



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evolución del comportamiento
de calidad y rendimientos de los
crudos entregados al Sistema
Nacional de Refinación y
exportación en México**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Fatima Bello Reveles

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Oswaldo David López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**
(Titulación con trabajo escrito)



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado EVOLUCION DEL COMPORTAMIENTO DE CALIDAD Y RENDIMIENTOS DE LOS CRUDOS ENTREGADOS AL SISTEMA NACIONAL DE REFINACION Y EXPORTACION EN MEXICO, que presenté para obtener el título de INGENIERA PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

FATIMA BELLO REVELES
Número de cuenta: 316026655

Agradecimientos

A Dios.

A Manuela Reveles, mi mamá. Estaré agradecida toda la vida por todo lo que has hecho por mí, por enseñarme a soñar en grande, ser independiente y apoyarme incondicionalmente. Admiro profundamente la extraordinaria mujer que eres, un gran ejemplo a seguir. Me enseñaste, con tu carácter y disciplina, a ser una persona con valiosos valores. Te amo con todo mi corazón, te honro por todo lo que eres para mí.

A Jorge Bello, mi papá. Mi más grande admiración y amor por ti. Admiro inmensamente tu trabajo, carácter y tu manera de salir adelante. Valoro todo lo que has construido con constancia, sacrificio y amor. Eres un hombre maravilloso y el mejor papá. Gracias por tu paciencia, tu apoyo incondicional y que con tu ejemplo soy capaz de lograr grandes objetivos. He llegado hasta aquí gracias a ti. Te amo con todo mi corazón.

A Abraham y Diego, mis hermanos. Por ser mi mayor motor y llenar de alegría mi vida. Gracias por ser mis compañeros de vida, por creer en mí y por impulsarme a lograr cosas extraordinarias. Siempre estaré orgullosa de todo lo que logren en la vida. Son hermanos extraordinarios, los amo profundamente.

A toda mi familia. Por creer en mí. Gracias por siempre acompañarme en todas las etapas de mi vida, demostrarme todo su cariño y alegrarse por todos mis logros. Los admiro y amo con todo mi corazón a cada uno.

A Gustavo, Galilea y Franz, mis mejores amigos. Por todos los momentos que pasamos juntos, por estar para mí en las distintas etapas de mi vida. Su amistad es de los mejores regalos que puedo tener. Son personas extraordinarias, los quiero con todo mi corazón.

A mis amigos de la Facultad. Gracias por todos los momentos que vivimos juntos durante la carrera, por su amistad sincera y cariño hacia mí. Estoy orgullosa de ustedes, son personas extraordinarias siempre los voy a querer y llevar en mi corazón.

Al Ing. Rafael Vargas Bermúdez. Por brindarme tu apoyo incondicional en este proyecto, Sin ti no hubiera sido posible. Gracias por todos tus consejos y sobre todo por tu gran amistad, eres una gran persona e ingeniero excepcional.

Al Ing. Oswaldo David López, mi director de tesis. Admiro su trayectoria profesional. Gracias por aceptar participar en el desarrollo de este proyecto, su paciencia y sabiduría. Pero, sobre todo, gracias por sus enseñanzas.

Índice general

Índice de figuras	VIII
Índice de tablas	XVII
Resumen.....	XIX
Abstract.....	XX
Objetivo general	XXI
Objetivos específicos.....	XXI
Introducción	XXII
Capítulo 1 . Propiedades de los fluidos petroleros.....	1
1.1 Propiedades del aceite.	2
1.1.1 Densidad del aceite.	2
1.1.2 Presión en el punto de burbuja.	3
1.1.3 Densidad relativa.	4
1.1.4 Factor de volumen del aceite.....	6
1.1.5 Relación de solubilidad del aceite (Rs) / Relación de Gas-Aceite producido (RGA)..	7
1.1.6 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite.	9
1.1.7 Viscosidad del aceite.....	11
1.1.8 Tensión superficial e interfacial del aceite.....	12
1.1.9 Tipo de yacimiento de acuerdo con la clasificación de los fluidos de McCain.	13
1.1.9.1 Aceite negro.	14
1.1.9.2 Aceite Volátil.	15
1.1.9.3 Gas y Condensado.	16
1.1.9.4 Gas Húmedo.	18
1.1.9.5 Gas Seco.	18
1.2 Propiedades del gas.	19

1.2.1	Peso molecular aparente.	19
1.2.2	Factor de desviación (factor z).	20
1.2.3	Densidad específica del gas.	21
1.2.4	Coefficiente de compresibilidad isotérmica del gas.	22
1.2.5	Factor de volumen del gas.	23
1.2.6	Viscosidad del gas.	24
1.3	Propiedades del agua.	24
1.3.1	Factor de volumen del agua.	25
1.3.2	Viscosidad del agua.	27
1.3.3	Solubilidad del gas en agua.	29
1.3.4	Coefficiente de compresibilidad isotérmico del agua.	29
Capítulo 2 . Análisis de laboratorio para la determinación de las propiedades de los fluidos petroleros		31
2.1	Experimentos PVT.	31
2.1.1	Métodos de toma de muestras de los fluidos del yacimiento.	32
2.1.1.1	<i>Muestreo de fondo.</i>	34
2.1.1.2	<i>Muestreo de superficie.</i>	36
2.1.1.2.1	<i>Muestreo en separador.</i>	37
2.1.1.2.2	<i>Muestreo en cabeza de pozo.</i>	38
2.1.1.3	<i>Herramientas para muestreo de fluidos petroleros.</i>	39
2.1.1.3.1	<i>Muestreador Monofásico de yacimientos.</i>	39
2.1.1.3.2	<i>Sample Carrier.</i>	40
2.1.1.3.3	<i>Oilphase data recording sampler (DRS).</i>	41
2.1.1.3.4	<i>Electric Line Carrier.</i>	42
2.1.2	Experimentos para la determinación de la composición.	43

2.1.2.1 Destilación del crudo.....	44
2.1.2.2 Cromatografía de gases.....	44
2.1.3 Experimentos de expansión a composición constante.....	45
2.1.4 Experimentos de separación diferencial.....	47
2.1.5 Experimentos de separación a volumen constante.....	48
2.1.6 Experimentos de separadores.....	50
2.2 Experimentos especiales.....	52
2.2.1 Caracterización ASSAY.....	52
2.2.2 Análisis S.A.R.A.....	57
2.2.2.1 Método de ecuaciones de estado (EOS).....	57
2.2.2.2 Fraccionamiento por extracción secuencial.....	58
2.2.3 Pruebas de hinchamiento.....	59
2.2.4 Pruebas de presión mínima de miscibilidad.....	61
2.2.5 Métodos experimentales.....	61
2.2.5.1 Prueba del tubo delgado.....	62
2.2.5.2 Prueba de burbuja ascendente.....	63
Capítulo 3 . Análisis de la declinación de la producción de crudo en México	65
3.1 Comportamiento de la declinación de la producción nacional de crudo.....	66
3.2 Comportamiento de la declinación de la producción de crudo de las regiones petroleras.....	77
3.2.1 Región Marina Noreste.....	77
3.2.2 Región Marina Suroeste.....	80
3.2.3 Región Sur.....	82
3.2.4 Región Norte.....	84
Capítulo 4 . Distribución de crudo al Sistema Nacional de Refinación y exportación de crudo en México.....	87

4.1 Distribución de la producción de crudo al Sistema Nacional de Refinación.	87
4.1.1 Producción de hidrocarburos líquidos por Región y tipo de crudo.	88
4.1.2 Sistema de transporte al Sistema Nacional de Refinación.	89
4.1.3 Refinación del petróleo crudo y estado actual al Sistema Nacional de Refinación. .	93
4.1.4 Entrega y proceso de la producción de crudo de la Dirección de Exploración y Extracción al Sistema Nacional de Refinación.	96
4.1.5 Productos refinados y su valor en el mercado.	109
4.2 Exportación de la producción nacional de crudo en México.	116
4.2.1 Producción de crudo de la Dirección de Exploración y Extracción (DEE) de Pemex por tipo de mezcla comercial.	116
4.2.2 Sistema de exportación de crudo en México.	117
4.2.3 Tipos de crudo exportables en México.	120
4.2.4 Estado actual de la exportación de crudo en México y la estructura operativa de Petróleos Mexicanos (Pemex).	122
4.2.4.1 Premisas de comercialización de petróleo crudo en México.	124
4.2.5 Volumen de exportación de petróleo crudo por tipo de terminal y tipo de crudo. 126	
4.2.6 Situación y perspectivas de exportación de los crudos mexicanos.	133
4.2.6.1 Valor económico y principales destinos geográficos de los crudos a exportación en México.	133
Capítulo 5 . Evolución histórica del comportamiento de las propiedades, rendimientos y valor económico de los tipos de crudo entregados al Sistema Nacional de Refinación, su afectación en las dietas y exportación en México.	143
5.1 Configuración de proceso de la refinación de petróleo crudo.	144
5.2 Evolución del rendimiento de crudo por región petrolera.	146
5.2.1 Región Marina Noreste.	147
5.2.2 Región Marina Suroeste.	148

5.2.3 Región Sur.....	150
5.2.4 Región Norte.....	151
5.3 Evolución del rendimiento de los crudos comerciales en México enviados a exportación.....	153
5.3.1 Crudo Altamira.....	154
5.3.2 Crudo Istmo.....	160
5.3.3 Crudo Maya.....	166
5.3.4 Crudo Olmeca.....	173
5.3.5 Valor económico de las mezclas comerciales de crudo en México.....	175
5.4 Comportamiento del rendimiento de las dietas de crudo enviadas al Sistema Nacional de Refinación.....	177
5.4.1 Refinería Tula.....	178
5.4.2 Refinería Salamanca.....	180
5.4.3 Refinería de Salina Cruz.....	182
5.4.4 Refinería Cadereyta.....	184
5.4.5 Refinería Madero.....	185
5.4.6 Refinería Minatitlán.....	187
5.4.7 Principales mezclas comerciales enviadas al Sistema Nacional de Refinación.....	189
5.4.7.1 Crudo Maya.....	190
5.4.7.2 Crudo Istmo.....	194
Conclusión.....	199
Trabajos futuros.....	202
Referencias.....	203

