1	520.4	534.1	3.3
Sector transporte	250.8	249.1	251.2	268.3	287.8	315.4	346.6	373.8	392.9	409.6	423.7	439.5	453.1	466.3	479.4	492.8	4.6
Sector eléctrico	56.5	53.0	52.4	49.0	50.6	39.3	36.3	28.8	29.7	30.8	25.4	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	-7.2
Generación pública de electricidad	37.1	34.6	34.1	30.7	32.4	21.0	17.9	10.5	11.5	12.4	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-54.6
Generación por particulares de electricidad	19.4	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	-0.4
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	19.4	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	-0.4
Sector industrial	19.7	24.5	23.8	22.8	22.1	21.4	20.7	20.2	19.6	19.9	20.1	20.4	20.6	20.9	21.1	21.4	0.5
Sector petrolero	3.4	3.9	3.1	2.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	-4.9
Exportación	14.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	4.3	8.1	9.0	2.3	3.4	15.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**2.0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

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

Cuadro B. 6
Balance de petrolíferos región Centro, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**408.2**	**399.7**	**406.7**	**414.3**	**426.3**	**442.9**	**463.9**	**482.9**	**522.7**	**523.3**	**526.6**	**533.8**	**538.1**	**543.9**	**550.1**	**556.7**	**2.1**
Producción	242.6	232.3	245.0	256.1	257.0	251.9	260.6	262.5	476.9	477.0	477.1	477.1	477.3	477.1	477.1	477.1	4.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	242.6	232.3	245.0	256.1	257.0	251.9	260.6	262.5	206.9	207.0	206.9	207.0	207.2	207.0	207.0	206.7	-1.1
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	270.0	270.0	270.2	270.1	270.0	270.0	270.0	270.4	n.a
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras a particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	18.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	146.8	167.4	161.7	158.3	169.3	191.0	203.3	220.3	45.8	46.3	49.5	56.7	60.8	66.8	73.0	79.6	-4.0
Destino	**400.3**	**399.7**	**406.7**	**414.3**	**426.3**	**442.9**	**463.9**	**482.9**	**522.7**	**523.3**	**526.6**	**533.8**	**538.1**	**543.9**	**550.1**	**556.7**	**2.2**
Demanda interna	366.0	350.7	351.0	346.6	356.7	373.0	393.3	409.9	421.9	427.0	435.0	447.2	455.6	465.6	475.4	485.7	1.9
Sector transporte	283.2	286.0	290.6	301.0	312.8	329.5	348.3	365.0	376.8	387.3	395.5	406.8	415.9	424.9	433.9	443.0	3.0
Sector eléctrico	40.2	29.2	26.5	12.5	13.3	12.5	12.5	12.5	12.7	6.3	5.3	5.3	3.7	3.7	3.5	3.7	-14.8
Generación pública de electricidad	39.8	28.8	26.0	12.1	12.8	12.1	12.1	12.1	12.3	5.9	4.9	4.9	3.2	3.2	3.1	3.2	-15.4
Generación por particulares de electricidad	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.8
Productores independientes de electricidad																	
Autogeneración de energía eléctrica	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.8
Sector industrial	34.3	26.9	27.8	28.5	28.7	29.1	30.7	30.5	30.5	31.5	32.4	33.3	34.1	35.1	36.1	37.1	0.5
Sector petrolero	8.4	8.6	6.1	4.6	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	-9.5
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	34.4	49.0	55.7	67.7	69.6	69.9	70.6	73.0	100.8	96.4	91.6	86.6	82.5	78.3	74.7	71.0	5.0
Variación de inventarios	**7.9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

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

Cuadro B. 7
Balance de petrolíferos región Sur-Sureste, 2012-2027
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**715.0**	**813.4**	**791.3**	**833.6**	**885.5**	**1,011.2**	**1,036.6**	**1,128.1**	**891.6**	**911.8**	**930.2**	**970.2**	**1,003.0**	**1,041.2**	**1,081.7**	**1,126.9**	**3.1**
Producción	380.1	437.5	426.0	458.8	462.8	473.0	466.6	467.1	465.0	472.7	472.6	471.3	473.0	473.1	473.3	473.3	1.5
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	149.6	171.6	176.7	200.9	205.0	212.2	206.2	206.6	204.9	201.8	201.3	200.0	201.8	202.2	202.4	202.3	2.0
Salina Cruz	230.5	265.8	249.3	257.9	257.8	260.8	260.4	260.5	260.1	270.9	271.3	271.3	271.2	270.8	271.0	271.0	1.1
Compras a particulares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	327.0	362.0	351.6	337.2	372.9	453.9	517.2	594.8	426.6	439.1	457.6	489.7	518.6	557.6	597.8	644.1	4.6
De otras regiones	7.8	13.9	13.7	37.6	49.8	84.3	52.7	66.1	-	-	-	9.2	11.3	10.5	10.6	9.5	1.3
Destino	**700.8**	**813.4**	**791.3**	**833.6**	**885.5**	**1,011.2**	**1,036.6**	**1,128.1**	**891.6**	**911.8**	**930.2**	**970.2**	**1,003.0**	**1,041.2**	**1,081.7**	**1,126.9**	**3.2**
Demanda interna	297.2	264.1	261.1	275.7	279.7	289.9	301.4	311.6	318.7	325.3	332.5	341.3	349.1	356.7	363.4	363.5	1.4
Sector transporte	194.3	197.0	201.6	208.2	215.6	226.1	237.8	248.3	255.7	262.3	269.4	278.1	285.7	293.4	301.3	309.7	3.2
Sector eléctrico	59.8	38.8	37.9	32.2	29.6	29.6	29.5	29.5	29.4	29.4	29.4	29.4	29.5	29.3	28.0	19.6	-7.2
Generación pública de electricidad	58.1	37.3	36.3	30.6	28.3	28.2	28.2	28.2	28.1	28.1	28.1	28.1	28.2	28.0	26.7	18.3	-7.4
Generación por particulares de electricidad	1.7	1.6	1.6	1.6	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	-1.9
Productores independientes de electricidad	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	1.4	1.6	1.6	1.6	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	-0.6
Sector industrial	11.1	12.5	10.3	9.8	9.4	9.2	9.0	8.7	8.4	8.5	8.6	8.7	8.8	8.9	9.0	9.0	-1.4
Sector petrolero	32.0	15.7	11.3	25.5	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	25.1	-1.6
Exportación	62.6	109.0	95.0	132.2	147.0	187.4	168.0	177.5	130.2	99.6	78.3	63.8	47.4	40.6	35.7	41.6	-2.7
A otras regiones	341.0	440.3	435.1	425.7	458.9	533.9	567.1	639.0	442.8	486.9	519.4	565.1	606.5	643.8	682.7	721.8	5.1
Variación de inventarios	**14.2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