Índice de figuras

Figura 1.1 Gráfica de la densidad del aceite negro	3
Figura 1.2 Diagrama de fase de un aceite negro donde el punto 2 representa la presión en el punto de burbuja.....	4
Figura 1.3 Factor de volumen del aceite (Bo).....	7
Figura 1.4 Gráfica de la Relación de solubilidad (Rs)	9
Figura 1.5 Factor de compresibilidad isotérmica del aceite	10
Figura 1.6 Gráfica de la viscosidad del aceite a presión del yacimiento y temperatura constante	12
Figura 1.7 Representación gráfica de la Tensión superficial del aceite	13
Figura 1.8 Diagrama de fase de un aceite negro	15
Figura 1.9 Diagrama de fase representativo de un aceite volátil	16
Figura 1.10 Diagrama representativo de un gas y condensado	17
Figura 1.11 Diagrama representativo de un gas húmedo	18
Figura 1.12 Diagrama representativo de un gas seco	19
Figura 1.13 Gráfica del factor de compresibilidad (z)	21
Figura 1.14 Gráfica del coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas	23
Figura 1.15 Gráfica del factor de volumen del gas	24
Figura 1.16 Gráfica utilizada en la correlación de McCain para calcular ΔV_{wT}	26
Figura 1.17 Gráfica utilizada en la correlación de McCain para calcular ΔV_{wp}	26
Figura 1.18 Gráfica del comportamiento de B_w	27
Figura 1.19 Gráfica del comportamiento de la viscosidad del agua a una presión determinada ...	28
Figura 1.20 Gráfica del coeficiente de compresibilidad isotérmico del agua	30
Figura 2.1 Muestreador monofásico de yacimientos.....	40
Figura 2.2 Herramienta Sample Carrier.....	41
Figura 2.3 Registro de Datos de Muestra (DRS)	42
Figura 2.4 Electric Line Carrier	43
Figura 2.5 Comportamiento de la presión y volumen mediante CCE.....	46
Figura 2.6 Comportamiento de la presión y volumen mediante DL	48
Figura 2.7 Comportamiento de la presión y volumen del fluido durante un experimento CVD...	49
Figura 2.8 Experimento de separadores.....	51

Figura 2.9 Curva True Boiling Point.....	53
Figura 2.10 Curva TBP de aceite crudo del campo Tlaloc realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo.....	54
Figura 2.11 Equipo empleado en la extracción de fluidos supercríticos.....	59
Figura 2.12 Comportamiento del volumen y presión del crudo mediante la inyección de gas.....	60
Figura 2.13 Mecanismos de miscibilidad.....	61
Figura 2.14 Equipo para realizar prueba de tubo delgado.....	62
Figura 2.15 Recuperación de crudo vs presión de poro.....	63
Figura 2.16 Equipo para realizar prueba de burbuja ascendente.....	64
Figura 3.1 Mapa de las cuencas de producción y su reserva asociada de hidrocarburos en México.....	65
Figura 3.2 Gráfica del histórico de producción Nacional de Hidrocarburos líquidos en México (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	67
Figura 3.3 Producción de hidrocarburos líquidos con respecto al volumen de reservas 1P. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	69
Figura 3.4 Producción de crudo en México, con la incorporación de la producción de condensados en 2018. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	70
Figura 3.5 Gráfica del comportamiento de la producción de 2004-2024 de cada Región Petrolera. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	71
Figura 3.6 Volumen de Reservas Probadas en México en el periodo de 2004-2024. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	72
Figura 3.7 Porcentaje de producción de cada Región petrolera en un periodo de 20 años. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	73
Figura 3.8 Comportamiento de la producción de crudo ligero y superligero 2005-2014. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	74
Figura 3.9 Declinación de la producción de crudo pesado de 2004-2009. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	75
Figura 3.10 Producción nacional por tipo de crudo de 2004-2024. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	76
Figura 3.11 Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste.....	77

Figura 3.12 Volumen de Reservas Probadas de la RMNE, periodo de 20 años. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	78
Figura 3.13 Comportamiento de la producción de crudo de la RMNE. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	79
Figura 3.14 Producción por tipo de crudo de la RMNE de 2004-2024. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	79
Figura 3.15 Ubicación geográfica de la Región Suroeste.....	80
Figura 3.16 Reservas Probadas de la RMSO en un periodo de 20 años. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	81
Figura 3.17 Comportamiento de la producción de crudo de la Región Marina Suroeste. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	81
Figura 3.18 Ubicación geográfica de la Región Sur	82
Figura 3.19 Volumen de Reservas Probadas de la Región Sur de 2004 a 2024. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	83
Figura 3.20 Comportamiento de la producción de crudo de la Región Sur (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	84
Figura 3.21 Ubicación geográfica de la Región Norte	85
Figura 3.22 Reservas Probadas de la Región Norte. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	85
Figura 3.23 Comportamiento de la producción de la Región Norte de 2004-2024 (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	86
Figura 4.1 Gráfica de la producción Nacional de hidrocarburos líquidos 2024-2025 (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	88
Figura 4.2 Gráfica de la producción de hidrocarburos líquidos por tipo (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	89
Figura 4.3 Red de transporte de crudo al Sistema Nacional de Refinación.....	90
Figura 4.4 Diagrama del transporte de hidrocarburos líquidos al Sistema Nacional de Refinación	93
Figura 4.5 Distribución geográfica y tipo de crudo distribuido al Sistema Nacional de Refinación (Elaboración propia)	95
Figura 4.6 Distribución de tipo de crudo enviado a cada refinería	96

Figura 4.7 Gráfica del comportamiento del recibo de crudo al SNR. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	97
Figura 4.8 Porcentaje de distribución de entrega de crudo al SNR 2015-2023. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	98
Figura 4.9 Gráfica de entrega de crudo Maya al SNR de 2015 a 2023. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	98
Figura 4.10 Gráfica del comportamiento de volumen de crudo Istmo entregado al SNR 2015-2023. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	99
Figura 4.11 Gráfica del comportamiento de recibo de otros crudos del SNR. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	99
Figura 4.12 Gráfica de la calidad de crudo enviado al SNR en 2024. (Fuente: Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025)	100
Figura 4.13 Gráfica de la calidad de crudo entregado al SNR en 2025. (Fuente: Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025)	101
Figura 4.14 Gráfica del proceso de crudo por cada refinería del SNR 2015-2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	103
Figura 4.15 Gráfica del comportamiento de proceso de crudo en la refinería Salina Cruz 2015-2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	104
Figura 4.16 Gráfica del volumen de crudo procesado en la refinería de Tula. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	104
Figura 4.17 Proceso de crudo en un periodo de 10 años de la refinería de Salamanca. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	105
Figura 4.18 Gráfica del proceso de crudo de la refinería ubicada en Cadereyta. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	106
Figura 4.19 Gráfica del comportamiento de proceso de crudo en la refinería de Minatitlán. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	107
Figura 4.20 Gráfica del volumen de crudo procesado en la refinería de Madero de 2015-2025 (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025)	108
Figura 4.21 Gráfica de proceso de crudo en la refinería Dos Bocas desde su arranque 2024-2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	108

Figura 4.22 Comportamiento de la elaboración de productos refinados en el Sistema Nacional de Refinación. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025)	110
Figura 4.23 Producción de productos petrolíferos en el segundo trimestre de 2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	111
Figura 4.24 Gráfica del volumen y valor de la comercialización de productos refinados en México. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	112
Figura 4.25 Gráfica del volumen de comercialización por cada producto refinado. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	114
Figura 4.26 Gráfica del valor económico adquirido por cada producto refinado en un periodo de diez años. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	115
Figura 4.27 Porcentaje de ventas de petrolíferos en México. (Elaboración propia, con datos obtenidos de BDI Pemex, 2025).	116
Figura 4.28 Mapa de la distribución de petróleo crudo hacia cada terminal marítima de exportación.....	118
Figura 4.29 Diagrama de la distribución de petróleo crudo a cada una de las terminales de exportación.....	120
Figura 4.30 Ubicación geográfica de las Terminales Marítimas de exportación y tipo de crudo que exportan (Elaboración propia)	123
Figura 4.31 Diagrama de la estructura productiva de Petróleos Mexicanos (Elaboración propia)	124
Figura 4.32 Distribución de petróleo crudo a las terminales de exportación en México. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	127
Figura 4.33 Gráfica de la distribución por tipo de crudo. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).....	128
Figura 4.34 Gráfica de la exportación de crudo en México 2015-2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	129
Figura 4.35 Gráfica de la exportación por tipo de crudo agrupado. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	130
Figura 4.36 Gráfica de la exportación de crudo Maya, incluye Talam y Altamira. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	130

Figura 4.37 Gráfica de la exportación de crudo Istmo, incluye Mezcla MXBSC. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	131
Figura 4.38 Gráfica de la exportación de crudo Olmeca. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	132
Figura 4.39 Gráfica de la exportación de crudo Zapoteco. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	132
Figura 4.40 Distribución de la exportación de crudo por región geográfica. (Elaboración propia con datos obtenidos de BDI Pemex, 2025).	134
Figura 4.41 Gráfica del comportamiento de las exportaciones de crudo a cada región. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	135
Figura 4.42 Gráfica de la exportación de crudo Maya hacia los destinos geográficos. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	136
Figura 4.43 Gráfica del valor económico de la exportación de crudo Maya. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	137
Figura 4.44 Gráfica de la exportación de crudo Istmo hacia cada destino geográfico (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	138
Figura 4.45 Gráfica del valor económico de la exportación de crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	139
Figura 4.46 Gráfica de la exportación de crudo Olmeca a cada destino geográfico. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	140
Figura 4.47 Gráfica del valor económico de crudo Olmeca por cada destino geográfico (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	141
Figura 4.48 Gráfica de la exportación de crudo Zapoteco hacia cada destino geográfico (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	141
Figura 4.49 Valor económico del crudo Zapoteco por cada destino geográfico. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	142
Figura 5.1 Proceso de refinación del petróleo crudo	146
Figura 5.2 Rendimiento de crudo de la RMNE. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025)	147
Figura 5.3 Valor del rendimiento en cada proceso del crudo de la RMSO. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	149

Figura 5.4 Valor del rendimiento del crudo de la RS. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	150
Figura 5.5 Valor del rendimiento en cada proceso del crudo de la RN. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	152
Figura 5.6 Gráfica del comparativo del rendimiento total de las mezclas comerciales. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	154
Figura 5.7 Producción de los principales campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).	155
Figura 5.8 Promedio ponderado de los campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	156
Figura 5.9 Rendimiento de FCC de los campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	158
Figura 5.10 Rendimiento de Coker de los campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	159
Figura 5.11 Rendimiento de FCCA de los campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	160
Figura 5.12 Comportamiento en la producción de los campos que conforman el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).	161
Figura 5.13 Comportamiento de la calidad del crudo para los campos que conforman el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)	162
Figura 5.14 Rendimiento total de los campos que conforman el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	163
Figura 5.15 Comportamiento del rendimiento de FCC para los campos que constituyen el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	163
Figura 5.16 Comportamiento del rendimiento de Coker para los campos que constituyen el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).	165