Cuadro B. 8
Balance nacional de gasolinas, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**810.9**	**793.0**	**796.4**	**843.2**	**896.7**	**973.9**	**1,061.2**	**1,138.4**	**1,191.8**	**1,238.5**	**1,271.6**	**1,312.5**	**1,344.9**	**1,377.4**	**1,410.1**	**1,443.2**	**3.9**
Producción	416.4	456.5	478.8	507.1	522.4	509.5	526.7	531.1	686.3	732.2	732.1	733.0	733.0	728.9	728.7	725.9	3.8
Cadereyta	72.8	72.4	79.6	90.5	94.1	89.6	89.3	91.4	93.2	93.3	93.1	93.2	92.9	89.2	88.7	88.7	1.3
Madero	50.6	57.1	55.0	69.9	72.7	67.1	67.1	67.9	68.2	68.6	68.0	68.9	68.9	68.7	68.8	68.8	2.1
Tula	89.2	89.0	97.8	108.2	108.7	100.6	110.5	111.1	116.2	116.1	116.0	116.0	116.1	116.1	116.1	115.9	1.8
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.3	n.a.
Salamanca	60.8	69.0	71.8	59.3	61.6	61.5	81.5	82.2	81.0	81.0	81.0	81.0	81.2	81.5	81.5	81.5	2.0
Minatitlán	57.1	71.0	78.4	89.6	95.6	103.7	91.9	92.3	92.5	87.3	86.9	87.4	87.6	87.6	87.8	84.8	2.7
Salina Cruz	85.8	98.1	96.4	89.7	89.6	87.1	86.3	86.2	86.2	136.9	138.1	137.5	137.3	136.8	136.8	136.8	3.2
Importación	394.5	336.5	317.6	336.1	374.3	464.4	534.5	607.2	505.5	506.3	539.5	579.4	611.9	648.5	681.5	717.3	4.1
Destino	**804.4**	**793.0**	**796.4**	**843.2**	**896.7**	**973.9**	**1,061.2**	**1,138.4**	**1,191.8**	**1,238.5**	**1,271.6**	**1,312.5**	**1,344.9**	**1,377.4**	**1,410.1**	**1,443.2**	**4.0**
Demanda interna	804.4	793.0	796.4	843.2	896.7	973.9	1,061.2	1,138.4	1,191.8	1,238.5	1,271.6	1,312.5	1,344.9	1,377.4	1,410.1	1,443.2	4.0
Sector transporte	803.2	791.8	795.4	842.1	895.6	972.8	1,060.0	1,137.2	1,190.7	1,237.4	1,270.5	1,311.4	1,343.8	1,376.2	1,409.0	1,442.1	4.0
Sector petrolero	1.2	1.2	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	-0.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**6.5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 9
Balance de gasolinas región Noroeste, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**103.3**	**99.3**	**98.8**	**107.4**	**117.2**	**131.4**	**147.4**	**161.5**	**171.3**	**179.9**	**186.3**	**193.4**	**198.7**	**203.8**	**209.0**	**214.2**	**5.0**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	41.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	61.8	99.3	98.8	107.4	117.2	131.4	147.4	161.5	171.3	179.9	186.3	193.4	198.7	203.8	209.0	214.2	8.6
Destino	**102.6**	**99.3**	**98.8**	**107.4**	**117.2**	**131.4**	**147.4**	**161.5**	**171.3**	**179.9**	**186.3**	**193.4**	**198.7**	**203.8**	**209.0**	**214.2**	**5.0**
Demanda interna	102.6	99.3	98.8	107.4	117.2	131.4	147.4	161.5	171.3	179.9	186.3	193.4	198.7	203.8	209.0	214.2	5.0
Sector transporte	102.6	99.3	98.8	107.4	117.2	131.4	147.4	161.5	171.3	179.9	186.3	193.4	198.7	203.8	209.0	214.2	5.0
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**0.7**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 10
Balance de gasolinas región Noreste, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**191.4**	**134.0**	**134.5**	**160.3**	**166.9**	**165.6**	**181.4**	**195.4**	**205.0**	**213.5**	**219.2**	**224.8**	**230.4**	**235.8**	**240.9**	**245.7**	**1.7**
Producción	123.3	129.5	134.5	160.3	166.9	156.7	156.4	159.3	161.4	161.9	161.1	162.1	161.8	157.9	157.5	157.5	1.6
Cadereyta	72.8	72.4	79.6	90.5	94.1	89.6	89.3	91.4	93.2	93.3	93.1	93.2	92.9	89.2	88.7	88.7	1.3
Madero	50.6	57.1	55.0	69.9	72.7	67.1	67.1	67.9	68.2	68.6	68.0	68.9	68.9	68.7	68.8	68.8	2.1
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	68.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	4.5	-	-	-	9.0	25.0	36.1	43.6	51.6	58.1	62.7	68.6	77.9	83.4	88.2	n.a.
Destino	**190.5**	**134.0**	**134.5**	**160.3**	**166.9**	**165.6**	**181.4**	**195.4**	**205.0**	**213.5**	**219.2**	**224.8**	**230.4**	**235.8**	**240.9**	**245.7**	**1.7**
Demanda interna	141.7	134.0	133.6	142.0	151.7	165.6	181.4	195.4	205.0	213.5	219.2	224.8	230.4	235.8	240.9	245.7	3.7
Sector transporte	141.7	134.0	133.6	142.0	151.7	165.6	181.4	195.4	205.0	213.5	219.2	224.8	230.4	235.8	240.9	245.7	3.7
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	48.8	-	0.9	18.3	15.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**0.9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 11
Balance de gasolinas región Centro-Occidente, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**188.4**	**180.2**	**179.1**	**194.6**	**212.4**	**238.2**	**267.2**	**293.0**	**310.8**	**326.3**	**336.7**	**349.0**	**358.5**	**368.0**	**377.5**	**387.1**	**4.9**
Producción	60.8	69.0	71.8	59.3	61.6	61.5	81.5	82.2	81.0	81.0	81.0	81.0	81.2	81.5	81.5	81.5	2.0
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	60.8	69.0	71.8	59.3	61.6	61.5	81.5	82.2	81.0	81.0	81.0	81.0	81.2	81.5	81.5	81.5	2.0
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	7.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	120.2	111.2	107.3	135.4	150.8	176.7	185.7	210.7	229.8	245.3	255.7	268.0	277.3	286.5	296.0	305.7	6.4
Destino	**187.5**	**180.2**	**179.1**	**194.6**	**212.4**	**238.2**	**267.2**	**293.0**	**310.8**	**326.3**	**336.7**	**349.0**	**358.5**	**368.0**	**377.5**	**387.1**	**5.0**
Demanda interna	187.5	180.2	179.1	194.6	212.4	238.2	267.2	293.0	310.8	326.3	336.7	349.0	358.5	368.0	377.5	387.1	5.0
Sector transporte	187.5	180.2	179.1	194.6	212.4	238.2	267.2	293.0	310.8	326.3	336.7	349.0	358.5	368.0	377.5	387.1	5.0
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**0.9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 12
Balance de gasolinas región Centro, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2027	tmca
Origen	**231.6**	**233.7**	**235.5**	**243.7**	**253.2**	**266.9**	**282.3**	**296.0**	**305.4**	**313.7**	**318.7**	**327.4**	**333.6**	**340.0**	**346.4**	**353.0**	**2.8**
Producción	89.2	89.0	97.8	108.2	108.7	100.6	110.5	111.1	265.2	265.1	265.1	265.0	265.1	265.2	265.1	265.3	7.5
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	89.2	89.0	97.8	108.2	108.7	100.6	110.5	111.1	116.2	116.1	116.0	116.0	116.1	116.1	116.1	115.9	1.8
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.3	n.a.
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	142.4	144.7	137.7	135.5	144.5	166.3	171.8	184.8	40.2	48.6	53.7	62.4	68.5	74.8	81.3	87.8	-3.2
Destino	**230.9**	**233.7**	**235.5**	**243.7**	**253.2**	**266.9**	**282.3**	**296.0**	**305.4**	**313.7**	**318.7**	**327.4**	**333.6**	**340.0**	**346.4**	**353.0**	**2.9**
Demanda interna	230.9	233.7	235.5	243.7	253.2	266.9	282.3	296.0	305.4	313.7	318.7	327.4	333.6	340.0	346.4	353.0	2.9
Sector transporte	230.2	233.2	235.3	243.6	253.0	266.7	282.1	295.8	305.3	313.5	318.6	327.3	333.5	339.8	346.3	352.9	2.9
Sector petrolero	0.7	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-8.7
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**0.8**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 13
Balance de gasolinas región Sur-Sureste, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**420.5**	**505.5**	**492.4**	**515.4**	**559.5**	**655.2**	**712.7**	**785.7**	**684.2**	**730.5**	**764.4**	**804.4**	**836.8**	**872.9**	**906.0**	**938.9**	**5.5**
Producción	143.0	169.0	174.7	179.3	185.2	190.8	178.2	178.5	178.7	224.2	224.9	224.9	224.9	224.4	224.5	221.6	3.0
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	57.1	71.0	78.4	89.6	95.6	103.7	91.9	92.3	92.5	87.3	86.9	87.4	87.6	87.6	87.8	84.8	2.7
Salina Cruz	85.8	98.1	96.4	89.7	89.6	87.1	86.3	86.2	86.2	136.9	138.1	137.5	137.3	136.8	136.8	136.8	3.2
Importación	277.6	336.5	317.6	336.1	374.3	464.4	534.5	607.2	505.5	506.3	539.5	579.4	611.9	648.5	681.5	717.3	6.5
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	**417.3**	**505.5**	**492.4**	**515.4**	**559.5**	**655.2**	**712.7**	**785.7**	**684.2**	**730.5**	**764.4**	**804.4**	**836.8**	**872.9**	**906.0**	**938.9**	**5.6**
Demanda interna	141.7	145.9	149.5	155.4	162.1	171.9	182.8	192.6	199.3	205.2	210.6	217.8	223.7	229.9	236.3	243.1	3.7
Sector transporte	141.2	145.1	148.6	154.5	161.2	170.9	181.9	191.6	198.3	204.2	209.7	216.9	222.7	228.9	235.4	242.2	3.7
Sector petrolero	0.6	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	3.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	275.6	359.6	342.9	360.0	397.4	483.3	529.9	593.2	485.0	525.4	553.8	586.5	613.1	643.0	669.7	695.8	6.4
Variación de inventarios	**3.2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 14
Balance nacional de diésel, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2027	tmca
Origen	**432.5**	**399.4**	**405.5**	**434.8**	**449.5**	**472.4**	**498.2**	**521.0**	**570.7**	**629.4**	**627.2**	**621.3**	**622.7**	**635.2**	**645.0**	**662.8**	**2.9**
Producción	299.6	324.6	328.4	387.8	402.8	422.5	443.4	451.1	570.7	629.4	627.2	621.3	622.7	635.2	638.3	640.6	5.2
Cadereyta	71.8	67.2	70.8	85.6	94.4	99.8	99.9	97.6	95.1	94.7	95.0	94.9	94.9	100.1	100.1	100.1	2.2
Madero	31.1	32.9	35.5	48.1	53.3	62.0	61.0	60.7	59.0	59.1	58.7	58.8	58.8	62.0	61.2	60.1	4.5
Tula	50.1	48.4	51.0	58.5	58.5	60.6	60.7	60.4	78.8	78.1	77.3	77.1	77.3	77.0	77.1	77.0	2.9
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115.4	115.4	115.5	115.4	115.4	115.4	115.5	n.a.
Salamanca	39.2	44.6	43.2	44.9	46.1	48.8	70.8	76.7	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	4.5
Minatitlán	52.1	70.8	68.8	82.2	81.5	81.5	80.0	84.6	79.9	80.9	80.9	76.3	78.0	82.2	81.3	85.0	3.3
Salina Cruz	55.3	60.7	59.0	68.5	69.0	69.7	71.1	71.1	66.7	125.3	123.9	122.9	122.5	122.7	127.3	127.0	5.7
Importación	132.8	74.8	77.1	46.9	46.7	49.9	54.8	69.9	-	-	-	-	-	-	6.7	22.2	-11.2
Destino	**420.3**	**399.4**	**405.5**	**434.8**	**449.5**	**472.4**	**498.2**	**521.0**	**570.7**	**629.4**	**627.2**	**621.3**	**622.7**	**635.2**	**645.0**	**662.8**	**3.1**
Demanda interna	420.3	399.4	405.5	434.8	449.5	472.4	498.2	521.0	537.4	552.1	571.2	590.7	610.7	628.1	645.0	662.8	3.1
Sector industrial	31.4	32.3	31.4	30.5	29.6	30.3	31.0	31.7	32.3	33.0	33.7	34.4	35.2	35.9	36.7	37.4	1.2
Sector petrolero	19.8	2.5	2.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	0.6
Sector transporte	355.0	357.2	364.9	378.7	394.3	416.6	441.6	463.9	479.6	493.5	511.9	530.9	550.1	567.1	583.3	600.3	3.6
Sector eléctrico	14.1	7.4	6.5	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8	3.8	3.9	3.9	3.7	3.8	3.4	3.4	3.4	-9.0
Generación pública (CFE y ex-LyFC)	12.2	5.4	4.5	2.0	2.0	1.9	1.9	1.7	1.8	1.9	1.9	1.6	1.7	1.3	1.3	1.4	-13.6
Generación por particulares	1.8	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	0.6
Productores independientes	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	33.3	77.3	56.0	30.6	12.0	7.2	0.0	0.0	n.a.
Variación de inventarios	**12.1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 15
Balance de diésel región Noroeste, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**62.3**	**58.4**	**59.5**	**60.8**	**62.9**	**66.3**	**70.1**	**73.4**	**75.9**	**78.1**	**80.6**	**83.2**	**85.9**	**87.9**	**89.6**	**91.6**	**2.6**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	28.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	34.3	58.4	59.5	60.8	62.9	66.3	70.1	73.4	75.9	78.1	80.6	83.2	85.9	87.9	89.6	91.6	6.8
Destino	**61.0**	**58.4**	**59.5**	**60.8**	**62.9**	**66.3**	**70.1**	**73.4**	**75.9**	**78.1**	**80.6**	**83.2**	**85.9**	**87.9**	**89.6**	**91.6**	**2.7**
Demanda interna	61.0	58.4	59.5	60.8	62.9	66.3	70.1	73.4	75.9	78.1	80.6	83.2	85.9	87.9	89.6	91.6	2.7
Sector industrial	5.8	5.9	5.7	5.4	5.2	5.3	5.5	5.6	5.7	5.8	6.0	6.1	6.2	6.4	6.5	6.6	0.9
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	50.6	51.5	52.5	54.5	56.7	60.0	63.7	67.0	69.3	71.3	73.6	76.1	78.6	80.5	82.1	83.8	3.4
Sector eléctrico	4.6	0.9	1.3	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	-9.1
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC	4.3	0.6	0.9	0.6	0.6	0.6	0.6	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	-11.4
Generación por particulares de electricidad	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	3.1
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	3.1
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**1.3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 16
Balance de diésel región Noreste, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**131.8**	**100.0**	**106.4**	**133.8**	**147.7**	**161.8**	**160.9**	**158.3**	**154.0**	**153.8**	**153.7**	**153.7**	**155.9**	**162.1**	**166.9**	**172.5**	**1.8**
Producción	102.9	100.0	106.4	133.8	147.7	161.8	160.9	158.3	154.0	153.8	153.7	153.7	153.7	162.1	161.4	160.2	3.0
Cadereyta	71.8	67.2	70.8	85.6	94.4	99.8	99.9	97.6	95.1	94.7	95.0	94.9	94.9	100.1	100.1	100.1	2.2
Madero	31.1	32.9	35.5	48.1	53.3	62.0	61.0	60.7	59.0	59.1	58.7	58.8	58.8	62.0	61.2	60.1	4.5
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	28.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.2	-	5.5	12.3	n.a.
Destino	**128.6**	**100.0**	**106.4**	**133.8**	**147.7**	**161.8**	**160.9**	**158.3**	**154.0**	**153.8**	**153.7**	**153.7**	**155.9**	**162.1**	**166.9**	**172.5**	**2.0**
Demanda interna	95.8	94.7	96.1	99.9	104.6	111.9	120.2	127.5	132.8	137.4	143.4	149.5	155.9	161.5	166.9	172.5	4.0
Sector industrial	10.0	10.5	10.0	9.5	9.1	9.4	9.7	9.9	10.1	10.4	10.7	10.9	11.2	11.5	11.8	12.0	1.2
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	84.4	83.0	84.9	89.3	94.3	101.3	109.3	116.4	121.4	125.8	131.6	137.4	143.4	148.8	153.9	159.2	4.3
Sector eléctrico	1.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	-0.5
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC	0.9	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	-3.9
Generación por particulares de electricidad	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	2.8
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	2.8
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.0
A otras regiones	32.8	5.3	10.2	33.8	43.1	49.9	40.7	30.8	21.3	16.3	10.3	4.2	-	0.6	0.0	0.0	n.a.
Variación de inventarios	**3.1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 17
Balance de diésel región Centro-Occidente, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**98.4**	**97.3**	**99.2**	**102.5**	**106.2**	**111.7**	**118.0**	**123.5**	**127.5**	**131.1**	**136.3**	**141.3**	**146.7**	**151.7**	**156.6**	**161.7**	**3.4**
Producción	39.2	44.6	43.2	44.9	46.1	48.8	70.8	76.7	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	4.5
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	39.2	44.6	43.2	44.9	46.1	48.8	70.8	76.7	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	4.5
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	7.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	52.1	52.7	56.0	57.6	60.1	62.9	47.2	46.8	51.7	55.2	60.5	65.5	70.9	75.9	80.8	85.9	3.4
Destino	**96.4**	**97.3**	**99.2**	**102.5**	**106.2**	**111.7**	**118.0**	**123.5**	**127.5**	**131.1**	**136.3**	**141.3**	**146.7**	**151.7**	**156.6**	**161.7**	**3.5**
Demanda interna	96.4	97.3	99.2	102.5	106.2	111.7	118.0	123.5	127.5	131.1	136.3	141.3	146.7	151.7	156.6	161.7	3.5
Sector industrial	6.2	6.6	6.5	6.5	6.4	6.6	6.7	6.9	7.0	7.2	7.4	7.5	7.7	7.9	8.0	8.2	1.9
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector transporte	87.5	89.9	92.0	95.3	99.1	104.5	110.6	116.0	119.9	123.3	128.3	133.5	138.7	143.5	148.3	153.2	3.8
Sector eléctrico	2.6	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-13.4
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC	2.3	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-45.4
Generación por particulares de electricidad	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneración de energía eléctrica	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**2.0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 18
Balance de diésel región Centro, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**77.3**	**75.2**	**76.7**	**79.7**	**82.8**	**87.5**	**92.7**	**97.3**	**194.2**	**193.5**	**192.8**	**192.5**	**192.6**	**192.4**	**192.5**	**192.5**	**6.3**
Producción	50.1	48.4	51.0	58.5	58.5	60.6	60.7	60.4	194.2	193.5	192.8	192.5	192.6	192.4	192.5	192.5	9.4
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	50.1	48.4	51.0	58.5	58.5	60.6	60.7	60.4	78.8	78.1	77.3	77.1	77.3	77.0	77.1	77.0	2.9
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	115.4	115.4	115.5	115.5	115.4	115.4	115.4	115.5	n.a.
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	27.3	26.8	25.7	21.3	24.3	26.9	32.0	36.9	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	**75.6**	**75.2**	**76.7**	**79.7**	**82.8**	**87.5**	**92.7**	**97.3**	**194.2**	**193.5**	**192.8**	**192.5**	**192.6**	**192.4**	**192.5**	**192.5**	**6.4**
Demanda interna	75.6	75.2	76.7	79.7	82.8	87.5	92.7	97.3	100.6	103.5	106.8	110.1	113.4	116.4	119.2	122.1	3.2
Sector industrial	5.2	4.8	4.9	5.2	5.1	5.2	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.3	6.4	1.4
Sector petrolero	0.5	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-8.8
Sector transporte	69.7	69.8	71.3	74.0	77.2	81.7	86.8	91.4	94.5	97.3	100.5	103.7	106.8	109.7	112.5	115.2	3.4
Sector eléctrico	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.6
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Generación por particulares de electricidad	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.6
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Autogeneración de energía eléctrica	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.0
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	93.6	90.1	86.0	82.4	79.3	76.0	73.2	70.4	n.a.
Variación de inventarios	**1.7**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 19
Balance de diésel región Sur-Sureste, 2012-2026
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**176.3**	**206.3**	**205.0**	**197.6**	**197.1**	**201.2**	**205.9**	**225.6**	**146.6**	**206.2**	**204.8**	**199.2**	**200.5**	**204.9**	**215.3**	**234.2**	**1.9**
Producción	107.4	131.5	127.8	150.7	150.4	151.2	151.1	155.7	146.6	206.2	204.8	199.2	200.5	204.9	208.6	212.0	4.6
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	52.1	70.8	68.8	82.2	81.5	81.5	80.0	84.6	79.9	80.9	80.9	76.3	78.0	82.2	81.3	85.0	3.3
Salina Cruz	55.3	60.7	59.0	68.5	69.0	69.7	71.1	71.1	66.7	125.3	123.9	122.9	122.5	122.7	127.3	127.0	5.7
Importación	68.9	74.8	77.1	46.9	46.7	49.9	54.8	69.9	-	-	-	-	-	-	6.7	22.2	-7.3
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	**172.4**	**206.3**	**205.0**	**197.6**	**197.1**	**201.2**	**205.9**	**225.6**	**146.6**	**206.2**	**204.8**	**199.2**	**200.5**	**204.9**	**215.3**	**234.2**	**2.1**
Demanda interna	91.5	73.7	74.0	91.8	93.0	95.0	97.3	99.3	100.7	102.0	104.1	106.4	108.9	110.6	112.7	114.9	1.5
Sector industrial	4.2	4.5	4.2	3.9	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	-0.1
Sector petrolero	19.3	2.2	2.6	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	0.7
Sector transporte	62.9	62.9	64.3	65.5	67.0	68.9	71.2	73.1	74.6	75.8	77.9	80.2	82.5	84.6	86.7	88.9	2.3
Sector eléctrico	5.2	4.1	2.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.3	0.4	0.3	-16.9
Generación pública de electricidad (CFE y LyFC	4.7	4.0	2.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.2	0.2	0.2	-19.5
Generación por particulares de electricidad	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-7.6
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.8
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	33.3	77.3	56.0	30.6	12.0	7.2	0.0	0.0	n.a.
A otras regiones	80.8	132.5	130.9	105.8	104.1	106.1	108.6	126.3	12.6	26.9	44.7	62.1	79.7	87.2	102.7	119.3	2.6
Variación de inventarios	**3.9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 20
Balance nacional de turbosina, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**59.7**	**62.9**	**66.4**	**69.4**	**72.3**	**75.4**	**78.6**	**81.0**	**83.4**	**85.8**	**88.3**	**90.7**	**93.2**	**95.8**	**98.4**	**101.1**	**3.6**
Producción	56.6	62.9	63.4	66.0	64.3	64.2	65.0	65.0	82.1	83.9	85.7	87.5	87.8	81.5	77.8	79.3	2.3
Cadereyta	4.7	4.1	5.1	6.0	5.6	5.6	5.7	6.0	5.9	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	1.6
Madero	5.9	10.6	11.1	7.2	4.7	5.0	5.7	5.7	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	4.0	4.8	6.2	0.4
Tula	23.9	22.2	23.6	22.3	23.1	23.6	23.6	23.5	31.2	32.1	33.0	33.3	33.3	33.3	33.3	33.1	2.2
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	8.3	9.7	9.6	13.0	13.3	12.5	12.4	12.3	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	3.1
Minatitlán	2.1	0.1	-	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	5.5	5.5	5.5	6.5
Salina Cruz	11.8	16.2	14.1	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	16.1	16.9	17.8	19.3	19.6	19.5	15.0	15.3	1.8
Importación*	3.1	-	2.9	3.4	8.0	11.2	13.6	15.9	1.3	1.9	2.6	3.3	5.4	14.2	20.6	21.8	14.0
Destino	**59.3**	**62.9**	**66.4**	**69.4**	**72.3**	**75.4**	**78.6**	**81.0**	**83.4**	**85.8**	**88.3**	**90.7**	**93.2**	**95.8**	**98.4**	**101.1**	**3.6**
Demanda interna	59.3	62.6	66.4	69.4	72.3	75.4	78.6	81.0	83.4	85.8	88.3	90.7	93.2	95.8	98.4	101.1	3.6
Sector transporte	59.3	62.6	66.4	69.4	72.3	75.4	78.6	81.0	83.4	85.8	88.3	90.7	93.2	95.8	98.4	101.1	3.6
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**0.4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Cuadro B. 21
Balance de turbosina, 2012-2027, región Noroeste
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**6.5**	**7.8**	**8.5**	**8.9**	**9.4**	**10.0**	**10.5**	**10.9**	**11.3**	**11.7**	**12.0**	**12.4**	**12.8**	**13.2**	**13.7**	**14.1**	**5.3**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	6.5	7.8	8.5	8.9	9.4	10.0	10.5	10.9	11.3	11.7	12.0	12.4	12.8	13.2	13.7	14.1	5.3
Destino	**6.5**	**7.8**	**8.5**	**8.9**	**9.4**	**10.0**	**10.5**	**10.9**	**11.3**	**11.7**	**12.0**	**12.4**	**12.8**	**13.2**	**13.7**	**14.1**	**5.3**
Demanda interna	6.5	7.8	8.5	8.9	9.4	10.0	10.5	10.9	11.3	11.7	12.0	12.4	12.8	13.2	13.7	14.1	5.3
Sector transporte	6.5	7.8	8.5	8.9	9.4	10.0	10.5	10.9	11.3	11.7	12.0	12.4	12.8	13.2	13.7	14.1	5.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Cuadro B. 22
Balance de turbosina, 2012-2027, región Noreste
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**10.7**	**14.7**	**16.2**	**13.2**	**10.3**	**10.6**	**11.4**	**11.7**	**13.1**	**13.2**	**13.2**	**13.2**	**13.2**	**10.0**	**10.8**	**12.2**	**0.9**
Producción	10.6	14.7	16.2	13.2	10.3	10.6	11.4	11.7	13.1	13.2	13.2	13.2	13.2	10.0	10.8	12.2	1.0
Cadereyta	4.7	4.1	5.1	6.0	5.6	5.6	5.7	6.0	5.9	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	1.6
Madero	5.9	10.6	11.1	7.2	4.7	5.0	5.7	5.7	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	4.0	4.8	6.2	0.4
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	**10.7**	**14.7**	**16.2**	**13.2**	**10.3**	**10.6**	**11.4**	**11.7**	**13.1**	**13.2**	**13.2**	**13.2**	**13.2**	**10.0**	**10.8**	**12.2**	**0.9**
Demanda interna	6.2	6.6	6.8	7.2	7.4	7.6	7.8	8.1	8.3	8.5	8.8	9.0	9.2	9.5	9.7	10.0	3.3
Sector transporte	6.2	6.6	6.8	7.2	7.4	7.6	7.8	8.1	8.3	8.5	8.8	9.0	9.2	9.5	9.7	10.0	3.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	4.5	8.1	9.4	6.0	3.0	3.0	3.6	3.6	4.8	4.7	4.5	4.2	4.0	0.5	1.1	2.2	-4.5
Variación de inventarios	**0.1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Cuadro B. 23
Balance de turbosina, 2012-2027, región Centro-Occidente
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**8.6**	**10.2**	**11.3**	**13.0**	**13.3**	**14.1**	**15.1**	**15.6**	**16.1**	**16.5**	**17.0**	**17.5**	**18.0**	**18.5**	**19.0**	**19.5**	**5.6**
Producción	8.3	9.7	9.6	13.0	13.3	12.5	12.4	12.3	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	3.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	8.3	9.7	9.6	13.0	13.3	12.5	12.4	12.3	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	3.1
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	0.4	0.5	1.7	-	-	1.5	2.7	3.3	2.9	3.4	3.9	4.3	4.8	5.3	5.9	6.4	21.3
Destino	**8.6**	**10.2**	**11.3**	**13.0**	**13.3**	**14.1**	**15.1**	**15.6**	**16.1**	**16.5**	**17.0**	**17.5**	**18.0**	**18.5**	**19.0**	**19.5**	**5.6**
Demanda interna	8.2	10.2	11.3	12.1	13.1	14.1	15.1	15.6	16.1	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.5	5.9
Sector transporte	8.2	10.2	11.3	12.1	13.1	14.1	15.1	15.6	16.1	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.5	5.9
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	0.4	-	-	0.9	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Cuadro B. 24
Balance de turbosina, 2012-2027, región Centro
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**24.7**	**23.8**	**25.2**	**26.1**	**26.9**	**27.8**	**28.7**	**29.6**	**31.2**	**32.1**	**33.0**	**33.3**	**34.0**	**34.9**	**35.8**	**36.8**	**2.7**
Producción	23.9	22.2	23.6	22.3	23.1	23.6	23.6	23.5	31.2	32.1	33.0	33.3	33.3	33.3	33.3	33.1	2.2
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	23.9	22.2	23.6	22.3	23.1	23.6	23.6	23.5	31.2	32.1	33.0	33.3	33.3	33.3	33.3	33.1	2.2
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	0.8	1.5	1.6	3.8	3.8	4.2	5.1	6.0	-	-	-	-	0.6	1.5	2.5	3.6	10.7
Destino	**24.5**	**23.8**	**25.2**	**26.1**	**26.9**	**27.8**	**28.7**	**29.6**	**31.2**	**32.1**	**33.0**	**33.3**	**34.0**	**34.9**	**35.8**	**36.8**	**2.7**
Demanda interna	23.5	23.8	25.2	26.1	26.9	27.8	28.7	29.6	30.4	31.3	32.2	33.1	34.0	34.9	35.8	36.8	3.0
Sector transporte	23.5	23.8	25.2	26.1	26.9	27.8	28.7	29.6	30.4	31.3	32.2	33.1	34.0	34.9	35.8	36.8	3.0
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	1.0	-	-	-	-	-	-	-	0.8	0.8	0.8	0.3	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**0.2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Cuadro B. 25
Balance de turbosina, 2012-2027, región Sur-Sureste
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**17.3**	**16.3**	**17.0**	**20.9**	**25.5**	**28.7**	**31.1**	**33.4**	**25.9**	**27.3**	**28.9**	**31.0**	**33.5**	**39.3**	**41.1**	**42.6**	**6.2**
Producción	13.9	16.3	14.1	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	24.6	25.4	26.3	27.8	28.1	25.0	20.5	20.8	2.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	2.1	0.1	-	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	5.5	5.5	5.5	6.5
Salina Cruz	11.8	16.2	14.1	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	16.1	16.9	17.8	19.3	19.6	19.5	15.0	15.3	1.8
Importación	2.9	-	2.9	3.4	8.0	11.2	13.6	15.9	1.3	1.9	2.6	3.3	5.4	14.2	20.6	21.8	n.a.
De otras regiones	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	**17.2**	**16.3**	**17.0**	**20.9**	**25.5**	**28.7**	**31.1**	**33.4**	**25.9**	**27.3**	**28.9**	**31.0**	**33.5**	**39.3**	**41.1**	**42.6**	**6.2**
Demanda interna	14.9	14.2	14.6	15.1	15.5	16.0	16.4	16.9	17.3	17.8	18.3	18.7	19.2	19.7	20.2	20.8	2.3
Sector transporte	14.9	14.2	14.6	15.1	15.5	16.0	16.4	16.9	17.3	17.8	18.3	18.7	19.2	19.7	20.2	20.8	2.3
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.0
Exportación	-	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	2.4	1.8	2.4	5.8	10.0	12.7	14.7	16.6	8.6	9.5	10.6	12.3	14.3	19.6	20.9	21.9	15.9
Variación de inventarios	**0.1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

Cuadro B. 26
Balance nacional de combustóleo 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**318.1**	**282.4**	**266.1**	**257.0**	**257.3**	**260.2**	**228.8**	**225.2**	**145.6**	**58.9**	**49.9**	**52.2**	**52.5**	**50.7**	**51.8**	**48.9**	**-11.7**
Producción	273.4	282.4	266.1	257.0	257.3	260.2	228.8	225.2	145.6	48.5	48.4	52.2	52.5	50.7	51.8	48.9	-10.8
Cadereyta	9.9	15.3	9.9	9.2	9.8	9.4	9.5	9.6	9.8	10.1	9.8	9.8	10.2	9.5	9.5	9.5	-0.3
Madero	14.1	10.8	6.2	8.6	8.0	6.7	7.0	6.5	6.2	6.0	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	5.8	-5.8
Tula	88.6	82.2	83.6	80.1	79.8	79.0	79.3	81.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-23.8
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Salamanca	41.4	50.1	49.1	37.6	38.9	39.1	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	-17.1
Minatitlán*	33.4	23.7	27.4	25.5	25.3	26.5	32.0	26.8	26.8	26.9	26.8	30.6	30.6	29.5	30.6	28.2	-1.1
Salina Cruz	86.1	100.4	89.8	96.0	95.5	99.5	98.5	98.7	98.7	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-23.7
Importación	44.6	-	-	-	-	-	-	-	-	10.4	1.5	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	**308.1**	**282.4**	**266.1**	**257.0**	**257.3**	**260.2**	**228.8**	**225.2**	**145.6**	**58.9**	**49.9**	**52.2**	**52.5**	**50.7**	**51.8**	**48.9**	**-11.5**
Demanda interna	238.4	191.8	178.0	134.5	121.0	86.5	79.5	68.1	63.2	58.9	49.9	41.0	39.3	39.6	38.2	31.1	-12.7
Sector transporte	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0
Sector eléctrico	199.9	150.9	146.2	110.8	105.5	72.9	67.8	58.3	55.4	51.1	42.1	33.2	31.6	31.8	30.5	23.4	-13.3
Generación pública de electricidad	196.5	147.8	143.2	107.7	102.7	70.1	65.0	55.6	52.7	48.4	39.4	30.5	28.9	29.1	27.8	20.7	-13.9
Autogeneración de energía eléctrica	3.4	3.0	3.0	3.0	2.8	2.8	2.8	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	-1.6
Sector industrial	14.3	13.5	12.0	10.0	8.3	6.3	4.4	2.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-20.2
Sector petrolero	24.0	27.2	19.6	13.5	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	-7.8
Exportación	69.7	90.7	88.1	122.6	136.3	173.8	149.3	157.2	82.5	-	-	11.2	13.2	11.2	13.6	17.8	-8.7
Variación de inventarios	**9.9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 27
Balance de combustóleo, 2012-2027, región Noroeste
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**62.1**	**43.5**	**41.8**	**31.2**	**25.7**	**6.0**	**3.4**	**0.6**	**0.8**	**1.1**	**0.4**	**0.5**	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.9**	**-24.7**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	14.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	47.4	43.5	41.8	31.2	25.7	6.0	3.4	0.6	0.8	1.1	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.9	-23.3
Destino	**60.9**	**43.5**	**41.8**	**31.2**	**25.7**	**6.0**	**3.4**	**0.6**	**0.8**	**1.1**	**0.4**	**0.5**	**0.4**	**0.4**	**0.4**	**0.9**	**-24.6**
Demanda interna	60.9	43.5	41.8	31.2	25.7	6.0	3.4	0.6	0.8	1.1	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.9	-24.6
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	60.8	42.0	40.6	30.1	24.9	5.3	3.0	0.4	0.8	1.1	0.4	0.5	0.3	0.4	0.4	0.8	-24.8
Generación pública de electricidad	60.8	42.0	40.5	30.1	24.8	5.3	2.9	0.4	0.7	1.1	0.3	0.5	0.3	0.3	0.3	0.8	-25.1
Autogeneración de energía eléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.9
Sector industrial	0.1	1.4	1.3	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-7.8
Sector petrolero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	**1.2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 28
Balance de combustóleo, 2012-2027, región Noreste
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**34.3**	**26.1**	**21.6**	**17.8**	**17.8**	**16.1**	**16.5**	**16.1**	**16.1**	**16.1**	**16.1**	**16.1**	**16.4**	**15.7**	**15.7**	**15.2**	**-5.3**
Producción	24.1	26.1	16.2	17.8	17.8	16.1	16.5	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.4	15.7	15.7	15.2	-3.0
Cadereyta	9.9	15.3	9.9	9.2	9.8	9.4	9.5	9.6	9.8	10.1	9.8	9.8	10.2	9.5	9.5	9.5	-0.3
Madero	14.1	10.8	6.2	8.6	8.0	6.7	7.0	6.5	6.2	6.0	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	5.8	-5.8
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	5.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	4.3	-	5.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	**33.4**	**26.1**	**21.6**	**17.8**	**17.8**	**16.1**	**16.5**	**16.1**	**16.1**	**16.1**	**16.1**	**16.1**	**16.4**	**15.7**	**15.7**	**15.2**	**-5.1**
Demanda interna	21.6	22.6	21.6	15.9	13.3	11.4	11.4	11.2	6.7	7.1	4.9	2.1	2.1	2.0	2.0	2.0	-14.5
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sector eléctrico	17.6	17.1	16.7	11.1	11.2	9.4	9.5	9.5	5.2	5.6	3.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-21.1
Generación pública de electricidad	17.0	16.6	16.2	10.6	10.7	8.9	9.1	9.0	4.7	5.1	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-35.4
Autogeneración de energía eléctrica	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-1.6
Sector industrial	1.3	1.1	1.0	0.8	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	-19.8
Sector petrolero	2.7	4.4	3.9	4.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-3.8
Exportación	7.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	4.2	3.4	0.0	1.9	4.5	4.7	5.1	4.9	9.3	8.9	11.2	14.0	14.3	13.7	13.7	13.2	7.9
Variación de inventarios	**0.9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 29
Balance de combustóleo, 2012-2027, región Centro-Occidente
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**55.5**	**50.1**	**49.1**	**37.6**	**38.9**	**39.1**	**20.8**	**13.2**	**13.2**	**14.1**	**9.1**	**2.9**	**2.9**	**2.9**	**2.9**	**2.9**	**-17.9**
Producción	41.4	50.1	49.1	37.6	38.9	39.1	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	-17.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	41.4	50.1	49.1	37.6	38.9	39.1	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	-17.1
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	13.6	-	-	-	-	-	18.3	10.7	10.7	11.6	6.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	-21.3
Destino	**56.3**	**50.1**	**49.1**	**37.6**	**38.9**	**39.1**	**20.8**	**13.2**	**13.2**	**14.1**	**9.1**	**2.9**	**2.9**	**2.9**	**2.9**	**2.9**	**-18.0**
Demanda interna	39.1	42.6	40.7	36.2	36.0	24.5	20.8	13.2	13.2	14.1	9.1	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	-16.0
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	33.8	32.8	32.3	29.2	30.8	20.3	17.4	10.6	11.5	12.3	7.3	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	-20.5
Generación pública de electricidad	32.2	31.7	31.2	28.1	29.7	19.2	16.4	9.5	10.4	11.3	6.2	-	-	-	-	-	n.a.
Autogeneración de energía eléctrica	1.6	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	-2.5
Sector industrial	2.1	6.2	5.4	4.5	3.7	2.7	1.8	1.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-13.5
Sector petrolero	3.2	3.6	2.9	2.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-4.9
Exportación	13.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	3.7	7.5	8.4	1.4	2.9	14.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**-0.8**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 30
Balance de combustóleo, 2012-2027, región Centro
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**88.6**	**82.2**	**83.6**	**80.1**	**79.8**	**79.0**	**79.3**	**81.0**	**13.0**	**7.1**	**6.1**	**6.1**	**4.6**	**4.6**	**4.5**	**4.6**	**-17.9**
Producción	88.6	82.2	83.6	80.1	79.8	79.0	79.3	81.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-23.8
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	88.6	82.2	83.6	80.1	79.8	79.0	79.3	81.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-23.8
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	11.5	5.6	4.6	4.6	3.1	3.1	3.0	3.1	n.a.
Destino	**85.0**	**82.2**	**83.6**	**80.1**	**79.8**	**79.0**	**79.3**	**81.0**	**13.0**	**7.1**	**6.1**	**6.1**	**4.6**	**4.6**	**4.5**	**4.6**	**-17.6**
Demanda interna	54.1	36.8	32.0	17.3	15.3	14.2	13.9	13.3	13.0	7.1	6.1	6.1	4.6	4.6	4.5	4.6	-15.1
Sector transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector eléctrico	37.0	26.8	24.2	11.3	12.0	11.3	11.2	11.2	11.4	5.5	4.5	4.5	3.0	3.0	2.9	3.0	-15.3
Generación pública de electricidad	36.9	26.7	24.1	11.2	11.9	11.2	11.2	11.2	11.4	5.5	4.5	4.5	3.0	3.0	2.9	3.0	-15.4
Autogeneración de energía eléctrica	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.2
Sector industrial	10.3	2.7	2.4	2.1	1.8	1.4	1.1	0.6	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-26.9
Sector petrolero	6.8	7.4	5.4	4.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-9.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	30.9	45.4	51.6	62.8	64.5	64.8	65.5	67.7	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**3.6**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 31
Balance de combustóleo, 2012-2027, región Sur-Sureste
(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**143.7**	**137.0**	**129.9**	**156.4**	**167.0**	**204.2**	**179.4**	**186.9**	**125.6**	**38.8**	**29.8**	**40.6**	**42.6**	**40.8**	**42.0**	**38.5**	**-8.4**
Producción	119.4	124.1	117.2	121.5	120.8	126.0	130.5	125.6	125.6	28.4	28.3	32.1	32.1	31.0	32.1	29.7	-8.9
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	33.4	23.7	27.4	25.5	25.3	26.5	32.0	26.8	26.8	26.9	26.8	30.6	30.6	29.5	30.6	28.2	-1.1
Salina Cruz	86.1	100.4	89.8	96.0	95.5	99.5	98.5	98.7	98.7	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-23.7
Importación	23.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	0.8	12.9	12.7	34.9	46.2	78.2	48.9	61.3	0.0	0.0	0.0	8.5	10.5	9.8	9.9	8.8	17.1
Destino	**138.7**	**137.0**	**129.9**	**156.4**	**167.0**	**204.2**	**179.4**	**186.9**	**125.6**	**38.8**	**29.8**	**40.6**	**42.6**	**40.8**	**42.0**	**38.5**	**-8.2**
Demanda interna	62.6	46.4	41.8	33.8	30.7	30.4	30.1	29.7	29.4	29.4	29.3	29.4	29.4	29.6	28.4	20.7	-7.1
Sector transporte	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Sector eléctrico	50.7	32.2	32.4	29.1	26.7	26.7	26.6	26.6	26.6	26.6	26.6	26.6	26.6	26.8	25.6	17.9	-6.7
Generación pública de electricidad	49.6	30.9	31.1	27.7	25.6	25.6	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.6	25.8	24.5	16.8	-6.9
Autogeneración de energía eléctrica	1.1	1.3	1.3	1.3	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-0.6
Sector industrial	0.5	2.1	1.9	1.6	1.3	1.0	0.8	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-12.2
Sector petrolero	11.4	11.9	7.4	3.0	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	-9.4
Exportación	48.7	90.7	88.1	122.6	136.3	173.8	149.3	157.2	82.5	0.0	0.0	11.2	13.2	11.2	13.6	17.8	-6.5
A otras regiones	27.4	-	-	-	-	-	-	-	13.7	9.5	0.5	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**5.0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 32
Balance nacional de coque de petróleo, 2012-2027
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**5,828.7**	**5,152.0**	**4,404.5**	**4,654.5**	**5,259.6**	**5,549.2**	**6,199.7**	**6,337.8**	**7,338.7**	**8,365.5**	**8,414.2**	**8,372.7**	**8,431.7**	**8,512.3**	**8,507.4**	**8,620.4**	**2.6**
Producción	2,578.7	2,847.2	2,793.0	2,695.3	2,773.1	2,709.7	3,232.0	3,290.5	5,464.9	6,444.9	6,437.0	6,348.6	6,367.5	6,374.6	6,349.2	6,452.1	6.3
Cadereyta	966.6	814.0	961.9	1,011.4	1,034.9	1,033.0	1,033.6	1,032.8	1,034.6	1,031.8	1,031.8	1,031.8	1,035.2	1,033.3	1,033.3	1,033.5	0.4
Madero	766.9	892.9	900.0	871.1	923.1	918.0	905.8	895.2	891.9	892.0	879.9	876.9	880.3	880.1	880.0	890.9	1.0
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	2,172.0	2,165.9	2,166.1	2,166.0	2,171.8	2,165.9	2,165.7	2,166.1	n.a.
Salamanca	-	-	-	-	-	-	579.0	580.1	581.7	580.1	580.1	580.1	581.7	580.1	580.1	580.1	n.a.
Minatitlán	845.2	1140.3	931.2	812.9	815.1	758.7	713.6	782.4	784.7	782.0	782.4	697.1	699.0	721.8	697.1	788.1	-0.5
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	993.1	996.7	996.7	999.4	993.3	993.1	993.3	n.a.
Importación*	3,250.1	2,304.9	1,611.4	1,959.2	2,486.5	2,839.5	2,967.7	3,047.2	1,873.7	1,920.7	1,977.2	2,024.1	2,064.2	2,137.8	2,158.1	2,168.3	-2.7
Destino	**5,060.2**	**5,152.0**	**4,404.5**	**4,654.5**	**5,259.6**	**5,549.2**	**6,199.7**	**6,337.8**	**7,338.7**	**8,365.5**	**8,414.2**	**8,372.7**	**8,431.7**	**8,512.3**	**8,507.4**	**8,620.4**	**3.6**
Demanda interna	4,358.5	4,390.3	4,404.5	4,654.5	5,259.6	5,549.2	5,715.1	5,784.4	5,857.4	5,962.4	6,064.4	6,164.8	6,269.6	6,400.1	6,480.7	6,563.9	2.8
Sector eléctrico	1,209.0	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,666.1	1,823.3	1,796.1	1,796.1	1,798.0	1,796.1	1,796.1	1,796.1	1,798.0	1,823.3	1,796.1	1,769.0	2.6
Generación pública	-	-	-	-	498.7	655.8	628.7	628.7	630.6	628.7	628.7	628.7	630.6	655.8	628.7	601.6	n.a.
Autogeneración	1,209.0	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	1,167.4	-0.2
Sector industrial	3,149.6	3,222.9	3,237.0	3,487.1	3,593.5	3,726.0	3,919.0	3,988.2	4,059.4	4,166.3	4,268.3	4,368.7	4,471.6	4,576.8	4,684.6	4,794.9	2.8
Cemento hidráulico	2,854.0	2,919.2	2,921.1	3,158.3	3,251.2	3,369.8	3,548.3	3,602.8	3,659.0	3,750.8	3,837.5	3,922.4	4,009.1	4,097.7	4,188.2	4,280.7	2.7
Industria de metales básicos	77.8	80.5	84.1	87.8	91.7	95.8	100.1	104.3	108.6	112.8	117.0	121.3	125.8	130.3	135.1	140.0	4.0
Química, hule y plásticos	55.5	56.3	57.7	59.1	60.6	62.1	63.6	65.1	66.6	68.2	69.8	71.4	73.0	74.7	76.4	78.2	2.3
Maquinaria y aparatos eléctricos	56.3	58.0	61.6	65.5	69.7	74.0	78.7	83.5	88.6	93.8	99.3	105.0	111.0	117.3	124.0	131.0	5.8
Vidrio	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	3.6
Resto de la industria	105.7	108.6	112.4	116.2	120.1	124.1	128.1	132.2	136.3	140.4	144.4	148.4	152.4	156.5	160.6	164.7	3.0
Exportación	701.7	761.8	0.0	0.0	0.0	0.0	484.6	553.4	1,481.3	2,403.2	2,349.8	2,207.9	2,162.1	2,112.3	2,026.7	2,056.4	7.4
Variación de inventarios	**768.5**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 33
Balance de coque de petróleo, 2011-2026, región Noroeste
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**263.4**	**269.0**	**284.1**	**441.2**	**444.7**	**451.0**	**468.4**	**476.0**	**484.0**	**500.1**	**515.6**	**531.1**	**546.9**	**563.1**	**579.7**	**596.7**	**5.6**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	1.5	269.0	284.1	441.2	444.7	451.0	468.4	476.0	484.0	500.1	515.6	531.1	546.9	563.1	579.7	596.7	48.9
De otras regiones	261.9	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	-90.5
Destino	263.4	269.0	284.1	441.2	444.7	451.0	468.4	476.0	484.0	500.1	515.6	531.1	546.9	563.1	579.7	596.7	5.6
Demanda interna	263.4	269.0	284.1	441.2	444.7	451.0	468.4	476.0	484.0	500.1	515.6	531.1	546.9	563.1	579.7	596.7	5.6
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	263.4	269.0	284.1	441.2	444.7	451.0	468.4	476.0	484.0	500.1	515.6	531.1	546.9	563.1	579.7	596.7	5.6
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.0
A otras regiones	-	-	-	-	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Variación de inventarios	**0.0**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-2.0**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 34
Balance de coque de petróleo, 2012-2027, región Noreste
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**3,678.2**	**3,156.3**	**2,602.8**	**2,814.0**	**3,413.4**	**3,753.1**	**3,991.4**	**4,051.9**	**2,869.0**	**2,897.1**	**2,925.9**	**2,954.4**	**2,985.5**	**3,040.8**	**3,044.3**	**3,048.7**	**-1.2**
Producción	1,733.5	1,706.9	1,861.8	1,882.5	1,958.0	1,951.0	1,939.4	1,928.0	1,926.6	1,923.8	1,911.7	1,908.7	1,915.6	1,913.4	1,913.2	1,924.4	0.7
Cadereyta	966.6	814.0	961.9	1,011.4	1,034.9	1,033.0	1,033.6	1,032.8	1,034.6	1,031.8	1,031.8	1,031.8	1,035.2	1,033.3	1,033.3	1,033.5	0.4
Madero	766.9	892.9	900.0	871.1	923.1	918.0	905.8	895.2	891.9	892.0	879.9	876.9	880.3	880.1	880.0	890.9	1.0
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	1,944.8	1,449.4	740.9	931.6	1,455.4	1,802.1	2,052.0	2,123.9	942.4	973.3	1,014.2	1,045.7	1,070.0	1,127.3	1,131.1	1,124.3	-3.6
De otras regiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destino	**3,153.7**	**3,156.3**	**2,602.8**	**2,814.0**	**3,413.4**	**3,753.1**	**3,991.4**	**4,051.9**	**2,869.0**	**2,897.1**	**2,925.9**	**2,954.4**	**2,985.5**	**3,040.8**	**3,044.3**	**3,048.7**	**-0.2**
Demanda interna	409.4	438.7	471.6	505.1	1,037.8	1,262.5	1,275.9	1,295.5	1,317.4	1,338.0	1,360.0	1,382.1	1,406.8	1,455.6	1,452.8	1,450.8	8.8
Sector eléctrico	-	-	-	-	498.7	655.8	628.7	628.7	630.6	628.7	628.7	628.7	630.6	655.8	628.7	601.6	n.a.
Sector industrial	409.4	438.7	471.6	505.1	539.1	606.7	647.2	666.8	686.9	709.2	731.3	753.4	776.2	799.8	824.1	849.2	5.0
Exportación	0.1	-	-	-	-	-	-	-	925.6	857.0	799.7	743.1	692.8	626.2	565.5	504.0	82.5
A otras regiones	2,744.3	2,717.6	2,131.1	2,308.9	2,375.6	2,490.6	2,715.4	2,756.4	626.0	702.1	766.2	829.2	886.0	958.9	1,026.0	1,093.9	-5.9
Variación de inventarios	**524.5**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 35
Balance de coque de petróleo, 2012-2027, región Centro-Occidente
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	**263.4**	**269.0**	**284.1**	**441.2**	**444.7**	**451.0**	**468.4**	**476.0**	**484.0**	**500.1**	**515.6**	**531.1**	**546.9**	**563.1**	**579.7**	**596.7**	**5.6**
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	1.5	269.0	284.1	441.2	444.7	451.0	468.4	476.0	484.0	500.1	515.6	531.1	546.9	563.1	579.7	596.7	48.9
De otras regiones	261.9	0.0	-	-	-	-	-	0.0	-	0.0	-	-	-	-	-	0.0	-90.5
Destino	**263.4**	**269.0**	**284.1**	**441.2**	**444.7**	**451.0**	**468.4**	**476.0**	**484.0**	**500.1**	**515.6**	**531.1**	**546.9**	**563.1**	**579.7**	**596.7**	**5.6**
Demanda interna	263.4	269.0	284.1	441.2	444.7	451.0	468.4	476.0	484.0	500.1	515.6	531.1	546.9	563.1	579.7	596.7	5.6
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Sector industrial	263.4	269.0	284.1	441.2	444.7	451.0	468.4	476.0	484.0	500.1	515.6	531.1	546.9	563.1	579.7	596.7	5.6
Exportación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
A otras regiones	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.0
Variación de inventarios	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 36
Balance de coque de petróleo, 2012-2027, región Centro
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	1,358.9	1,334.4	1,410.3	1,460.1	1,502.3	1,544.6	1,668.6	1,695.8	2,172.0	2,165.9	2,166.1	2,166.0	2,171.8	2,165.9	2,165.7	2,166.1	3.2
Producción	-	-	-	-	-	-	-	-	2,172.0	2,165.9	2,166.1	2,166.0	2,171.8	2,165.9	2,165.7	2,166.1	n.a.
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	2,172.0	2,165.9	2,166.1	2,166.0	2,171.8	2,165.9	2,165.7	2,166.1	n.a.
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importación*	1,303.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
De otras regiones	55.8	1,334.4	1,410.3	1,460.1	1,502.3	1,544.6	1,668.6	1,695.8	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	1,258.9	1,334.4	1,410.3	1,460.1	1,502.3	1,544.6	1,668.6	1,695.8	2,172.0	2,165.9	2,166.1	2,166.0	2,171.8	2,165.9	2,165.7	2,166.1	3.7
Demanda interna	1,252.0	1,334.4	1,410.3	1,460.1	1,502.3	1,544.6	1,668.6	1,695.8	1,723.7	1,780.2	1,834.9	1,889.4	1,945.3	2,002.7	2,061.5	2,121.8	3.6
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	1,252.0	1,334.4	1,410.3	1,460.1	1,502.3	1,544.6	1,668.6	1,695.8	1,723.7	1,780.2	1,834.9	1,889.4	1,945.3	2,002.7	2,061.5	2,121.8	3.6
Exportación	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
A otras regiones	6.5	-	-	-	-	-	-	-	448.3	385.7	331.2	276.6	226.5	163.3	104.3	44.3	13.7
Variación de inventarios	**100.0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 37
Balance de coque de petróleo, 2011-2026, región Sur-Sureste
(miles de toneladas anuales)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca
Origen	1,290.8	1,726.7	1,517.6	1,399.3	1,401.5	1,345.1	1,160.9	1,229.7	1,232.0	2,222.5	2,226.4	2,141.1	2,145.7	2,162.4	2,137.5	2,228.8	3.7
Producción	845.2	1,140.3	931.2	812.9	815.1	758.7	713.6	782.4	784.7	1,775.1	1,779.1	1,693.7	1,698.4	1,715.0	1,690.1	1,781.5	5.1
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	845.2	1140.3	931.2	812.9	815.1	758.7	713.6	782.4	784.7	782.0	782.4	697.1	699.0	721.8	697.1	788.1	-0.5
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	993.1	996.7	996.7	999.4	993.3	993.1	993.3	n.a.
Importación*	0.4	586.4	586.4	586.4	586.4	586.4	447.3	447.3	447.3	447.3	447.3	447.3	447.3	447.3	447.3	447.3	59.4
De otras regiones	445.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Destino	1,146.8	1,726.7	1,517.6	1,399.3	1,401.5	1,345.1	1,160.9	1,229.7	1,232.0	2,222.5	2,226.4	2,141.1	2,145.7	2,162.4	2,137.5	2,228.8	4.5
Demanda interna	445.6	398.3	283.0	288.5	294.0	299.4	304.9	307.7	310.7	314.9	318.5	321.8	325.0	328.2	331.4	334.5	-1.9
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sector industrial	445.6	398.3	283.0	288.5	294.0	299.4	304.9	307.7	310.7	314.9	318.5	321.8	325.0	328.2	331.4	334.5	-1.9
Exportación	701.2	761.8	-	-	-	-	484.6	553.4	555.7	1,546.1	1,550.1	1,464.7	1,469.4	1,486.0	1,461.1	1,552.5	5.4
A otras regiones	-	566.7	1,234.6	1,110.8	1,107.6	1,045.7	371.5	368.6	365.6	361.4	357.8	354.5	351.3	348.1	345.0	341.9	n.a.
Variación de inventarios	**144.0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**n.a.**