Figura 5.17 Comportamiento del rendimiento de FCCA para los campos que constituyen el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)	166
Figura 5.18 Producción de crudo para los campos que aportan volumen al crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	167
Figura 5.19 Comportamiento de la calidad de los campos que conforman el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	168
Figura 5.20 Comportamiento del promedio ponderado de los crudos que conforman el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)	169
Figura 5.21 Rendimiento del proceso de FCC para cada campo que conforma el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	170
Figura 5.22 Rendimiento del proceso de Coker de los campos que conforman el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	171
Figura 5.23 Rendimiento de FCCA de los campos que conforman el crudo Maya. (Fuente: Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	172
Figura 5.24 Rendimiento de los campos que conforman el crudo Olmeca. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)	174
Figura 5.25 Comportamiento de los precios de las mezclas comerciales en México. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).	176
Figura 5.26 Comportamiento del rendimiento presentado en cada refinería del SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	178
Figura 5.27 Dieta de crudo entregada a la refinería de Tula.....	179
Figura 5.28 Calidad de los campos que integran el crudo enviado a la refinería Tula. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	180
Figura 5.29 Dieta de crudo entregada a la refinería de Salamanca	181

Figura 5.30 Calidad de los campos que integran el crudo enviado a la refinería de Salamanca. Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	182
Figura 5.31 Dieta de crudo entregada a la refinería de Salina Cruz.....	183
Figura 5.32 Dieta de crudo enviada a la refinería de Cadereyta	184
Figura 5.33 Dieta de crudo enviada a la refinería de Madero.....	186
Figura 5.34 Dieta de crudo enviada a la refinería de Minatitlán.....	188
Figura 5.35 Gráfica comparativa del comportamiento de los crudos enviados al SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	190
Figura 5.36 Gráfica del comportamiento de la calidad del crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)	191
Figura 5.37 Gráfica de la producción de cada campo que conforman el crudo Maya al SNR. (Elaboración propia con datos de Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026)....	192
Figura 5.38 Comportamiento del rendimiento de cada proceso para el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	193
Figura 5.39 Gráfica del rendimiento de crudo Maya enviado al SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)	194
Figura 5.40 Comportamiento de la calidad de crudo Istmo enviado al SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)	195
Figura 5.41 Gráfica del comportamiento de la producción de los campos que constituyen el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).....	196
Figura 5.42 Gráfica del rendimiento de cada proceso del crudo Istmo al SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	197
Figura 5.43 Gráfica del comportamiento del rendimiento de crudo Istmo hacia el SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).....	198

Índice de tablas

Tabla 1.1 Clasificación general del tipo de aceite crudo	5
Tabla 1.2 Clasificación de las mezclas de aceite crudo en México	5
Tabla 2.1 Ventajas y desventajas del muestreo de fondo	36
Tabla 2.2 Ventajas y desventajas del muestreo de separador	38
Tabla 2.3 Ventajas y desventajas del muestreo en cabeza de pozo.....	39
Tabla 2.4 Resultados obtenidos mediante análisis composicional mediante destilación de crudo	44
Tabla 2.5 Resultados obtenidos de un experimento CCE a 1,240 °C para el pozo FB-06.....	47
Tabla 2.6 Resultados obtenidos en un experimento DL a 1240 °C para el pozo FB-06.....	50
Tabla 2.7 Resultados obtenidos en la separación de tres etapas para el pozo FB-06.....	51
Tabla 2.8 Información del muestreo en la batería de separación Tlaloc	55
Tabla 2.9 Reporte de las propiedades físicas y químicas del crudo de Tlaloc.....	56
Tabla 2.10 Resultado de las densidades para un crudo pesado en el oeste de Canadá empleando la ecuación de estado.....	58
Tabla 2.11 Resultados obtenidos de una prueba de hinchamiento a 77°C para un yacimiento de aceite con inyección de gas.....	60
Tabla 4.1 Calidad del crudo entregado a cada refinería del Sistema Nacional de Refinación en 2024	101
Tabla 4.2 Calidad del crudo entregado a cada refinería del Sistema Nacional de Refinación en 2025	102
Tabla 4.3 Capacidad de proceso de petróleo crudo de cada refinería del Sistema Nacional de Refinación	102
Tabla 4.4 Comercialización de productos refinados en México en la actualidad (2025).....	115
Tabla 4.5 Tipos de crudos producidos y mezclas comerciales en México	117
Tabla 4.6 Producción de hidrocarburos por tipo de crudo de 2020-2025	117
Tabla 4.7 Calidad de los crudos exportables en México	121
Tabla 5.1 Calidad de los campos que conforman el de crudo Altamira	156
Tabla 5.2 Calidad de los campos que conforman el crudo Olmeca	173
Tabla 5.3 Calidad en °API de los campos que envían su crudo a la refinería Salina Cruz (2020-2024).....	183

Tabla 5.4 Calidad en °API de los campos que envían su crudo a la refinería de Cadereyta (2020-2024)..... 185

Tabla 5.5 Calidad en °API de los campos que envían su crudo hacia la refinería de Madero 187

Tabla 5.6 Calidad en °API de los campos que envían su crudo a la refinería de Minatitlán..... 189

Resumen

El análisis integral de la evolución del comportamiento de la calidad y los rendimientos de los crudos entregados al Sistema Nacional de Refinación (SNR) y destinados a exportación en México tiene el propósito de identificar los factores que influyen en su eficiencia operativa y en el valor económico de los hidrocarburos exportables. Entre estos factores destacan la variación de sus propiedades físicas y químicas, la declinación de la producción nacional, la distribución logística y la configuración de las dietas enviadas a refinación.

Las propiedades de los fluidos petroleros determinan su comportamiento en los procesos de refinación y su valor económico en el mercado nacional e internacional, variando según el tipo de crudo y la región petrolera donde fueron producidos. La caracterización se realiza mediante análisis de laboratorio con metodologías estandarizadas que permiten comparaciones precisas entre diferentes crudos y periodos históricos.

Asimismo, se examina la tendencia decreciente de la producción nacional, evaluando factores técnicos y operativos que inciden en la disponibilidad y composición de los crudos. Se estudia la distribución hacia el Sistema Nacional de Refinación y terminales de exportación, considerando la logística de transporte, la asignación por tipo y región, y la convergencia de campos hacia los centros de procesamiento, así como el impacto de la mezcla de crudos en la eficiencia de las dietas y en la generación de productos de alto valor agregado.

Finalmente, se desarrolla un análisis histórico-comparativo de propiedades, rendimientos y valor económico, contrastando datos pasados y actuales para medir la variación en la eficiencia operativa, el aprovechamiento en refinación y los ingresos por exportación. Los resultados ofrecen insumos clave para la planificación estratégica del SNR, la optimización de refinerías y la maximización del valor de los hidrocarburos mexicanos que son comercializados internacionalmente.

Abstract

The comprehensive analysis of the evolution of the quality and performance of crude oil delivered to the National Refining System (SNR) and destined for export in Mexico aims to identify the factors that influence its operational efficiency and the economic value of exportable hydrocarbons. These factors include variations in physical and chemical properties, the decline in domestic production, logistical distribution, and the configuration of the diets sent for refining.

The properties of petroleum fluids determine their behavior in refining processes and their economic value in the domestic and international markets, varying according to the type of crude oil and the oil region where they were produced. Characterization is performed through laboratory analysis using standardized methodologies that allow for accurate comparisons between different crudes and historical periods.

Likewise, the declining trend in domestic production is examined, evaluating technical and operational factors that affect the availability and composition of crudes. The distribution to the National Refining System and export terminals is studied, considering transport logistics, allocation by type and region, and the convergence of fields towards processing centers, as well as the impact of the crude oil blend on the efficiency of diets and in the generation of high value-added products.

Finally, a historical-comparative analysis of properties, yields, and economic value is developed, contrasting past and current data to measure the variation in operational efficiency, refining utilization, and export revenues. The results provide key inputs for the strategic planning of the SNR, the optimization of refineries, and the maximization of the value of Mexican hydrocarbons that are marketed internationally.

Objetivo general

Analizar de manera integral la evolución histórica del comportamiento de la calidad y los rendimientos de los crudos que conforman las mezclas mexicanas entregadas al Sistema Nacional de Refinación (SNR) y destinados a exportación, evaluando las propiedades físicas de los crudos mexicanos, la declinación de la producción nacional de crudo tomando en cuenta cada región petrolera y sus principales campos. Con el objetivo de identificar el impacto que esto tiene en la eficiencia y capacidad de proceso de refinación, y correlacionar la calidad del crudo con su rentabilidad económica en el mercado internacional.

Objetivos específicos

Se busca proponer estrategias técnicas y operativas que optimicen la distribución, el procesamiento y la comercialización de los hidrocarburos, considerando las limitaciones actuales de producción, la capacidad instalada del SNR y las demandas del mercado energético global.

Introducción

La producción de petróleo crudo en México, así como su aprovechamiento interno y exportación a distintas regiones internacionales ha sido un pilar importante para el desarrollo tecnológico y económico en el país. Sin embargo, la industria petrolera en México ha presentado diversas transformaciones en el manejo de los hidrocarburos en cuestión de productividad, transformación industrial y comercialización de estos debido a las distintas políticas implementadas por cada gobierno a lo largo del tiempo, así como la gran demanda del mercado de la producción de crudos específicos.

En un contexto global donde la eficiencia operativa de refinación, competitividad comercial y seguridad energética dependen cada vez más de la capacidad de transformar crudos complejos en productos de alto valor, México enfrenta el reto de procesar mezclas de hidrocarburos cuya composición ha cambiado de manera significativa en los últimos años. Puesto que estas variaciones en la composición del crudo no solo afectan la operatividad de los hidrocarburos, sino también la rentabilidad nacional del sector petrolero, la capacidad de proceso del Sistema Nacional de Refinación, al igual que la comercialización de crudo en México debido a que la calidad del crudo no solo define su comportamiento fisicoquímico, sino que define el valor estratégico del crudo dentro de la industria energética.

Una de las principales problemáticas se encuentra en la irregularidad de la calidad de las mezclas mexicanas y por lo tanto en los rendimientos obtenidos del crudo debido a la declinación de los principales campos productores que se han convertido en campos maduros a partir de su cénit en 2004. Estos cambios inciden directamente en el desempeño de las unidades de proceso, como son el craqueo catalítico (FCC), coquización y fraccionamiento de asfalto (FCCA) debido a que estas unidades están configuradas para procesar crudos con propiedades específicas de crudo pesado producido en México, distintas a las propiedades de crudo que hoy predomina en el país.