n.a. no aplica.
* Incluye PEMEX y particulares.
Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 38
Demanda interna de gasolinas por estado, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Estado	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	**804.4**	**793.0**	**796.4**	**843.2**	**896.7**	**973.9**	**1,061.2**	**1,138.4**	**1,191.8**	**1,238.5**	**1,271.6**	**1,312.5**	**1,344.9**	**1,377.4**	**1,410.1**	**1,443.2**
Aguascalientes	12.5	12.0	11.9	13.0	14.1	15.9	17.8	19.5	20.7	21.7	22.4	23.2	23.9	24.5	25.1	25.8
Baja California	41.2	39.9	39.7	43.2	47.1	52.8	59.2	64.9	68.9	72.3	74.9	77.8	79.9	81.9	84.0	86.1
Baja California Sur	8.9	8.8	8.8	9.6	10.4	11.7	13.1	14.4	15.3	16.0	16.6	17.2	17.7	18.2	18.6	19.1
Campeche	5.1	5.4	5.6	5.8	6.1	6.4	6.7	7.1	7.3	7.5	7.7	7.9	8.1	8.3	8.5	8.7
Chiapas	20.1	20.6	21.0	21.8	22.8	24.1	25.7	27.1	28.0	28.8	29.6	30.6	31.5	32.3	33.2	34.2
Chihuahua	31.6	29.6	29.4	31.5	34.0	37.5	41.5	45.0	47.5	49.6	51.2	52.7	54.1	55.5	56.8	58.0
Coahuila	16.2	15.3	15.3	16.4	17.7	19.5	21.6	23.4	24.7	25.8	26.6	27.4	28.2	28.9	29.6	30.2
Colima	21.3	20.5	20.5	22.3	24.3	27.2	30.6	33.5	35.5	37.3	38.5	39.9	41.0	42.1	43.2	44.3
Distrito Federal	103.8	105.2	105.8	108.6	111.8	116.4	121.6	126.3	129.5	132.2	133.2	135.9	137.6	139.2	140.9	142.7
Durango	19.1	18.1	18.0	19.3	20.8	23.0	25.5	27.6	29.2	30.5	31.4	32.3	33.2	34.1	34.9	35.6
Guanajuato	34.1	32.7	32.5	35.3	38.5	43.2	48.4	53.1	56.3	59.1	61.0	63.2	65.0	66.7	68.4	70.2
Guerrero	13.5	14.1	14.5	15.1	15.8	16.7	17.8	18.7	19.4	20.0	20.5	21.2	21.8	22.4	23.0	23.7
Hidalgo	24.7	24.8	25.1	26.4	28.0	30.2	32.7	34.9	36.5	37.8	39.0	40.6	41.8	43.1	44.4	45.7
Jalisco	40.5	39.1	39.0	42.4	46.3	51.9	58.2	63.8	67.7	71.1	73.3	76.0	78.1	80.1	82.2	84.3
México	54.2	54.8	55.0	56.5	58.1	60.5	63.3	65.7	67.3	68.8	69.3	70.7	71.5	72.4	73.3	74.2
Michoacán	29.0	27.9	27.7	30.1	32.8	36.8	41.3	45.3	48.0	50.5	52.1	54.0	55.4	56.9	58.4	59.9
Morelos	15.2	15.6	16.1	17.0	18.0	19.4	21.1	22.5	23.5	24.4	25.1	26.1	26.9	27.7	28.6	29.4
Nayarit	4.6	4.6	4.6	5.0	5.5	6.1	6.9	7.6	8.0	8.4	8.7	9.0	9.2	9.5	9.7	10.0
Nuevo León	44.8	42.9	43.1	45.0	47.1	50.1	53.6	56.6	58.7	60.5	61.6	62.6	63.7	64.7	65.8	67.0
Oaxaca	14.3	14.7	15.0	15.6	16.3	17.3	18.4	19.4	20.0	20.6	21.2	21.9	22.5	23.1	23.8	24.5
Puebla	33.0	33.2	33.4	35.2	37.3	40.3	43.6	46.6	48.7	50.5	52.1	54.2	55.8	57.5	59.2	61.0
Querétaro	21.0	20.1	20.0	21.7	23.7	26.6	29.8	32.7	34.7	36.4	37.6	38.9	40.0	41.1	42.1	43.2
San Luis Potosí	16.3	15.6	15.4	16.7	18.3	20.5	23.0	25.2	26.7	28.1	29.0	30.0	30.8	31.7	32.5	33.3
Sinaloa	27.6	26.7	26.5	28.8	31.4	35.2	39.5	43.3	45.9	48.2	50.0	51.9	53.3	54.6	56.0	57.4
Sonora	24.8	24.0	23.8	25.9	28.2	31.6	35.5	38.9	41.2	43.3	44.8	46.6	47.8	49.1	50.3	51.6
Tabasco	18.4	18.9	19.4	20.1	21.0	22.3	23.7	25.0	25.8	26.6	27.3	28.2	29.0	29.8	30.7	31.5
Tamaulipas	30.0	28.1	27.8	29.8	32.1	35.5	39.3	42.6	44.9	47.0	48.4	49.8	51.2	52.5	53.8	54.9
Veracruz	44.7	46.0	47.1	49.0	51.1	54.2	57.7	60.7	62.8	64.7	66.4	68.7	70.6	72.5	74.5	76.7
Yucatán	25.6	26.3	26.9	27.9	29.2	30.9	32.9	34.7	35.9	36.9	37.9	39.2	40.3	41.4	42.6	43.8
Zacatecas	8.3	7.8	7.5	8.2	8.9	10.0	11.2	12.3	13.1	13.7	14.2	14.7	15.1	15.5	15.9	16.3

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CONUEE, CRE, EIA, EPA, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 39
Demanda interna de diésel por estado, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Estado	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	**420.3**	**399.4**	**405.5**	**434.8**	**449.5**	**472.4**	**498.2**	**521.0**	**537.4**	**552.1**	**571.2**	**590.7**	**610.7**	**628.1**	**645.0**	**662.8**
Aguascalientes	5.3	5.4	5.5	5.7	5.9	6.3	6.6	6.9	7.2	7.4	7.7	8.0	8.3	8.6	8.8	9.1
Baja California	14.9	15.0	15.2	15.7	16.3	17.2	18.3	19.3	20.0	20.6	21.3	22.0	22.7	23.3	23.8	24.3
Baja California Sur	7.9	4.7	4.8	4.8	4.9	5.1	5.3	5.3	5.5	5.7	5.8	6.0	6.2	6.3	6.3	6.5
Campeche	20.7	4.1	4.2	23.3	23.3	23.3	23.4	23.4	23.5	23.5	23.6	23.6	23.7	23.6	23.6	23.7
Chiapas	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	7.4	7.7	7.9	8.0	8.2	8.4	8.7	8.9	9.1	9.3	9.6
Chihuahua	17.2	17.1	17.2	17.7	18.3	19.4	20.6	21.7	22.5	23.2	24.1	25.1	26.0	26.9	27.7	28.6
Coahuila	13.1	13.2	13.3	13.6	14.1	14.9	15.8	16.6	17.2	17.8	18.4	19.2	20.0	20.7	21.3	22.0
Colima	13.6	13.8	14.1	14.6	15.1	15.9	16.8	17.6	18.1	18.7	19.4	20.2	20.9	21.7	22.4	23.1
Distrito Federal	26.8	26.2	26.6	27.8	29.1	31.0	33.1	35.0	36.3	37.5	38.8	40.0	41.3	42.5	43.6	44.8
Durango	14.5	14.5	14.8	15.3	15.9	16.9	18.0	19.0	19.7	20.3	21.1	22.0	22.8	23.6	24.3	25.1
Guanajuato	16.3	16.8	17.2	17.8	18.5	19.4	20.5	21.5	22.2	22.8	23.7	24.7	25.6	26.5	27.3	28.2
Guerrero	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4	4.5	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.3	5.5	5.6	5.8	5.9
Hidalgo	14.8	14.9	15.2	15.7	16.1	16.8	17.6	18.3	18.8	19.2	19.7	20.3	20.8	21.3	21.7	22.2
Jalisco	17.8	18.3	18.7	19.4	20.1	21.2	22.4	23.4	24.2	24.9	25.9	26.9	27.9	28.8	29.8	30.7
México	17.0	16.7	17.1	17.9	18.7	19.9	21.3	22.6	23.4	24.2	25.0	25.9	26.7	27.4	28.2	28.9
Michoacán	11.9	12.2	12.5	12.9	13.4	14.1	14.9	15.6	16.2	16.6	17.3	18.0	18.7	19.3	20.0	20.6
Morelos	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	4.4	4.6	4.8	4.9	5.0	5.2	5.3	5.5	5.6	5.7	5.8
Nayarit	1.4	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.3	2.4
Nuevo León	27.5	26.3	26.7	28.2	30.0	32.8	36.0	38.8	40.8	42.5	44.6	46.7	48.9	50.8	52.8	54.7
Oaxaca	5.9	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4	6.6	6.7	6.9	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	7.9	8.1
Puebla	13.3	13.5	13.8	14.2	14.7	15.3	16.1	16.7	17.2	17.6	18.1	18.6	19.1	19.6	20.0	20.4
Querétaro	15.0	13.6	13.8	14.2	14.7	15.4	16.3	17.1	17.6	18.1	18.9	19.3	20.0	20.7	21.4	22.1
Quintana Roo	0.7	1.0	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1
San Luis Potosí	11.4	11.8	12.0	12.3	12.6	13.2	13.9	14.5	15.0	15.4	16.0	16.5	17.1	17.7	18.2	18.8
Sinaloa	18.7	19.1	19.4	20.0	20.7	21.8	23.0	24.1	24.9	25.5	26.3	27.1	28.0	28.6	29.1	29.7
Sonora	19.6	19.7	20.0	20.4	21.0	22.2	23.5	24.7	25.5	26.3	27.2	28.1	29.0	29.7	30.3	31.0
Tabasco	8.4	8.5	8.7	8.8	8.9	9.2	9.4	9.7	9.9	10.0	10.3	10.6	10.9	11.2	11.5	11.7
Tamaulipas	23.5	23.6	24.1	25.0	26.2	27.9	29.8	31.4	32.6	33.7	35.1	36.6	38.2	39.5	40.8	42.1
Tlaxcala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veracruz	31.7	31.3	31.7	32.0	32.6	33.5	34.5	35.4	36.1	36.7	37.7	38.7	39.8	40.8	41.7	42.7
Yucatán	13.1	11.9	11.9	9.9	10.0	10.3	10.6	10.9	11.1	11.3	11.6	11.9	12.3	12.5	12.8	13.1
Zacatecas	3.8	3.9	4.0	4.1	4.3	4.5	4.8	5.0	5.2	5.3	5.5	5.7	6.0	6.2	6.4	6.6

Fuente: Elaborado por IMP, con base en AMDA, AMIA, ANPACT, BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SCT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 40
Demanda interna de combustóleo por estado, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Estado	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	**238.4**	**191.8**	**178.0**	**134.5**	**121.0**	**86.5**	**79.5**	**68.1**	**63.2**	**58.9**	**49.9**	**41.0**	**39.3**	**39.6**	**38.2**	**31.1**
Aguascalientes	-	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Baja California	0.1	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Baja California Sur	10.6	9.1	9.5	10.0	8.7	0.8	0.4	0.4	0.8	1.1	0.4	0.5	0.3	0.3	0.4	0.8
Campeche	5.0	1.6	1.4	1.5	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Chiapas	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Chihuahua	6.5	5.2	4.9	4.3	4.3	4.2	4.4	4.6	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Coahuila	0.5	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Colima	14.9	20.0	19.3	18.1	19.6	9.5	5.7	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Distrito Federal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Durango	0.9	4.7	4.9	4.9	4.8	4.8	4.7	4.5	4.7	5.1	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Guanajuato	7.3	5.9	4.5	3.2	2.1	1.9	1.8	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Guerrero	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hidalgo	54.0	34.8	30.2	15.8	14.0	13.2	13.1	12.9	12.9	7.0	6.0	6.0	4.5	4.5	4.4	4.5
Jalisco	0.3	1.3	1.1	1.0	0.8	0.7	0.5	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
México	-	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Michoacán	1.3	1.9	1.7	1.5	1.3	1.1	0.9	0.7	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Morelos	0.1	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Nayarit	-	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nuevo León	3.5	3.4	3.0	3.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Oaxaca	10.2	6.8	4.6	2.3	2.3	2.3	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Puebla	-	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Querétaro	0.2	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Quintana Roo	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
San Luis Potosí	15.1	11.6	12.3	11.0	10.9	10.4	11.2	9.8	10.7	11.5	6.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Sinaloa	27.2	15.5	14.7	14.4	14.8	3.2	2.7	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sonora	23.0	18.6	17.4	6.6	2.0	1.8	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tabasco	-	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Tamaulipas	10.3	8.6	8.0	3.0	2.6	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Tlaxcala	-	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Veracruz	45.5	33.3	31.1	28.7	27.9	27.7	27.5	27.4	27.2	27.2	27.2	27.3	27.3	27.5	26.3	18.6
Yucatán	1.9	4.2	4.3	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zacatecas	-	0.8	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

Fuente: IMP, con base en información de BANXICO, CFE, CNIAA, CONAGUA, CONUEE, CRE, EIA, EPA, IEA, INE, INEGI, PEMEX, SE, SEMARNAT, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 41
Demanda interna de coque de petróleo por estado 2012-2027
(miles de toneladas anuales)

Estado	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	**4,358.5**	**4,390.3**	**4,404.5**	**4,654.5**	**5,259.6**	**5,549.2**	**5,715.1**	**5,784.4**	**5,857.4**	**5,962.4**	**6,064.4**	**6,164.8**	**6,269.6**	**6,400.1**	**6,480.7**	**6,563.9**
Aguascalientes	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	143.3	142.6	141.7	140.6	139.4	138.2	137.0	135.8
Baja California	37.5	38.0	38.6	39.2	39.7	40.3	51.3	52.8	54.4	54.9	55.3	55.6	55.9	56.2	56.4	56.7
Chihuahua	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Coahuila	106.7	116.8	126.8	136.8	146.9	156.9	172.4	175.1	177.9	184.9	191.6	198.4	205.4	212.6	220.0	227.6
Colima	111.6	109.3	109.2	107.8	123.3	128.4	128.4	128.4	128.4	130.7	132.7	134.5	136.4	138.3	140.1	141.9
Distrito Federal	75.5	77.4	79.9	82.4	84.8	87.4	89.9	92.4	94.9	97.4	99.9	102.2	104.5	106.8	109.1	111.4
Guanajuato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guerrero	16.9	24.7	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	25.1	25.2	25.4	25.5	25.6	25.8	25.9
Hidalgo	484.1	502.8	535.6	542.3	541.4	540.5	621.3	631.3	641.5	658.8	675.0	690.9	706.9	723.2	739.6	756.2
Jalisco	181.2	182.1	183.1	184.0	184.9	185.9	186.8	192.4	198.2	196.8	194.9	192.9	190.8	188.7	186.6	184.4
México	166.9	172.9	179.0	185.1	191.2	197.3	203.4	206.2	209.1	210.5	211.4	212.1	212.8	213.3	213.9	214.4
Michoacán	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Morelos	163.4	184.5	184.5	184.5	184.5	184.5	184.6	184.6	184.6	191.6	198.5	205.4	212.5	219.8	227.3	235.0
Nuevo León	264.8	283.9	306.3	329.2	352.6	409.7	434.1	450.5	467.4	482.3	497.1	512.0	527.5	543.4	559.9	577.0
Oaxaca	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.9	129.5	130.0	130.4	130.8	131.2	131.5
Puebla	362.3	396.7	431.3	465.8	500.3	534.9	569.4	581.3	593.6	621.8	650.1	678.8	708.6	739.5	771.6	804.9
Querétaro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	1,551.9	1,515.1	1,519.8	1,524.5	1,529.3	1,534.0	1,538.7	1,545.1	1,551.6	1,559.1	1,565.9	1,572.3	1,578.7	1,585.1	1,591.5	1,597.9
Sonora	225.9	231.0	245.5	402.0	405.0	410.7	417.1	423.2	429.6	445.2	460.4	475.5	491.1	507.0	523.3	540.0
Tabasco	40.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	57.4	58.6	59.8	61.1	62.3	63.6	64.8
Tamaulipas	37.6	37.7	38.2	38.7	537.9	695.6	669.0	669.5	671.8	670.4	670.8	671.3	673.5	699.2	672.5	645.8
Veracruz	197.9	121.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
Yucatán	62.7	68.1	73.6	79.1	84.5	90.0	95.5	98.4	101.3	103.0	104.6	106.0	107.4	108.9	110.3	111.7

Fuente: Elaborado por IMP, con base en CFE, CNIC, EIA, IEA, INEGI, PEMEX, SE, SENER y empresas privadas.