Este análisis surge de la necesidad de comprender cómo el volumen de crudo producido y su calidad impactan directamente en los rendimientos obtenidos de cada proceso del Sistema Nacional de Refinación (SNR) y el valor económico que se le otorga a cada tipo de mezcla al ser comercializado. Con la finalidad de identificar oportunidades de optimización, formulación de

políticas energéticas, y la toma de decisiones estratégicas viables para poder conocer la dirección que tomara el sector energético en México en el futuro.

Capítulo 1 . Propiedades de los fluidos petroleros

Los fluidos petroleros, los cuales se encuentran contenidos en los yacimientos, se presentan en distintas fases, denominadas fases multicomponentes. Las fases en las que se presentan los fluidos y su comportamiento a lo largo del tiempo en un yacimiento se van a determinar por diversos factores como lo son, el punto crítico dentro del diagrama de fase y dependen directamente de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, así como de la composición del sistema. En los yacimientos petroleros se van a localizar principalmente la fase líquida que contempla aceite, condensados y agua, y la fase gas.

Los fluidos están constituidos por una mezcla de componentes hidrocarburos, que van del C_1 al C_{7+} , y componentes no hidrocarburos, también denominados contaminantes (N , O_2 , CO_2 y H_2S). Las propiedades de los fluidos petroleros determinan el tipo del fluido en el yacimiento, ya sea aceite, gas, condensado o agua. Estas propiedades están en función de la presión y temperatura a condiciones de yacimientos. Además, las propiedades no son estáticas, si no que su comportamiento va cambiando, ya que lo largo de la vida productiva del yacimiento (conforme este se explota) van a ocurrir pérdidas de presión y temperatura ocasionando alteraciones en las propiedades. Debido a que estas propiedades son dinámicas, es fundamental analizar cada una de ellas, puesto que son cruciales para determinar el comportamiento del yacimiento.

A través de la caracterización adecuada de los fluidos bajo diversas condiciones, se obtienen los parámetros necesarios para el cálculo de reservas de hidrocarburos, poder diseñar el equipo superficial adecuado para el manejo de los fluidos en superficie, desarrollo óptimo del yacimiento para su explotación y diseño de métodos de recuperación, así como para asegurar la eficiencia y la seguridad en cada una de las etapas de la cadena de valor. Este enfoque permite obtener una comprensión precisa de la composición original del fluido en el yacimiento, lo cual es crucial para el desarrollo de un plan de explotación adecuado y efectivo.

1.1 Propiedades del aceite.

El aceite crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos, compuesta principalmente por moléculas de carbono e hidrógeno. Además, de estos componentes, el crudo contiene pequeñas cantidades de sustancias que se consideran contaminantes como son: azufre, nitrógeno y oxígeno. De acuerdo con los parámetros que establezcan estas propiedades se puede estipular si el tipo de fluido del que se trata es un aceite de bajo encogimiento (aceite negro), aceite de alto encogimiento (aceite volátil) o condensado.

Las propiedades del aceite, además de determinar el comportamiento, determinan la calidad del aceite crudo otorgándole un valor en el mercado internacional para poder ser comercializado. Aunque el aceite crudo es comercializado, tal como es extraído del yacimiento, tiene pocas aplicaciones para poder ser utilizado, por lo que se lleva a un proceso de refinación, donde las propiedades del aceite crudo también son relevantes para conocer qué tipo de derivados se obtendrán de este proceso.

1.1.1 Densidad del aceite.

Propiedad física del aceite definida como la relación de masa entre volumen a una presión y temperatura específica. Se denota mediante el símbolo ρ_o . La figura 1.1 detalla el comportamiento de la densidad de un aceite convencional a presión constante.

Es determinada mediante análisis de laboratorio PVT. Para ser calculada se emplean otras propiedades físicas como son: gravedad específica del aceite y gas, relación de solubilidad y factor de volumen del aceite. Se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{B_o} \quad (1.1)$$

Donde:

ρ_o = Densidad del aceite (lb/ft^3)

γ_o = Gravedad específica del aceite ($adim$)

R_s = Relación de solubilidad (scf/STB)

γ_g = Gravedad específica del gas ($adim$)

B_o = Factor de volumen del aceite (bbl/STB)

La densidad del aceite es directamente proporcional a la presión, pero indirectamente proporcional a la temperatura y el volumen, por ello a mayor presión la densidad será mayor, pero cuando la densidad es medida a temperatura constante, la densidad disminuirá si la presión aumenta, como se observa en el Figura 1.1 donde la densidad del aceite es medida a temperatura constante.

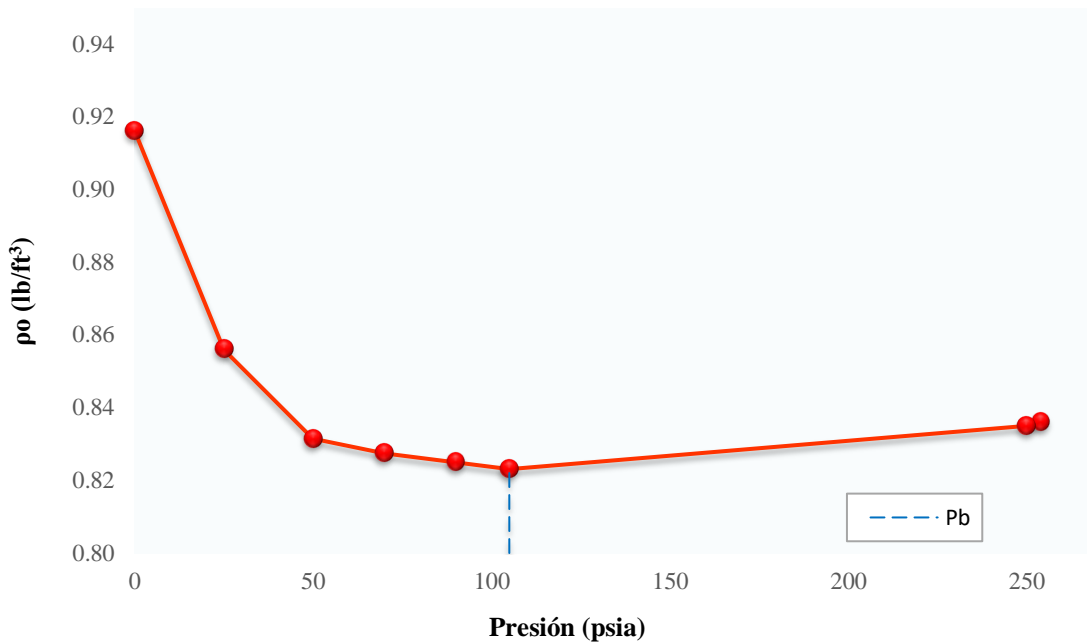


Figura 1.1 Gráfica de la densidad del aceite negro

1.1.2 Presión en el punto de burbuja.

La presión en el punto de burbuja, también llamada presión de burbuja o solamente punto de burbuja. Es la mayor presión a condiciones de yacimiento que puede alcanzar el aceite a una temperatura determinada y es liberada la primera burbuja de gas disuelto en una mezcla de hidrocarburos líquidos. Es fundamental para la estimación de las propiedades del crudo y determinar el comportamiento de estas dependiendo de las presiones a las que se encuentre el aceite puesto que, define la transición de un aceite cuando pasa de bajosaturado a sobresaturado, como se muestra en la figura 1.2.

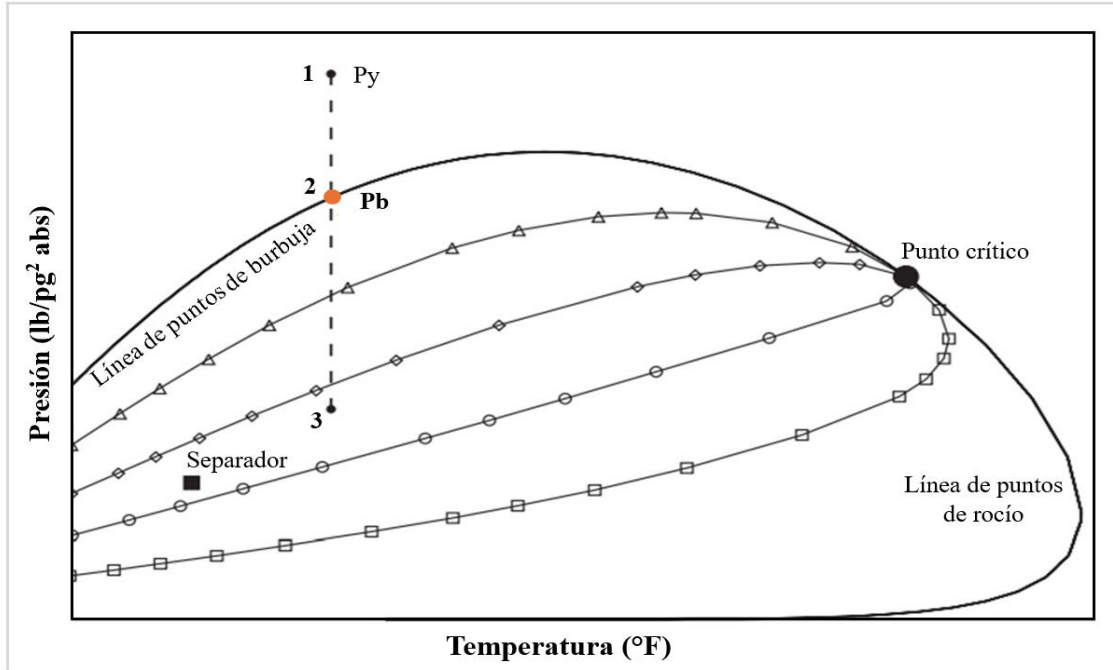


Figura 1.2 Diagrama de fase de un aceite negro donde el punto 2 representa la presión en el punto de burbuja

1.1.3 Densidad relativa.

La densidad relativa también es denominada gravedad específica. Es una propiedad física del crudo definida como la relación que existe entre la densidad del crudo y la densidad del agua, ambas a las mismas condiciones de presión y temperatura (60°F y presión atmosférica). La gravedad específica es expresada matemáticamente de la siguiente manera:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.2)$$

Donde:

γ_o = Gravedad específica del crudo (*adim*)

ρ_o = Densidad del aceite (*lb/ft³*)

ρ_w = Densidad del agua (*lb/ft³*)

En la industria petrolera se utiliza otra expresión para referirse a la gravedad específica del crudo, “Gravedad en grados API”. Esta expresión fue desarrollada por el American Petroleum Institute

(API) mediante un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API.