Cuadro B. 42
Demanda interna de turbosina nacional por estado, 2012-2027
(miles de barriles diarios)

Estado	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	**59.3**	**62.6**	**66.4**	**69.4**	**72.3**	**75.4**	**78.6**	**81.0**	**83.4**	**85.8**	**88.3**	**90.7**	**93.2**	**95.8**	**98.4**	**101.1**
Baja California	2.8	3.3	3.6	3.8	4.0	4.2	4.5	4.6	4.8	5.0	5.1	5.3	5.5	5.6	5.8	6.0
Baja California Sur	2.1	2.5	2.7	2.8	3.0	3.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	4.0	4.1	4.2	4.4	4.5
Distrito Federal	22.1	22.3	23.7	24.5	25.3	26.1	26.9	27.7	28.6	29.4	30.2	31.0	31.9	32.7	33.6	34.5
Guanajuato	8.2	10.2	11.3	12.1	13.1	14.1	15.1	15.6	16.1	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.5
Hidalgo	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3
Jalisco																
Nuevo León	4.9	5.2	5.3	5.6	5.8	6.0	6.2	6.4	6.5	6.7	6.9	7.1	7.3	7.5	7.7	7.9
Oaxaca	5.3	5.0	5.2	5.3	5.5	5.6	5.8	6.0	6.1	6.3	6.5	6.6	6.8	7.0	7.2	7.3
Sonora	1.7	2.0	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6
Tamaulipas	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
Veracruz	3.6	3.4	3.5	3.6	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.7	4.8	4.9	5.0
Yucatán	6.0	5.7	5.9	6.1	6.3	6.4	6.6	6.8	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	8.0	8.2	8.4

Fuente: Elaborado por IMP, con base en información de ASA, BANXICO, INEGI, PEMEX, SCT y SENER.

ANEXO C. GLOSARIO

Aceite

Líquido graso, insoluble en agua. Su origen puede ser vegetal, animal o mineral. Dentro del grupo de aceites minerales se encuentra el petróleo crudo, el cual es una mezcla compleja de diversos compuestos químicos.

Adiciones

Es el incremento en la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo de estudio.

Asfaltenos

Los asfáltenos son definidos típicamente como la fracción de crudo que es insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno. Los asfáltenos son moléculas planas, poliaromáticas y policíclicas que contienen heteroátomos (átomos de azufre, nitrógeno u oxígeno) y metales pesados, con polaridad relativamente alta, que están presentes en el petróleo crudo en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas; se encuentran entre los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición.

Aceite Básico

Aceites lubricantes que 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).

Alifático

Compuestos formados por cadenas lineales o ramificadas de carbono, que carecen de estructuras de anillos de carbono, o de otro tipo de moléculas cíclicas. Los hidrocarburos alifáticos incluyen tres tipos de moléculas: parafinas (alcanos), olefinas (alquenos o alcadienos) y compuestos acetilénicos (alquinos).

Alquilación

Los procesos de alquilación comprenden la combinación de una olefina con un hidrocarburo parafínico o aromático en presencia de un catalizador. En refinación el proceso involucra la unión de propileno o butilenos, principalmente de las plantas de desintegración catalítica, así como de hidrodesintegración, reductoras de viscosidad y coquizadoras; con isobutano en presencia de ácido fluorhídrico o sulfúrico como catalizador, para formar una isoparafina denominada alquilado ligero, compuesta básicamente de isoheptano o isoctano, según la carga empleada, productos que son excelentes para la elaboración de gasolinas de alto octano por su baja presión de vapor y elevado octanaje. Este proceso se considera opuesto al de desintegración, ya que a partir de moléculas pequeñas, produce moléculas más grandes.

Alquilado	Producto de la reacción de alquilación, generalmente de isobutano con butileno, para formar hidrocarburos ramificados, principalmente isoctano y otros isómeros del octano, con un índice de octano de alrededor de 94, por lo cual es muy apreciado para preparar gasolina de alto octano
Aromático	Familia de hidrocarburos que contienen en su molécula uno o varios núcleos de seis carbonos de cadena cerrada y forma hexagonal, los cuales poseen en su estructura tres dobles ligaduras (anillos bencénicos).
Barril de petróleo	Unidad de volumen basada en la medida del barril utilizado en la industria del petróleo. Equivale a 158.9873 litros (42 galones de Estados Unidos).
Batería de separación	Conjunto de instalaciones donde se efectúa la separación del agua y gas que vienen asociados con el petróleo crudo de los yacimientos.
Bitumen	Porción del petróleo que se encuentra en el yacimiento en estado sólido o semisólido. En su estado natural es una brea mineral rica en azufre, metales, asfaltenos, resinas y otros compuestos de elevado peso molecular. Estas mezclas de hidrocarburos pesados y de resinas sirven para dar consistencia y adhesividad al cemento asfáltico y al asfalto.
Bunker	En términos marítimos, lugar donde se almacenan a bordo los combustibles de las embarcaciones. Expresión que indica cuando un buque solicita abastecerse de combustibles.
Bunker C	Combustóleo pesado que se utiliza en las calderas de los buques y en las grandes plantas termoeléctricas.
Buquetanque	Nombre generalizado para designar embarcaciones que transportan petróleo o sus derivados, aunque en la actualidad también se designa como buquetanque al que transporta líquidos a granel. En cuanto a su plural, la Real Academia Española de la Lengua recomienda que cuando la palabra se escriba separada se pluralice como buques tanque, y cuando se escriba junta se pluralice buquetanques.
Campos en producción	Campos con pozos en explotación, es decir, que no están taponados. Incluyen pozos que están operando como productores o inyectores, así como pozos cerrados con posibilidades de explotación.

Capacidad de refinación	Se refiere a la capacidad por día de operación, no a la capacidad por día de calendario. La capacidad por día de operación de una planta es el volumen máximo que puede procesar trabajando sin interrupción, en tanto que la capacidad por día de calendario considera los paros normalmente exigidos por el mantenimiento y otras causas.
Carrotanque	Recipiente diseñado para trabajar a presión o en condiciones atmosféricas, montado sobre una plataforma o directamente sobre ruedas para transportarlo sobre rieles (Su plural es similar al de buquetanque).
Centro embarcador	(I)Planta de almacenamiento que se surte por vía marítima. Este tipo de planta debe disponer de las instalaciones necesarias para recibir la carga total de los buques. (II) Instalación que realiza operaciones de venta y distribución de productos a clientes.
Combustible	Material que, al combinarse con el oxígeno, se inflama con desprendimiento del calor. Sustancia capaz de producir energía por procesos distintos al de oxidación (tales como una reacción química), incluyéndose también los materiales fisionables y fusionables.
Combustión	Fenómeno o cambio químico en el que los materiales se combinan rápidamente con el oxígeno y producen luz y calor. También se le conoce como oxidación rápida.
Combustóleo de bajo azufre	Líquido 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. Es una sustancia oscura, viscosa, con olor a chapopote e insoluble en agua. Otras características importantes son: - Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315–545 °C - Densidad del vapor (Aire = 1): 20 - Porcentaje de volatilidad: Baja - Gravedad específica (20/4 °C): 1.02 máximo - Temperatura de inflamación: 60 °C mínimo - Temperatura de escurrimiento: + 15 °C máximo - Azufre porcentaje en peso: 2.0 máximo

Combustóleo intermedio 15	Producto líquido 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. Su color es oscuro viscoso, tiene olor a chapopote. Insoluble en agua. Otras características importantes son: - Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315 – 545 °C - Densidad del vapor (Aire = 1): 20 - Porcentaje de volatilidad: Baja - Gravedad específica (20/4 °C): 0.9877 máximo - Temperatura de inflamación: 66 °C mínimo - Temperatura de escurrimiento: 30 °C máximo - Azufre, porcentaje en peso: 4.0 máximo
Combustóleo pesado	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. Este producto es uno de los principales combustibles utilizados en la industria para la generación de vapor y electricidad, aplicándose en las industrias que tienen un uso intensivo de energía (CFE, industria azucarera, industria cementera, etcétera.) Otras características importantes son: - Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 315 – 545 °C - Densidad del vapor (Aire = 1): 20 - Porcentaje de volatilidad: Baja - Temperatura de inflamación: 66 °C mínimo - Temperatura de escurrimiento: 15 °C máximo - Azufre, porcentaje en peso: 4.0 máximo - Límites de inflamabilidad en aire, % volumen: inferior 1%, superior 5%.
Combustibles fósiles	Mezclas de compuestos orgánicos que se extraen del subsuelo con el objeto de producir energía por combustión. Se consideran combustibles fósiles al carbón, al petróleo y el gas natural procedentes de otros organismos vivientes fosilizados por fenómenos geológicos durante largos periodos.

Condensados	Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en instalaciones de separación en campos productores de gas asociado y no asociado, generalmente pentanos y más pesados. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se forman por condensación durante el transporte del gas natural.
Condiciones estándar	Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. En la industria petrolera las condiciones estándar, en el sistema inglés de medidas, son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.
Coque de petróleo	Producto sólido, poroso, de color negruzco, cuya densidad aproximada es 1.2 g/cm2. Se obtiene de la descomposición térmica de los hidrocarburos de alto peso molecular que se encuentran en las fracciones más pesadas o residuo, del proceso de refinación del petróleo. Sus propiedades más importantes son su poder calorífico, contenido de azufre, cenizas y materiales volátiles. Se usa como combustible industrial; purificado se puede utilizar como agente reductor o en ánodos en procesos metalúrgicos e industriales, así como abrasivos, grafito artificial, pigmentos, combustible y otros usos.
Coquización	Proceso de la refinación mediante el cual se incrementa la producción de destilados ligeros e intermedios por el craqueo térmico de moléculas de mayor peso molecular, como subproducto se obtiene de este proceso se obtiene coque de petróleo.
Crudo Istmo	Petróleo ligero mexicano con gravedad API de 33 a 34°API. Sus principales características son: - Peso específico (20/4 °C): 0.858 - Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 60 - Contenido de azufre (%): 1.3 - Metales, vanadio: 39.5 - Contenido de (%Vol.): - Gasolina: 26.0 - Destilados intermedios: 32.0 - Gasóleos: 18.0 - Residuo: 23.0

Crudo Maya

Petróleo pesado mexicano que se produce principalmente en el mar. Su gravedad API es de 21.4 a 22.3°API. Sus principales características son:

- Peso específico (20/4 °C): 0.920
- Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 1288
- Contenido de azufre (%): 3.3
- Metales, vanadio: 343.0
- Contenido de (%Vol.):
- Gasolina: 17.0
- Destilados intermedios: 28.0
- Gasóleos: 16.0
- Residuo: 38.0

Crudo Olmeca

Mezcla de crudos súper-ligeros que se producen en la Región mesozoica de Chiapas y Tabasco, con gravedad API de 39.3 °API o mayores. Sus principales características son:

- Peso específico (20/4 °C): 0.825
- Viscosidad, SSU a 15.6 °C: 43.6
- Contenido de azufre (%): 0.77
- Metales, vanadio: 2.5
- Contenido de (%Vol.):
- Gasolina: 38.0
- Destilados intermedios: 33.7
- Gasóleos: 20.5
- Residuo: 5.4

Densidad

Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en kilogramo por metro cúbico (sistema internacional), en gramos por centímetro cúbico (sistema métrico decimal), o en libras por galón (sistema inglés).

Densidad relativa

En caso de líquidos y sólidos, es la relación entre la densidad de un líquido y la densidad del agua, a la misma temperatura, y en el caso de gases, la relación entre la densidad del gas y la del aire, a las mismas condiciones de temperatura y presión.

Densidad API

Es una medida indirecta de la densidad de los productos líquidos utilizada en la industria del petróleo; se deriva de la densidad relativa, de acuerdo con la siguiente ecuación:

Densidad API = (141.5 / densidad relativa) – 131.5.

La ecuación anterior aplica para líquidos menos densos que el agua. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

Desalado

Proceso mediante el cual se disminuye el contenido de sal de los hidrocarburos, generalmente los petróleos crudos. Este proceso reduce la corrosión de los recipientes u otro tipo de instalaciones.

Desaladora

Recipiente horizontal empleado para eliminar la sal del crudo de carga a la torre de destilación atmosférica. El crudo salado de tanques de almacenamiento es alimentado a la desaladora en donde también se alimenta condensado de vapor para formar una emulsión que posteriormente se rompe separándose en el fondo la solución acuosa (rica en sal) la cual es drenada del recipiente. La ruptura de la emulsión se origina por el uso de electrodos instalados en el interior del equipo.

Desarrollo

Actividad que incrementa o decrementa reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento

Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

Desasfaltado

Proceso que consiste en separar el asfalto que contienen los residuos de la destilación del petróleo crudo, con el objeto de obtener aceite desasfaltado y asfalto. La separación de asfaltos se logra tratando los residuos con propano. El aceite desasfaltado se usa básicamente para elaborar lubricantes pesados y, en algunos casos, como carga a las plantas de desintegración catalítica.

Desintegración (cracking)

Proceso que consiste en descomponer las moléculas de hidrocarburos más grandes, pesadas o complejas en moléculas más ligeras y simples. La desintegración se lleva a cabo mediante la aplicación de calor y presión y, en técnicas más avanzadas, mediante el uso de catalizadores. La utilización de este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina y de otros productos importantes (gas seco, propano, propileno, butano-butileno, gasolinas, aceites cíclicos y decantados, etc.) que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo. Los tipos más comunes de unidades de desintegración son las de desintegración catalítica, hidrodesintegración, desintegración de residuales,

	desintegración térmica, reducción de viscosidad y de desintegración con vapor.
Despunte del crudo	Destilación para separar del crudo los componentes más ligeros, tales como la nafta y la querosina. Se extrae la nafta para someterla a otros procesos como pueden ser la fabricación de productos petroquímicos o para tratarla y obtener gasolina. La querosina se separa para producir parafinas lineales, que son la materia prima para la fabricación de detergentes biodegradables. Al residuo que queda después del proceso se le denomina crudo despuntado.
Destilación atmosférica	Primera etapa de la destilación de crudos; consiste en la separación por destilación a presión ambiente de las diversas fracciones o constituyentes, apoyándose para tal fin en su diferencia de temperatura de ebullición (o volatilidad). Durante este proceso las fracciones o productos más ligeros (gases y nafta ligera) se destilan primero y posteriormente se sacan por el domo o parte superior de la torre. Los destilados intermedios (nafta pesada, turbosina, querosina, gasóleo o diésel) se extraen separadamente por la parte intermedia y el residuo por el fondo de la torre.
Destilación al vacío	Proceso de destilación de crudos a una presión de vacío, funciona como paso intermedio para extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica FCC, así como las fracciones para la elaboración de los aceites lubricantes.
Destilado	Producto de la destilación que proviene de la vaporización y posterior condensación de una mezcla de sustancias miscibles, en componentes individuales o en grupos o fracciones de componentes, siendo más rico en componentes más ligeros que la mezcla original.
Destilado(s) intermedio(s)	Fracción de crudo o hidrocarburos proveniente de su destilación, que destilan entre 175 °C y 330 °C, que corresponden a una fracción de nafta, querosina y combustible diésel, utilizándose estos dos últimos productos, en algunos países como combustible para calefacción.
Diésel desulfurado	Combustible líquido con olor a petróleo, de color amarillo claro (2.5 máximo, ASTM D 1500), producido a partir de una mezcla de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, por procesamiento del petróleo crudo. Es insoluble en agua y se usa fundamentalmente como combustible para los motores (tipo diésel) de autotransportes, locomotoras ferroviarias, turbinas y equipos mecánicos. Como propiedades adicionales de

importancia, se tienen las siguientes:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mmHg: 216-371° C
- Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 4
- Gravedad específica (20/40 °C): 0.850
- Temperatura de inflamación: 41 °C
- Índice de cetano: 45 mínimo
- Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 4.1 centistokes
- Azufre total, porcentaje en peso: 0.5 máxima.
- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior. 0.7%, sup. 5.0%.

Diésel industrial de bajo azufre

Combustible exclusivo para quemadores de flama abierta, de color amarillo claro, con olor a petróleo, insoluble en agua. Se obtiene del fraccionamiento de los crudos en el corte correspondiente al gasóleo ligero, el cual se ha tratado para reducir su contenido de azufre total a 0.05 % en peso. Se utiliza principalmente, en calderas, generadores de electricidad, generadores de vapor, en hornos y calentadores industriales. Líquido insoluble en agua, cuyas propiedades principales son:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 216 – 371 °C
- Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C
- Densidad del vapor (Aire = 1): 4
- Gravedad específica (20/40 °C): 0.850
- Temperatura de inflamación: 52 °C
- Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 5.8 centistokes
- Azufre total, porcentaje en peso: 0.05 máxima.
- Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.7 %, superior 5.0%

Diésel marino especial

Líquido combustible, teñido con color verde, de olor a petróleo e insoluble en agua. Se obtiene de una mezcla de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos, derivados del procesamiento del petróleo. Su principales propiedades son:

- Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 216 – 371 °C
- Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C

	- Densidad del vapor (Aire = 1): 4 - Gravedad específica (20/40 °C): 0.850 - Temperatura de inflamación: 60 °C mínimo - Índice de cetano: 40 mínimo - Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 4.1 centistokes - Azufre total, porcentaje en peso: 0.50 máximo. - Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.7%, sup 5.0 %.
Diésel (PEMEX Diésel)	Combustible derivado de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Se obtiene de una mezcla compleja de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, mediante el procesamiento del petróleo. Es un líquido insoluble en agua, de olor a petróleo. Se expende con un color amarillo claro (2.5 máximo ASTM D 1500). Se consume principalmente en máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía, con elevado rendimiento y eficiencia mecánica. Su uso se orienta, fundamentalmente, como energético en el parque vehicular equipado con motores diseñados para combustible diésel, tales como camiones de carga de servicio ligero y pesado, autobuses de servicio urbano y de transporte foráneo, locomotoras, embarcaciones, maquinaria agrícola, industrial y de la construcción. Propiedades importantes: - Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 216 – 371 °C - Presión de vapor: 30 mm Hg @ 20 °C - Densidad del vapor (Aire = 1): 4 - Gravedad específica (20/40 °C): 0.850 - Temperatura de inflamación: 45 °C - Índice de cetano: 48 mínimo - Viscosidad cinemática a 40 °C: 1.9 a 4.1 centistokes - Azufre total, porcentaje en peso: 0.05 máxima. - Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.7%, sup 5.0%
Ducto	Tuberías destinadas para transportar aceites, gas, gasolinas y otros productos petrolíferos a las terminales de almacenamiento, embarque y distribución, o bien de una planta o refinería a otra. Su espesor varía entre 2 y 48 pulgadas, según los usos, las condiciones geográficas y el clima del lugar. Existen diferentes tipos de ductos, según el producto que transporta:

	- gasoducto. - gasolinoducto. - oleoducto. - poliducto. - turbosinoducto.
Energético	Sustancia o producto combustible con capacidad para producir calor o energía.
Energía	Capacidad de producir trabajo.
Equipos en operación	Promedio, en un determinado periodo de tiempo (mes o año), del número diario de equipos ocupados en la perforación de pozos o en actividades conducentes a la misma, tales como desmantelamiento, transporte y mantenimiento.
Estimulación	Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar los conductos existentes o crear conductos nuevos en la formación productora de un pozo.
Estación de servicio	Espacio físico donde se expenden los productos elaborados por la industria de la refinación. Sus características pueden llegar a variar en función de la imagen que manejan los directivos de la gasolinería.
Factor de recuperación (fr)	Es las relaciones existentes entre el volumen original de aceite o de gas y la reserva original de un yacimiento, medidas bajo las mismas condiciones de temperatura y presión.
Factor de recuperación de condensados (frc)	Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.
Fase	Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida. Cuando el petróleo viene mezclado con agua, se separa en dos fases líquidas o bien, en dos fases líquidas y una gaseosa.
Fraccionamiento	Proceso en el que mediante destilación se separan fracciones pequeñas de una mezcla de hidrocarburos.

Franquicia PEMEX	Sistema de comercialización mediante el cual PEMEX delega el uso de marca propia de la empresa a personas físicas o morales mediando entre ellos todo lo relativo a asistencia técnica así como la asesoría necesaria con respecto a los métodos operativos y de destacarse que la asistencia es proporcionada por el "franquiciante" (en este caso Petróleos Mexicanos) con respecto al franquiciatario por estar así estipulado dentro del marco legal que rige el concepto de franquicia. Concesión del derecho de utilizar la propia razón social o el propio logotipo a otra empresa a cambio de una regalía.
Gasavión	Gasolina similar a la automotriz, pero utilizada en aviones con motores del ciclo Otto, esto es, motores con ignición por chispa eléctrica y especificaciones más estrictas que proporcionan un mayor factor de seguridad. El rango de destilación es más estrecho que el de la gasolina automotriz. La temperatura de congelación es controlada a un mínimo de −58 °C para evitar su congelación a las altitudes a que vuelan los aviones. Su octanaje es mayor al de la automotriz para proporcionar mayor potencia tanto en vuelo normal como en el despegue y emergencias.
Gas natural	Mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con metano como su principal constituyente. Usualmente contiene además etano, propano y otros hidrocarburos parafínicos más pesados, en proporciones decrecientes, así como proporciones variables de nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y vapor de agua. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o en forma independiente en pozos de gas no asociado.
Gas natural asociado	Se denomina gas natural asociado tanto al gas natural que está en contacto con el petróleo crudo en un yacimiento, en equilibrio con él, como al que se encuentra disuelto en el petróleo bajo las condiciones de temperatura y presión del yacimiento. El gas libre que se encuentra en el yacimiento en contacto con el petróleo conforma lo que se denomina casquete de gas.
Gas natural húmedo	Mezcla de hidrocarburos en forma gaseosa que contiene cantidades significativas de hidrocarburos más pesados que el metano, que pueden ser recuperados comercialmente, pero que está libre de otros componentes
Gas natural no asociado	Se denomina así al gas natural que se localiza en yacimientos que no contienen petróleo.
Gas natural seco	Gas natural que no contiene cantidades significativas de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas que se obtiene de los centros procesadores de gas natural.

Gas LP

En la industria petrolera se denomina así a la mezcla de propano y butano comprimido y licuado. Proviene ya sea de líquidos del gas natural y gasolina natural o de los procesos de refinación de crudo.

Gasóleo

Producto refinado del petróleo cuya densidad es mayor que las de las gasolinas y querosinas, pero menor que la de los residuos; generalmente comprende los hidrocarburos destilados entre 190 y 370 °C, cuyo rango de pesos específicos (20/4 °C) es de 0.820 a 0.890. Esta mezcla de hidrocarburos tiene dos usos principales:

- Combustible para pequeñas máquinas diésel

- Combustible para hornos o calentadores, de donde toma sus nombres populares, diésel y aceite para hornos.

Gasóleo de vacío

Destilado de punto de ebullición relativamente alto, se obtiene generalmente por destilación al vacío de residuo primario, del cual se producen comúnmente el gasóleo ligero y el gasóleo pesado de vacío, que junto con el gasóleo pesado extraído en la destilación atmosférica del crudo, se utiliza como carga a las plantas de destilación catalítica.

Gasolina

Nombre comercial que se aplica de una manera amplia a los productos más ligeros de la destilación del petróleo. En la destilación del petróleo crudo la gasolina es el primer corte o fracción que se obtiene. En su forma comercial es una mezcla volátil de hidrocarburos líquidos con pequeñas cantidades de aditivos, apropiada para usarse como combustible en motores de combustión interna con ignición por chispa eléctrica, con un rango de destilación de aproximadamente 27 a 225 °C. Indudablemente es el producto derivado del petróleo más importante por su volumen y valor en el mercado. Los diferentes grados de gasolina se refieren principalmente a su número de octano y a su presión de vapor, que se fijan de acuerdo a la relación de compresión de los motores y a la zona geográfica donde se venden.

Gasolina natural

Gasolina que se encuentra en forma de rocío en el gas natural y que al igual que los condensados se recuperan del gas natural por enfriamiento o compresión. Es un líquido similar a la gasolina pero más ligero, volátil e inestable, debido a su menor peso molecular y a que contiene disueltos vapores de pentanos, butanos y propano; es además de bajo octano, por lo cual generalmente se somete a los procesos de fraccionamiento, reformación o isomerización, antes de mezclarse como componente de las gasolinas.

Gasolina PEMEX Magna	Gasolina sin plomo que elabora PEMEX Refinación con un índice de octano mínimo de 87, a la que se le ha modificado su formulación para reducir su volatilidad y contenido de sustancias que pueden ser precursoras de la formación de ozono o tóxicas como son el azufre, las olefinas, los aromáticos y el benceno.
Gasolina PEMEX Premium	Gasolina sin plomo que elabora PEMEX Refinación para motores de alta relación de compresión, que exigen un índice de octano superior al de la gasolina Magna de uso general y mayores restricciones en el contenido de precursores de ozono y compuestos tóxicos, como son las olefinas, los aromáticos y el benceno. Su índice de octano es de 93.
Hidrocarburo(s)	Familia de compuestos químicos formada, principalmente, por carbono e hidrógeno. Pueden contener otros elementos en menor proporción, como son oxígeno, nitrógeno, azufre, halógenos (cloro, bromo, iodo y flúor), fósforo, entre otros. Su estado físico, en condiciones ambientales, puede ser en forma de gas, líquido o sólido, de acuerdo al número de átomos de carbono y otros elementos que posean.
Hidrodesintegración catalítica	Proceso mediante el cual se obtienen productos de peso molecular o temperaturas de ebullición bajas, a partir de un producto pesado. La hidrodesintegración catalítica en la industria del petróleo se realiza bajo condiciones de presión y temperatura específicas, en presencia de un catalizador y una corriente de hidrógeno.
Hidrodesulfuración	Proceso por medio del cual se elimina el azufre de los hidrocarburos tales como gasolina, turbosina, diésel, lubricantes y residuales. La hidrodesulfuración se lleva a cabo en un reactor bajo condiciones de presión y temperatura, la presencia de hidrógeno y de un catalizador que acelera la reacción para eliminar el azufre de los hidrocarburos que entran al reactor. Los catalizadores son de base níquel-molibdeno y molibdeno-cobalto.
Hidrotratamiento	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/cm2, en presencia de catalizadores diversos, tales como óxidos de cobalto y molibdeno sobre alúmina (los más usados), así como el óxido o el tiomolibdato de níquel, sulfuros de tungsteno y níquel y óxido de vanadio. Entre las reacciones efectuadas, las de estabilización comprenden la conversión de hidrocarburos insaturados como olefinas, diolefinas de baja estabilidad precursoras de la formación de gomas, en

	compuestos saturados, por hidrogeneración o desintegración.
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. Por ejemplo, el butano es isomerizado a isobutano para ser utilizado en la alquilación de isobutileno y otras olefinas para la producción de hidrocarburos de alto octano.
Líquidos de planta	Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano, butano y gasolinas naturales, principalmente.
Número de cetano	Indicador para comparar la capacidad de ignición de los combustibles, particularmente del diésel, en los motores diésel. El número se determina en la observación del rendimiento de una muestra de combustible en una máquina de pruebas. La escala de cetano se determina tomando como referencia mezclas de dos hidrocarburos, el cetano (hexadecano normal), al que se le asigna el valor 100, y el alfa-metil-naftaleno, al que se le asigna el valor de cero.
Octanaje	Número de octano. Medida de calidad y capacidad antidetonante de las gasolinas para evitar las detonaciones y explosiones en las máquinas de combustión interna, de tal manera que se libere o se produzca la máxima cantidad de energía útil.
Petróleo crudo	Excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables. En México se preparan tres variedades de petróleo crudo para el mercado de exportación, con las siguientes calidades típicas: MAYA. Petróleo crudo pesado con densidad de 22°API y un máximo de 3.3% de azufre en peso. ISTMO. Petróleo crudo ligero con densidad 33.6°API y un máximo de 1.3% de azufre en peso. OLMECA. Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3°API y un máximo de 0.8% de azufre en peso.
Petróleo crudo extrapesado	Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos.

Petróleo crudo despuntado	Petróleo crudo al que se le han eliminado, generalmente por destilación, las fracciones más ligeras tales como gas seco, gas licuado y la nafta.
Petróleo crudo ligero	La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.
Petróleo crudo pesado	Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.
Petróleo crudo súper-ligero	Su densidad es mayor a los 38 grados API.
Petróleo equivalente	El total de petróleo crudo, condensados, líquido de plantas y gas natural seco expresado en unidades equivalentes de petróleo.
Petrolífero(s)	Productos que se obtienen mediante la refinación del petróleo. Pueden ser productos terminados (gasolina, diésel, gas licuado, etc.), semiterminados o subproductos (naftas).
Planta catalítica FCC	Planta que se emplea para producir principalmente gasolina estabilizada de alto octano (59 % en volumen), gas residual que se adiciona al gas combustible de la refinería, propano-propileno, butano-butileno, aceite cíclico ligero y aceite cíclico pesado, teniendo como carga gasóleo pesado primario y gasóleos de la planta de vacío.
Planta H-Oil (hidrodesulfuradora de residuales)	Planta empleada en la refinación del petróleo para el proceso de hidrocarburos de alto peso molecular (residuos de vacío, etc.). La unidad H-Oil tiene como objetivo principal elaborar productos de peso molecular y puntos de ebullición bajos, con niveles de azufre reducidos y ganancia económica al obtenerse precios mayores en su comercialización.
Planta reductora de viscosidad	Proceso empleado en la refinación del petróleo 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.
Play	Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).
Porosidad	Relación entre el volumen de los poros existentes en una roca y el volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.
Pozos	Según su objetivo o función, los pozos se clasifican en exploratorios y de desarrollo Según su grado de terminación,

	los pozos se clasifican como perforados o terminados. PERFORADOS. Pozos cuya perforación con la barrena ha sido concluida y cuentan con tubería de ademe o revestimiento ya cementada, pero que todavía no han sido sometidos a las operaciones subsecuentes que permitan la producción de hidrocarburos. TERMINADOS. Pozos perforados en los que ya se han efectuado las operaciones de terminación, tales como: instalación de tubería de producción; disparos a la tubería de revestimiento para horadarla y permitir la comunicación entre el interior del pozo y la roca almacenadora; y limpieza y estimulación de la propia roca para propiciar el flujo de hidrocarburos.
Pozos de desarrollo	Pozos perforados en un campo productor para producir hidrocarburos. Esta definición incluye a los pozos de inyección para recuperación secundaria.
Pozos exploratorios	Pozos perforados con el propósito de obtener información detallada de las características de un yacimiento para determinar si contiene hidrocarburos económicamente recuperables. Incluye a los pozos de sondeo estratigráfico.
Recuperación mejorada	Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).
Recuperación primaria	Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.
Recuperación secundaria	Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua o gas, con el propósito de mantener la presión del yacimiento y de facilitar el flujo del petróleo desde la roca en que se encuentra embebido hacia el pozo productor.
Recurso	Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original *in situ*.
Recurso contingente	Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas, pero que, bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

Recurso descubierto	Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.
Recurso no descubierto	Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.
Recurso prospectivo	Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas de la información geológica, geofísica y geoquímica disponible de la zona, y que se estima pueden ser recuperables.
Refinación	La 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, hidrodesulfuración, reformación catalítica, isomerización, alquilación, producción de oxigenantes (MTBE y TAME), entre muchos otros que permiten el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos que conforman al petróleo.
Refinería	Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos.
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.
Región	Ámbito geográfico correspondiente a la división administrativa de PEMEX Exploración y Producción. Las cabeceras regionales se ubican a lo largo de la costa del Golfo de México: Poza Rica, Ver. (Región Norte), Villahermosa, Tab. (Región Sur) y Ciudad del Carmen, Cam. (Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste). ACTIVO INTEGRAL: Subdivisión administrativa de cada región. Como resultado de la reestructuración de las regiones en torno a sus principales activos integrales, quedan distribuidos de la siguiente manera: REGIÓN MARINA NORESTE: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. REGIÓN MARINA SUROESTE: Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco. REGIÓN SUR: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna. REGIÓN NORTE: Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz.