La expresión matemática de la gravedad API es la siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_0} - 131.5 \quad (1.3)$$

Un aceite de bajo encogimiento es característico por tener un rango de gravedad específica de 15 a 40° API, a diferencia de un aceite de alto encogimiento que tiene un rango de 45 a 55 °API. Otra manera de clasificar el tipo de aceite crudo de acuerdo con sus grados °API, es la que se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Clasificación general del tipo de aceite crudo

Gravedad (°API)	Tipo de crudo
< 10.0	Extrapesado
10.1 – 22.3	Pesado
22.4 – 31.1	Mediano
31.2 – 39	Ligero
>39	Superligero

En México existe una versatilidad de crudos que nos brindan mezclas que se ofrecen a los mercados internacionales para su comercialización, se dice que son crudos exportables. Estas mezclas también se clasifican de acuerdo con su gravedad específica en grados API, como se muestra en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Clasificación de las mezclas de aceite crudo en México

Gravedad (°API)	Tipo de crudo	Tipo de mezcla
15	Pesado	Altamira
16	Pesado	Talam
22	Pesado	Maya
29	Mediano	Zapoteco
33	Ligero	Istmo
38.5	Superligero	Olmeca

1.1.4 Factor de volumen del aceite.

El factor de volumen del aceite es definido como la relación del volumen que ocupa un barril de aceite (más gas disuelto) a condiciones de presión y temperatura de yacimiento entre el volumen que ocupa un barril de aceite a condiciones estándar. Dicho de otra manera, es el volumen de aceite a condiciones de yacimiento requerido para producir un barril de aceite a condiciones estándar.

El factor de volumen representa el encogimiento que presenta el aceite del yacimiento a condiciones de superficie. Este fenómeno de encogimiento se presenta debido a diversos factores:

- Liberación de gas disuelto en el aceite a medida que la presión del yacimiento disminuye hasta la presión en superficie. Provocando una disminución considerable en el volumen de aceite.
- Ligera expansión del crudo remanente debido a la disminución de la presión. Aunque esto es equilibrado con el encogimiento del aceite debido a la reducción de la temperatura.

La expresión matemática que representa al factor de volumen del aceite es la siguiente:

$$Bo = \frac{V_{O@c.y.}}{V_{O@c.s.}} \quad (1.4)$$

Donde:

Bo = Factor de volumen de aceite $\left(\frac{bbl}{STB}\right)$

$V_{O@c.y.}$ = Volumen de aceite más gas disuelto a condiciones de yacimiento (bbl)

$V_{O@c.s.}$ = Volumen de aceite a condiciones estándar (STB)

Para un aceite negro, los análisis de PVT indican que el factor de volumen es menor a 2.0 bbl/STB.

Para un aceite volátil, los análisis de PVT indican que el factor de volumen es menor a 2.0 bbl/STB.

La gráfica de Bo en función de la presión de yacimiento y a temperatura constante se muestra en la Figura 1.2, donde el comportamiento del Bo aumenta hasta alcanzar la presión de burbuja (P_b), a partir de este punto el factor de volumen del aceite (Bo) disminuye conforme aumenta la presión debido a que existe una liberación de los componentes ligeros del aceite.

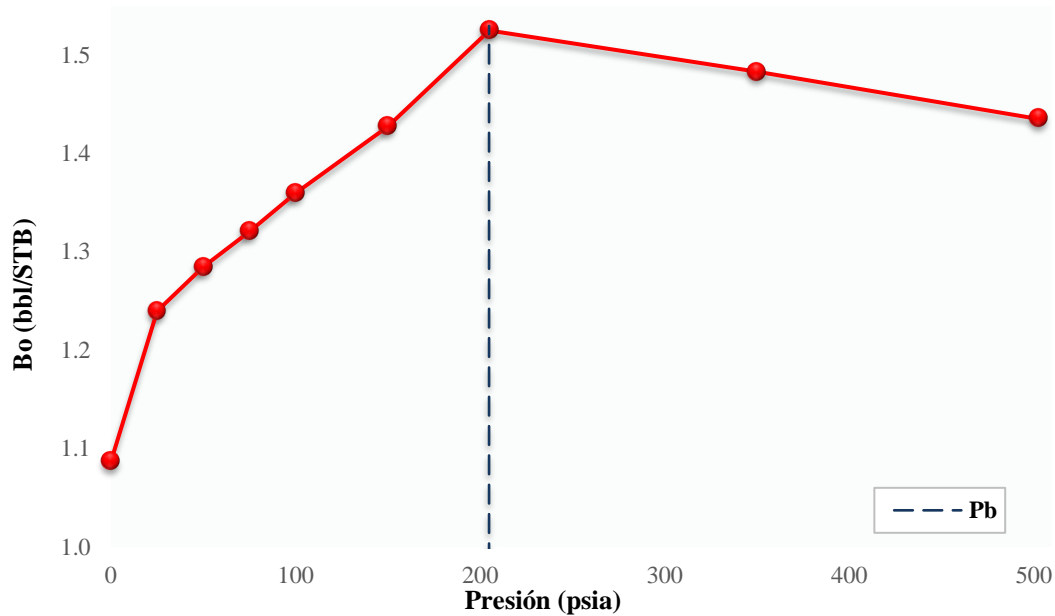


Figura 1.3 Factor de volumen del aceite (B_o)

1.1.5 Relación de solubilidad del aceite (R_s) / Relación de Gas-Aceite producido (RGA).

La cantidad de volumen de gas que se encuentra disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento se le conoce como Relación de solubilidad (R_s). Cuando la presión del aceite se encuentra por encima del punto de burbuja, el aceite está bajosaturado, quiere decir que es capaz de disolver una mayor cantidad de gas (en caso de que se encontrara presente en el yacimiento). Al comenzar la producción de aceite la presión del yacimiento comienza a descender hasta llegar a la presión de burbuja donde el aceite está saturado y ocurre la primera liberación de gas debido a una disminución de la presión.

Cuando se comienza a producir aceite en la superficie, también se produce gas debido a la liberación del gas disuelto, a esta relación se le conoce como Relación Gas-Aceite producido (RGA). Se refiere a la “relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de aceite producido a condiciones estándar (medido a condiciones del tanque de almacenamiento), como resultado de la producción de un volumen original de aceite a condiciones de yacimiento” (Arévalo, Cuautli, 2005). La RGA aumenta debido a que cuando comienza la producción de aceite, el gas tiene mayor movilidad dentro del yacimiento ocasionando que por cada volumen de aceite producido, se produzca una mayor cantidad de gas. Otra manera de referirse

a esta relación es la cantidad de gas disuelto medido en pies cúbicos a condiciones estándar (scf) en un barril de aceite. La medición de la relación de los volúmenes de aceite y gas se realizan en superficie por lo que se encuentran a condiciones estándar, de este modo las unidades de la RGA son scf/STB.

$$R_s = \frac{V_{g@c.e.}}{V_{o@c.e.}} \quad (1.5)$$

Donde:

R_s = Relación de solubilidad (scf/STB)

$V_{g@c.e.}$ = Volumen de gas a condiciones estándar

$V_{o@c.e.}$ = Volumen de aceite a condiciones estándar.

Para un aceite negro el valor de la R_s es de 200 – 700 scf/STB. Para un aceite volátil el valor es de 2,000 – 3,200 scf/STB.

Una curva típica de la Relación de solubilidad a presión constante y temperatura a condiciones de yacimiento se muestra en la Figura 1.4. Donde se observa que cuando la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbuja la R_s se mantiene constante debido a que no existe liberación de gas y ocasionando que se produzca aceite con gas disuelto en superficie, esto explica porque la R_s y RGA son iguales en este punto. Hasta llegar al punto de burbuja donde la R_s comienza a descender hasta alcanzar el gas irreductible dentro del yacimiento.

Para un aceite negro el valor de la R_s es de 200 – 700 scf/STB. Para un aceite volátil el valor es de 2,000 – 3,200 scf/STB.

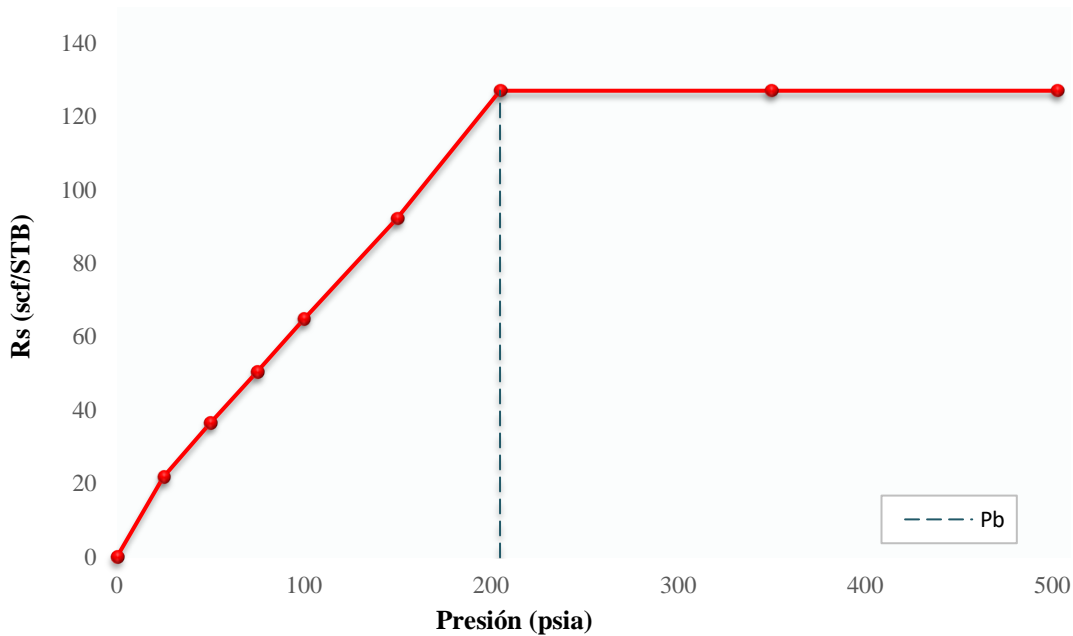


Figura 1.4 Gráfica de la Relación de solubilidad (Rs)

1.1.6 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite.

El coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite es comúnmente llamado compresibilidad del aceite. Se define como el cambio de volumen debido a una variación en la presión cuando se tiene una temperatura constante. Es utilizado para determinar y comprender las propiedades físicas del aceite en la ingeniería de yacimientos y para el cálculo del Balance de materia.

Cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbuja, cuando la presión aumenta el volumen de aceite disminuye

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad (1.6)$$

Esta expresión indica el cambio en el volumen del aceite conforme cambia la presión y la temperatura se mantiene constante. Cuando las presiones se encuentran por arriba del punto de burbuja la compresibilidad del aceite es constante, como se observa en la gráfica de la Figura 1.5.

Para presiones por debajo de la presión de burbuja el volumen de aceite disminuye a medida que disminuye la presión, esto ocurre debido a que a partir del punto de burbuja comienza la liberación

de gas disuelto, ocasionando una disminución en la compresibilidad. Por ello, en la ecuación para calcular la compresibilidad en este punto también se involucra la Relación de Solubilidad. Este comportamiento se observa en la gráfica de la Figura 1.5.

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right] \quad (1.7)$$

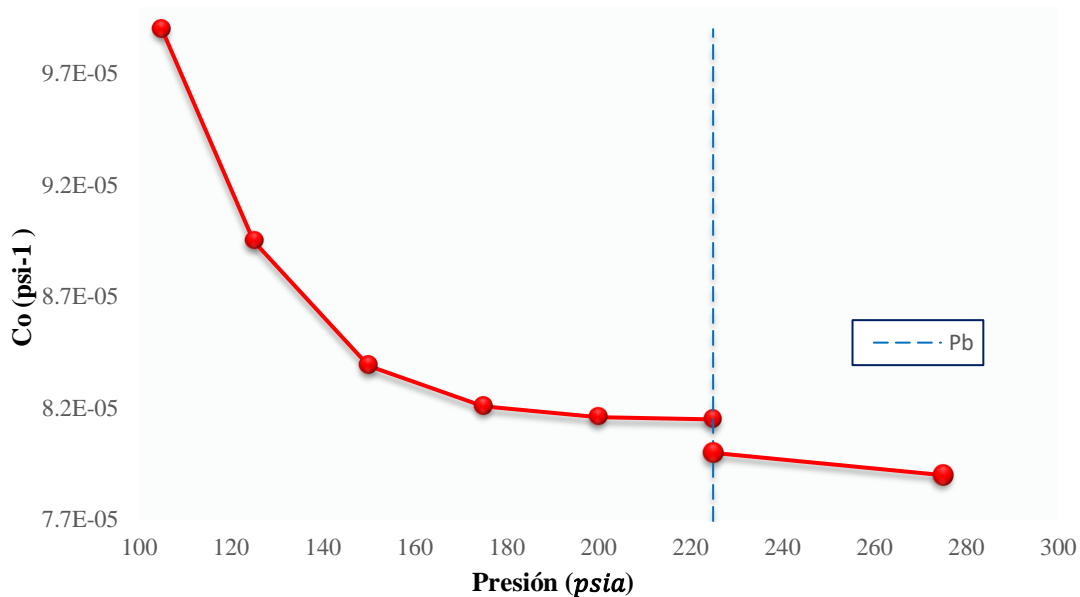


Figura 1.5 Factor de compresibilidad isotérmica del aceite

El comportamiento de la compresibilidad isotérmica del aceite influye significativamente en el cálculo del Balance de Materia, el cual es una herramienta fundamental para predecir el comportamiento de los yacimientos, y para la estimación del aceite original en sitio (OOIP por sus siglas en inglés).

El Balance de Materia es una herramienta fundamental en la ingeniería de yacimientos, debido a que predice el comportamiento del yacimiento durante la producción de hidrocarburos, la estimación del aceite original en sitio (OOIP) y la predicción de la presión del yacimiento. Cuando el yacimiento comienza a ser explotado y conforme pasa el tiempo la presión del yacimiento declina ocasionando una expansión de los fluidos (aceite y gas), esta expansión provoca el desplazamiento de los fluidos a superficie. La ecuación de Balance de Materia indica que el volumen de los fluidos producidos es igual al volumen total de fluidos contenidos en el yacimiento

o OOIP más expansión de estos. Por lo que, para determinar la expansión de los fluidos, principalmente del aceite, se emplea el coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite ya que esta se define por la variación de la presión en el yacimiento.

El volumen del aceite original en sitio (OOIP) es igual al volumen remanente que se encuentra en el yacimiento debido a una declinación de la presión más el volumen producido, esta relación hace referencia al factor volumétrico de aceite (B_o), para poder determinar estos comportamientos en los volúmenes, la compresibilidad del aceite se calcula mediante B_o .

1.1.7 Viscosidad del aceite.

La viscosidad es una propiedad física importante de los fluidos. Se define como la resistencia al flujo ejercida por un fluido y su unidad de medida es el centipoise.

Está directamente relacionada con la presión y temperatura. Al incrementarse la temperatura la viscosidad decrece. Una disminución en la presión también ocasiona un decremento en la viscosidad, esto debido a que la presión comprime el fluido. Conforme la presión del yacimiento decrece por debajo de la presión de burbuja, el aceite cambia su composición. El gas liberado se lleva las moléculas más ligeras del aceite. Este cambio en la composición del aceite causa grandes incrementos en la viscosidad del aceite en el yacimiento conforme la presión decrece por debajo del punto de burbuja, como se observa en la Figura 1.6.

La viscosidad se clasifica en tres categorías de acuerdo con la presión, según (Ahmed, 1946):

- Viscosidad de aceite muerto: Viscosidad del aceite a presión atmosférica (sin gas disuelto) y a cierta temperatura.
- Viscosidad de aceite saturado: La viscosidad en el punto de burbuja y temperatura del yacimiento.
- Viscosidad de aceite bajosaturado: Viscosidad del crudo a presión por arriba del punto de burbuja y temperatura del yacimiento.

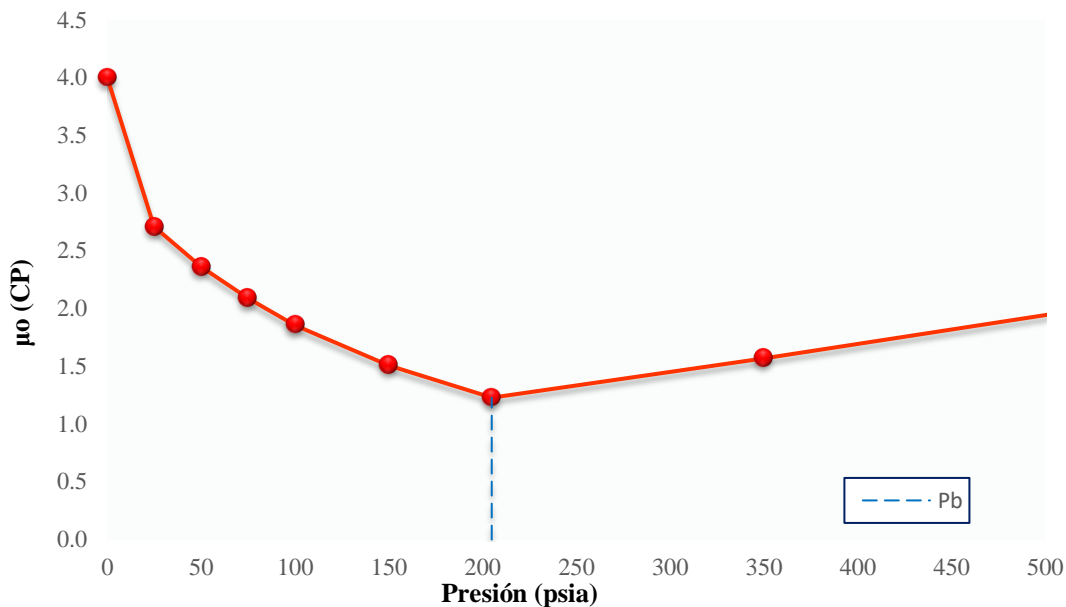


Figura 1.6 Gráfica de la viscosidad del aceite a presión del yacimiento y temperatura constante

1.1.8 Tensión superficial e interfacial del aceite.

En un yacimiento, coexisten tres tipos de fluidos (agua, aceite y gas) en dos fases distintas, gas y líquido. Estos fluidos son completamente inmiscibles, pero sus moléculas están en contacto entre sí separados por una película denominada interfaz, este contacto se puede dar entre gas-líquido y líquido-líquido. Cuando se habla de la interfaz que existe entre gas-líquido esta es denominada tensión superficial, ya que las únicas moléculas que actúan son las de la superficie del líquido. En cambio, las fuerzas de las moléculas de líquido-líquido si interactúan entre sí, debido a que tienen la misma energía cinemática, por ello a esta interacción se le denomina tensión interfacial. Sin embargo, las dos tensiones tienen el mismo principio.

La tensión superficial es causada por la interacción de moléculas que tienden a cohesionarse resultando un desequilibrio de las fuerzas moleculares entre fases debido a su diferencia de masa. Es afectada directamente por la temperatura, a mayor temperatura menor será la tensión interfacial. Dicho de otra manera, cuando una molécula de líquido (agua o aceite) se encuentra rodeada de otras moléculas de líquido, las fuerzas resultantes de atracción que actúan entre estas son igual a cero, dado que su masa es la misma. Pero cuando una molécula de aceite se encuentra en la interfaz,

así como una molécula de agua; estas moléculas de agua y aceite se van a atraer entre sí, generando un desbalance de fuerzas, debido a la diferencia de masa. Como se observa en la Figura 1.7.

Es una propiedad importante en la ingeniería de yacimientos debido a que, afecta directamente al comportamiento de los yacimientos modificando la presión capilar provocando una modificación en el flujo de fluidos en medios porosos. Además, es relevante en la elaboración de técnicas para la recuperación mejorada del aceite mediante la inyección de gas. Sus unidades de medida son dinas por centímetro.