Registro de pozos	Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.
Refinación	La constituye el conjunto de procesos físicos y químicos a los cuales se someten los crudos, a fin de convertirlos en productos de características comerciales deseables. Para ello se emplean distintos entre los cuales se cuentan la destilación (en sus variantes atmosférica y al vacío), hidrotratamiento, hidrodesulfuración, reformación catalítica, isomerización, alquilación, producción de oxigenantes (MTBE y TAME), entre muchos otros que permiten el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos que conforman al petróleo.
Refinería	Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos.
Reservas económicas	Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente a partir de la fecha específica en que se determina la reserva hasta el final de la explotación del yacimiento, utilizando los métodos y sistemas de explotación económicamente aplicables en esa fecha.
Reservas de hidrocarburos	Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.
Reservas no probadas	Volúmenes de hidrocarburos y substancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certeza razonable, o suponiendo escenarios futuros de producción que implican condiciones técnicas o económicas que no son las que prevalecen en el momento de la evaluación.
Reserva original	Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, inicialmente disponible en un yacimiento antes de iniciar su explotación comercial, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación económicamente aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse desde el inicio de la explotación comercial de un yacimiento hasta el final de la explotación del mismo.

Reservas probables	Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.
Reservas probadas	Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas que se puede producir económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables en el momento de la evaluación, tanto primarios como secundarios.
Reservas posibles	Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definida por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.
Reserva remanente	Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.
Residuo atmosférico	Producto que se obtiene del fondo de las torres de fraccionamiento de la destilación primaria, después de la extracción de gasolinas, querosinas y gasóleos primarios.
Residuo de vacío	Residuo que se obtiene de la planta de destilación al vacío. Es el resultado de extraer de una torre de destilación al vacío los gasóleos contenidos en el residuo atmosférico. Está compuesto por hidrocarburos complejos de alto peso molecular e impurezas concentradas como el azufre, níquel y vanadio. Posteriormente el residuo de vacío se convierte en asfalto, betún o en coque de petróleo mediante otros procesos de refinación.
Tasa de restitución de reservas	Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis. Generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

Turbosina	Combustible para avión. Destilado del petróleo similar a la querosina. Líquido claro, olor a aceite combustible, insoluble en agua. Conocido también con los nombres de jet fuel y combustible de reactor. Se utiliza como combustible en las turbinas de los aviones de propulsión a chorro. Propiedades importantes: - Temperatura de ebullición (rango) a 760 mm Hg: 149 – 300 °C - Presión de vapor: 0.1 mm Hg a 20 °C - Gravedad específica (20/4 °C): 0.810 - Temperatura de inflamación: 38 °C mínimo - Temperatura de congelación: -47 °C máximo - Límites de inflamabilidad en aire, % en volumen: Inferior 0.6 %, superior 3.7%.
Viscosidad	Resistencia a fluir de un líquido. Un hidrocarburo de alta viscosidad, por ejemplo, fluye con dificultad, mientras que los menos espesos son más móviles. La viscosidad disminuye con la temperatura.
Volatilidad	Tendencia de un líquido a pasar a su fase de vapor. Las sustancias volátiles despiden vapores a las temperaturas ambientales. En la industria de refinación del petróleo, esta propiedad es muy importante tanto en los crudos como en los productos. Las mezclas de hidrocarburos, como la gasolina, pueden clasificarse como volátiles debido a que contienen componentes que se evaporan con facilidad. Para ello se controla su presión de vapor, determinación que refleja la volatilidad tanto del crudo como de sus productos.
Volumen original de petróleo o aceite	Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.
Yacimiento	Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.
Yacimiento petrolífero	Cualquier estructura geológica o estrato poroso que contenga o pueda contener cualquiera de los hidrocarburos del grupo del petróleo. Los yacimientos se pueden clasificar de acuerdo al tipo y cantidad de fluido que contengan (gas, aceite o mezclas).

ANEXO D. NORMATIVIDAD

De fuentes fijas.

Norma	Contenido
NOM-043-ECOL-1993	Establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas.
NOM-075-ECOL-1995	Se refiere a los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de compuestos orgánicos volátiles provenientes del proceso de separadores agua-aceite de las refinerías de petróleo.
NOM-085-ECOL-1994	Se aplica para las fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, y establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.

De fuentes móviles

Norma	Contenido
NOM-042-SEMARNAT-2003	Establece los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos totales o no metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y partículas provenientes del escape de los vehículos automotores nuevos cuyo peso bruto vehicular no exceda de 3,857 kilogramos, que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural y diésel, así como de las emisiones de hidrocarburos volátiles provenientes del sistema de combustible de dichos vehículos.
NOM-044-SEMARNAT-2006	Establece los niveles máximos permisibles de hidrocarburos totales, hidrocarburos no metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, partículas y opacidad de humo provenientes del escape de motores nuevos que usan diésel como combustible y que se

	utilizarán para la propulsión de vehículos automotores nuevos con peso bruto vehicular mayor de 3,857 kilogramos.
NOM-047-ECOL-1999	Dicta las características del equipo y el procedimiento de medición para la verificación de los límites de emisión de contaminantes, provenientes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternos.
NOM-048-ECOL-1993	Implanta los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos, monóxido de carbono y humo, provenientes del escape de las motocicletas en circulación que utilizan gasolina o mezcla de gasolina - aceite como combustible.
NOM-049-ECOL-1993	Se refiere las características del equipo y el procedimiento de medición, para la verificación de los niveles de emisión de gases contaminantes, provenientes de las motocicletas en circulación que usan gasolina o mezcla de gasolina – aceite como combustible.
NOM-076-ECOL-1995	Establece los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno provenientes del escape, así como de hidrocarburos volátiles provenientes del sistema de combustible, que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural y otros combustibles alternos y que se utilizarán para la propulsión de vehículos automotores, con peso bruto vehicular mayor de 3,857 kilogramos nuevos en planta.

Calidad de los combustibles

Norma	Contenido
NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005	Establece las especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental.

Mediciones de concentraciones (atmósfera)

Norma	Contenido
NOM-034-ECOL-1993	Establece los métodos de medición para determinar la concentración de monóxido de carbono en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
NOM-035-ECOL-1993	Hace referencia a los métodos de medición para determinar la concentración de partículas suspendidas totales en el aire ambiente y el procedimiento para la calibración de los equipos de medición.
NOM-036-ECOL-1993	Dicta los métodos de medición para determinar la concentración de ozono en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
NOM-037-ECOL-1993	Establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
NOM-038-ECOL-1993	Trata sobre los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.

Normas de referencia

Clave	Título	Fecha publicación[155]	Fecha de vigencia
NRF-001-PEMEX-2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS.	09/06/2000	08/08/2000
NRF-002-PEMEX-2001	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS.	28/12/2001	25/02/2002
NRF-003-PEMEX-2000	DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS FIJAS EN LA SONDA DE CAMPECHE.	19/10/2000	18/12/2000

[155] Fecha de la publicación de la declaratoria de vigencia

NRF-031-PEMEX-2003	SISTEMAS DE DESFOGUES Y QUEMADORES EN INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	25/04/2003	24/06/2003
NRF-039-PEMEX-2002	DISPAROS EN POZOS PETROLEROS	22/10/2002	22/12/200
NRF-040-PEMEX-2005	MANEJO DE RESIDUOS EN PLATAFORMAS MARINAS DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS.	18/01/2006	18/03/2006
NRF-041-PEMEX-2003	CARGA, AMARRE, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE PLATAFORMAS COSTA AFUERA	18/03/2003	17/05/2003
NRF-050-PEMEX-2001	BOMBAS CENTRÍFUGAS	01/03/2002	29/04/2002
NRF-069-PEMEX-2006	CEMENTO CLASE “H” EMPLEADO EN POZOS PETROLEROS	17/07/2006	14/09/2006
NRF-070-PEMEX-2004	SISTEMAS DE PROTECCIÓN A TIERRA PARA INSTALACIONES PETROLERAS	18/11/2004	16/01/2005
NRF-104-PEMEX-2005	SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES PARA INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	20/07/2005	17/09/2005
NRF-106-PEMEX-2005	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	20/07/2005	17/09/2005

Normas Ambientales

Norma	Contenido
NOM- 115-SEMARNAT-2003	Establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y críales fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales
NOM- 116-SEMARNAT-2005	Establece las especificaciones de protección ambiental para prospecciones sismológicas terrestres que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.

NOM- 117-SEMARNAT-1998	Establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía terrestres ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
NOM- 137-SEMARNAT-2003	Contaminación atmosférica.- Plantas desulfuradoras de gas y condensados amargos.- Control de emisiones de compuestos de azufre
NOM- 138-SEMARNAT/SS-2003	Establece los límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y las especificaciones para su caracterización y remediación.
NOM- 143-SEMARNAT-2003	Establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos.
NOM- 145-SEMARNAT-2003	Establece las especificaciones técnicas para la protección al medio ambiente durante la selección del sitio, la construcción, operación y cierre de confinamientos de residuos en cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables y en cavidades preexistentes en domos salinos.
NOM- 149-SEMARNAT-2006	Establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas

Fuente. SEMARNAT.

Anexo E. Abreviaturas y siglas

AMDA	Asociación Mexicana de Distribuidores Automotor
AMIA	Asociación Mexicana de la Industria Automotriz
ANPACT	Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones
ASA	Aeropuertos y Servicios Auxiliares
bd	Barriles diarios
BTU	British Thermal Unit (Unidades Térmicas Británicas)
BP	British Petroleum
CC	Ciclo Combinado
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CONAPO	Consejo Nacional de Población
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DGAC	Dirección General de Aeronáutica Civil
DOE	Departamento de Energía de EUA (Department of Energy)
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAU	Emiratos Árabes Unidos
EIA	Energy Information Administration (EUA)
EPA	Environmental Protection Agency
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GWh	Gigawatts hora
HDS	Hidrodesulfuración
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
IEPS	Impuesto Especial sobre Productos y Servicios
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INEGI	Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática
IVA	Impuesto al Valor Agregado
Km	Kilómetros
Km/l	Kilómetros por litro
mb	Miles de barriles
mbd	Miles de barriles diarios
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente

mmbd	Millones de barriles diarios
mmbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmbdpce	Millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente
mt	Millones de toneladas
mta	Miles de toneladas anuales
MW	Megawatts
n.a.	No aplica
n.d.	No disponible
NOM	Norma Oficial Mexicana
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PGPB	PEMEX Gas y Petroquímica Básica
PIB	Producto Interno Bruto
PR	PEMEX Refinación
RP	Resto del país
SCT	Secretaría de Comunicaciones y Transportes
SENER	Secretaría de Energía
SE	Secretaría de Economía
tmca	Tasa media de crecimiento anual
USD	Dólares americanos
WTI	West Texas Intermediate
ZF	Zona Fronteriza
ZM	Zona Metropolitana
ZMVM	Zona Metropolitana del Valle de México

Anexo F. Factores de conversión

Volumen Cantidad	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	metro cúbico	6.2898104	barriles
1	metro cúbico	35.31467	pies cúbicos
1	metro cúbico	1,000	litros
1	millón de metros cúbicos	6,289.8	miles de barriles
1	millón de pies cúbicos	178.107	miles de barriles
1	pie cúbico	0.0283168	metro cúbico
1	Galón	0.0238	barriles
1	barril	42	Galones
1	barril	158.987304	litros

Energía Cantidad	Unidad base	Factor de conversión	Nueva unidad
1	millón de toneladas de petróleo	40.4	MBTU(10^{12} BTU)
1	tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868 x 109	GJ (10^{9} Joules)
1	millón de toneladas de Petróleo crudo equivalente	41.868	PJ (10^{15} Joules)
1	tonelada métrica de petróleo crudo	7.3	barriles de petróleo
1	barril de petróleo	5,000	pies cúbicos de gas natural
1	millón de metros cúbicos de gas natural	0.9	miles de toneladas de petróleo crudo
1	millón de pies cúbicos de gas natural	0.026	miles de toneladas de petróleo crudo
1	metro cúbico de gas natural	8,460,000	calorías (para efectos de facturación de gas seco)

1	metro cúbico de gas natural	8,967,600	calorías (con un factor de corrección calorífica de 1.06)
1	metro cúbico de querosina	8,841,586	Kilocalorías
1	metro cúbico de gas de alto horno	8,825	Kilocalorías
1	metro cúbico de gas de coque	4,400	Kilocalorías
1	barril de combustóleo pesado	1,593,000	Kilocalorías
1	tonelada de coque de petróleo	7,465,500	Kilocalorías
1	kilogramo de gas LP (mezcla nacional)	11,823.86	Kilocalorías
1	kilogramo de gas LP (mezcla de importación)	11,917.3	Kilocalorías
1	tonelada de bagazo	1,684,990	Kilocalorías
1	tonelada de carbón	4,662,000	Kilocalorías
1	tonelada de coque de carbón	6,933,000	Kilocalorías
1	BTU	1,055.056	Joules
1	BTU	252	Calorías
1	Caloría	4.1868	Joules
1	Kilocaloría	3.968254	BTU
1	Gigajoule (1 x109 joules)	0.94708	Millones de BTU
1	Gigajoule	239,000,000	calorías
1	Petacaloría	132.76	megawatts
1	watt-hora	3,600	Jo

REFERENCIAS

Bibliografía

- BP Statistical Review of World Energy June 2013. Formato digital.
- Monthly Oil Market Report, December 2012, OPEP
- Medium-Term Oil Report, 2013. AIE.
- Indicadores Petroleros, PEMEX, varios años.
- Annual Statistical Bulletin 2013
- World Economic Outlook, Fondo Monetario Internacional, abril de 2013. Formato digital.
- World Energy Outlook 2013, International Energy Agency. Formato digital.
- World Oil Outlook 2012, Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Oil situation in 2010 and trends, Panorama 2011. Instituto Francés del Petróleo, IFP.
- Medium Term Oil market Report, varios reportes, Agencia Internacional de Energía.
- Oil Market Report, Agencia Internacional de Energía. Formato digital.
- Annual Energy Outlook 2011, Energy Information Administration. DOE, EUA. Formato digital.
- Country Analysis Brief, Energy Information Administration, DOE, EUA.
- Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones. Boletín Estadístico Mensual, varios años.
- Las reservas de hidrocarburos de México al 1° de enero de 2013, PEMEX Exploración y Producción.
- Reporte de reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2013. PEMEX Exploración y Producción 2012, PEMEX.
- Anuario Estadístico 2013, PEMEX
- Informe Anual 2012, PEMEX.
- Base de Datos Institucional de PEMEX.
- Aeropuertos y Servicios Auxiliares. Boletín Informativo. Varios años.
- Asociación Mexicana de la Industria Automotriz. Órgano Informativo Mensual, varios números.
- Asociación Nacional de Transporte Privado, A.C. Transporte e Industria, varios números.
- Comisión Federal de Electricidad. Subdirección de Programación, Coordinación de Evaluación, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2008 (COPAR de Generación), México, varios años.
- Comisión Federal de Electricidad. Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación, Desarrollo del Mercado Eléctrico, varios años. México.
- Estadísticas de la Caña de Azúcar. Varios años. Unión Nacional de Cañeros, A. C.
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. Anuario Estadístico por Entidad Federativa, varios años, México.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática. XII Censo General de Población y Vivienda, 2013. México, D. F. Formato digital disponible en www.inegi.gob.mx

Referencias de internet

- Department of Energy, www.energy.gov
- Energy Information Administration, www.eia.doe.gov
- Petróleos Mexicanos, www.pemex.com
- PEMEX Exploración y Producción, www.pep.pemex.com

- Organización de Países Exportadores de Petróleo, www.opec.org
- Sistema de Información Energética (SIE), Secretaría de Energía: ssie_se.energia.gob.mx/
- Country Analysis Briefs (EIA): http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/index.html
- Ethanol, British Petroleum: www.bp.com
- Down Jones Indexes http://www.djindexes.com/
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, www.semarnat.gob.mx
- National Highway Traffic Security Administration, EUA. http://www.nhtsa.gov/
- Weekly inputs, utilization and production EIA, EUA. http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pnp_wiup_dcu_nus_w.htm

Referencias para la recepción de comentarios

Los interesados en aportar observaciones, sugerencias o formular consultas pueden dirigirse a:

Responsable de la publicación

Dirección General de Planeación e Información Energéticas

Subsecretaría de Planeación y Transición Energética

Secretaría de Energía

Tel. 50 00 60 00 extensiones 1418 y 2297

Fax. 50 00 62 23

e-mail: prospectivas@energia.gob.mx