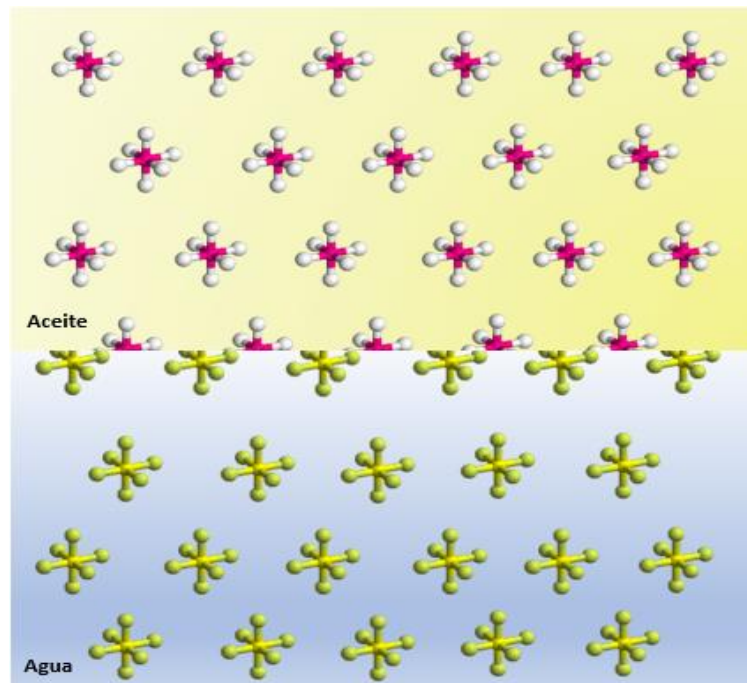


Figura 1.7 Representación gráfica de la Tensión superficial del aceite

1.1.9 Tipo de yacimiento de acuerdo con la clasificación de los fluidos de McCain.

En el yacimiento existen diferentes tipos de fluidos con características físicas y químicas muy diversas. Es importante conocer sus propiedades debido a que “el comportamiento de un fluido en el yacimiento durante su producción es determinado mediante la forma de su diagrama de fase y la posición del punto crítico” según (William D. McCain, 1933). McCain determinó cinco tipos de fluidos dentro del yacimiento, cada uno fue identificado de acuerdo con su diagrama de fase.

Los fluidos petroleros son definidos de acuerdo con su comportamiento durante la producción (ilustrado en el diagrama de fase): aceite negro, aceite volátil, gas retrogrado (gas y condensado), gas húmedo y gas seco. De acuerdo con (William D. McCain, 1933) “El tipo de fluido es el factor decisivo en muchas de las decisiones que se deben tomar con respecto al yacimiento” es por ello por lo que debe ser identificado previo a la producción del yacimiento o en la producción inicial de este. El tipo de fluido puede determinar los equipos que serán utilizados para la explotación del yacimiento, cálculo de las reservas de aceite y gas, planes de agotamiento y métodos de recuperación.

Existen tres propiedades que normalmente son utilizadas para la determinación del tipo de fluido: relación gas-aceite inicial, gravedad específica y color del fluido. La relación gas-aceite es la propiedad más importante para la determinación del tipo de fluido, mientras que el color de este no es un buen indicador ya que, el color puede variar considerablemente.

1.1.9.1 Aceite negro.

El aceite negro es también denominado aceite de bajo encogimiento porque la reducción en el volumen de aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque, es relativamente pequeña. Se caracteriza por tener una relación gas-aceite (RGA) menor a 2,000 scf/STB, pero tiende a incrementar durante la producción de aceite, siempre y cuando la presión del yacimiento sea menor a la presión del punto de burbuja. Su densidad específica es menor a 45° API y suele disminuir ligeramente a condiciones estándar. El valor del factor del volumen del aceite negro es de 2.0 bbl/STB o menor. Es identificado por su color negro, debido a que contiene hidrocarburos pesados.

El diagrama de fase representativo del aceite negro se muestra en la Figura 1.8.

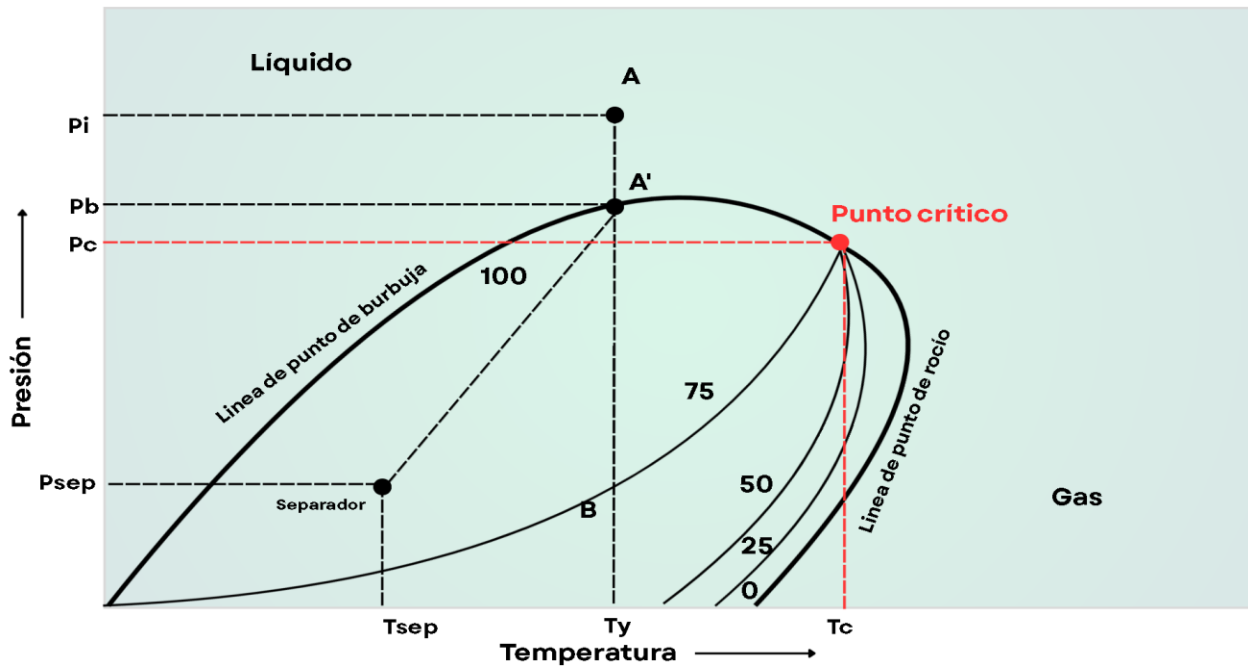


Figura 1.8 Diagrama de fase de un aceite negro

Las líneas del diagrama de fase son llamadas líneas de calidad. Definen los parámetros para cada propiedad de los fluidos en el yacimiento.

Para el aceite negro indican que la temperatura del yacimiento (T_y) es menor que la temperatura crítica (T_c), el punto crítico generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se inclinan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Durante la producción del yacimiento, la presión se reduce a temperatura constante de acuerdo con la línea que va del punto A hacia B. Si la presión en el yacimiento (punto A) es mayor que la presión de burbuja (punto A') a la temperatura del yacimiento, se trata de un yacimiento bajo saturado, si la presión en el yacimiento es igual que la presión de burbuja se dice que el yacimiento está saturado.

1.1.9.2 Aceite Volátil.

El aceite volátil se le denomina aceite de alto encogimiento porque contiene fluidos que tienden a volatilizarse significativamente con el abatimiento de presión, una vez alcanzada la presión de saturación. Como resultado de este fenómeno, el volumen ocupado por el líquido se reduce considerablemente. Además, es característico por tener una Relación Gas-Aceite entre 2,000 –

3,300 scf/STB. La densidad específica en el tanque de almacenamiento es de 40° API o mayor. Tiene un factor de volumen de 2.0 bbl/STB o mayor. El diagrama de fase representativo del aceite volátil se muestra en la Figura 1.9.

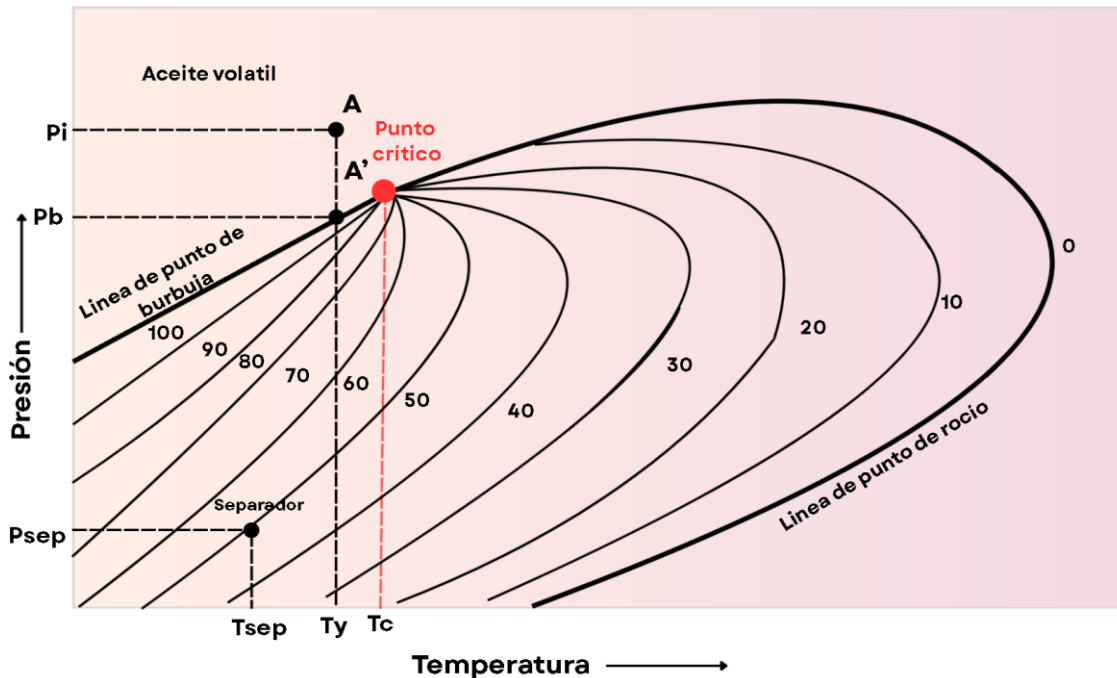


Figura 1.9 Diagrama de fase representativo de un aceite volátil

El rango de temperatura del aceite volátil es relativamente pequeño en comparación con el de aceite negro, de acuerdo con el diagrama de fase. La temperatura crítica se encuentra cerca de la temperatura del yacimiento lo que hace que el equilibrio de fases sea inestable y que los cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes del líquido y gas. El diagrama de fase indica que una reducción en la presión por debajo del punto de burbuja provoca una liberación de un volumen considerable de gas en el yacimiento.

1.1.9.3 Gas y Condensado.

El gas y condensado también se le conoce como gas retrogrado. Se le denomina así debido a que inicialmente es cien por ciento gas. Cuando se genera un abatimiento de presión en el yacimiento se presenta el fenómeno de condensación retrograda en el yacimiento. Este tipo de fluidos presentan la peculiaridad que, cuando empieza la condensación de líquidos la composición de la

mezcla de fluidos remanentes en el yacimiento se va haciendo cada vez más rica en componentes pesados, como consecuencia la tendencia de la acumulación de líquido se incrementa.

Los parámetros de las propiedades de los fluidos para identificar un gas y condensado son: Relación Gas-Aceite cuando inicia la producción del yacimiento es de 3,300 scf/STB e incrementa hasta llegar al punto de burbuja (tiene un rango de 1,000 a 10,000 scf/STB). La densidad específica varía entre 40° a 60° API.

El diagrama de fase representativo de gas y condensado se muestra en la Figura 1.10.

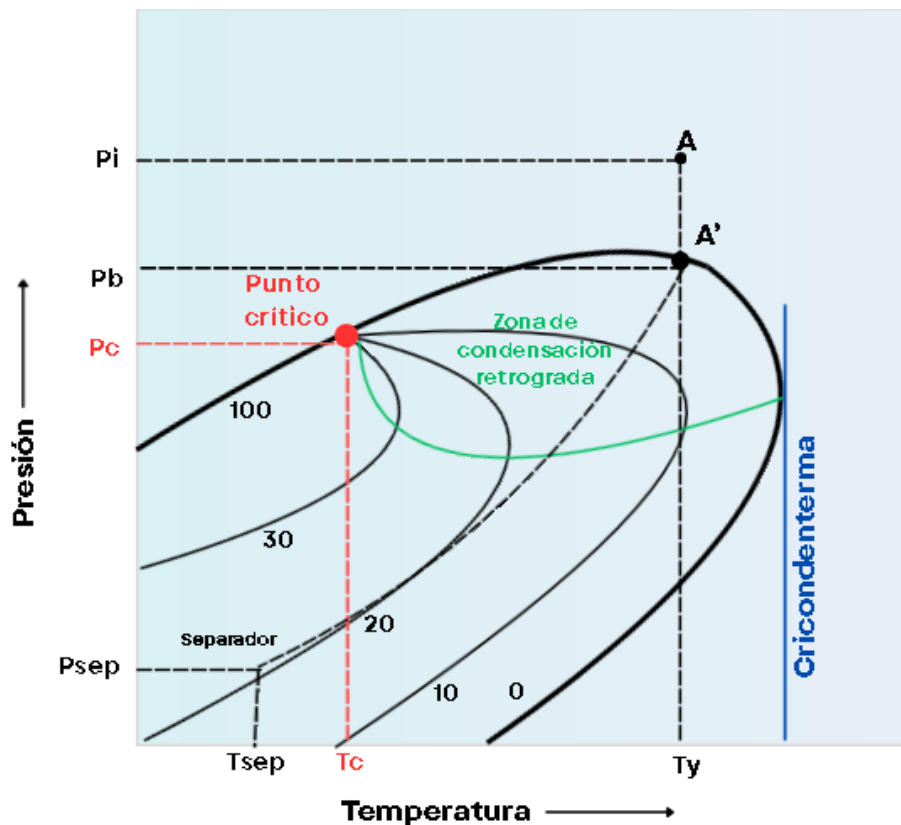


Figura 1.10 Diagrama representativo de un gas y condensado

De acuerdo con el diagrama de fase, se observa que, la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma provocando que el punto crítico generalmente se localice a la izquierda de la cricondenterma y las líneas de calidad se carguen predominantemente hacia la línea del punto de burbuja.

1.1.9.4 Gas Húmedo.

Se le llama gas húmedo a los hidrocarburos que se condensan a condiciones de superficie. El gas húmedo se caracteriza por tener altos rangos de la Relación Gas-Aceite.

El diagrama de fase representativo de un gas húmedo se muestra en la Figura 1.11.

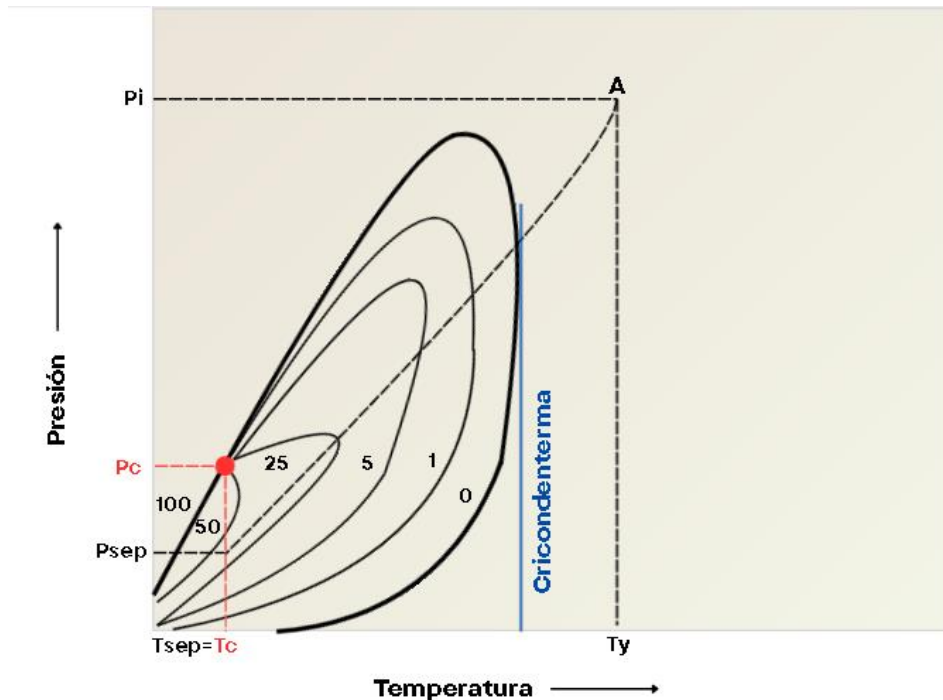


Figura 1.11 Diagrama representativo de un gas húmedo

En un yacimiento se tendrá únicamente gas porque la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma, de acuerdo con el diagrama de fase de un gas húmedo.

1.1.9.5 Gas Seco.

El gas seco es aquel fluido que en el yacimiento es únicamente gas, y a condiciones de superficie no se condensa, no contiene moléculas capaces de formar líquido en la superficie. En otras palabras, los yacimientos de gas seco contienen únicamente gas durante toda la vida productiva del yacimiento.

El diagrama de fase representativo de un gas seco se muestra en la Figura 1.12.

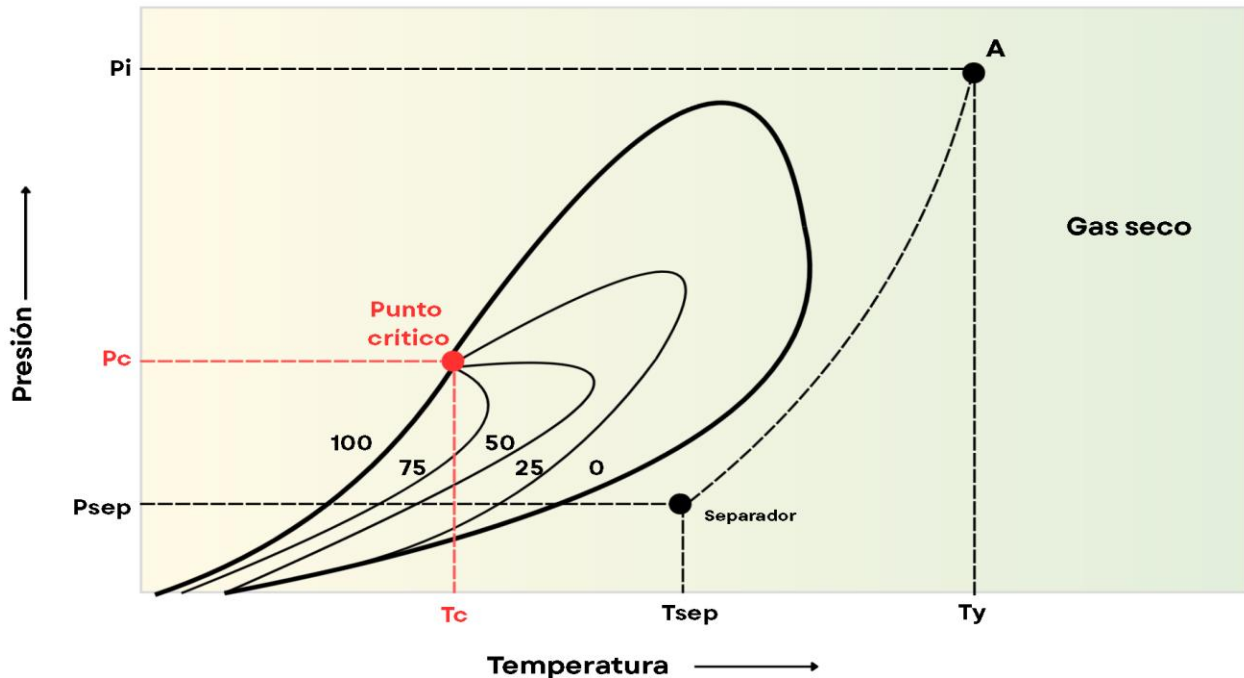


Figura 1.12 Diagrama representativo de un gas seco

1.2 Propiedades del gas.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano y etano, propano, butano, pentano, y más pesados. Además, contiene impurezas como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno. De acuerdo con (Ahmed, 1946) “Un gas se define como un fluido homogéneo de baja viscosidad y densidad que no tiene volumen definido, pero se expande hasta llenar completamente el yacimiento”. Por ello es de suma importancia conocer sus propiedades físicas para predecir el comportamiento del gas durante la vida productiva de un campo y poder resolver los problemas de ingeniería de yacimientos de gas.

1.2.1 Peso molecular aparente.

El peso molecular aparente es una de las propiedades más importantes del gas. Se define como el total de todos los componentes de la mezcla de gas, contemplando su peso molecular y fracción mol. Matemáticamente se determina de la siguiente manera:

$$M_a = \sum_{i=1} y_i M_i \quad (1.8)$$

Donde:

M_a = Peso molecular aparente de la mezcla de gas (lbm/lbm-mol)

M_i = Peso molecular de cada componente (lbm/lbm-mol)

y_i = Fracción Mol de cada componente (adim)

1.2.2 Factor de desviación (factor z).

La relación de presión, volumen y temperatura es importante para determinar el comportamiento de los gases en el yacimiento. La expresión 1.9 señala la relación entre presión, temperatura y volumen, considerando al gas como un gas ideal, determinando que las moléculas son relativamente pequeñas e insignificantes y que su comportamiento es completamente elástico.

$$pV = nRT \quad (1.9)$$

Donde:

p = presión absoluta (*psia*)

V = volumen (ft^3)

T = temperatura absoluta ($^{\circ}R$)

n = número de moles de gas ($lb - mol$)

R = constante universal del gas $\left(10.730 \frac{psia \text{ } ft^3}{lb-mol \text{ } ^{\circ}R}\right)$

Pero la aplicación de esta expresión no puede ser utilizada debido a que el gas natural, no es un gas puro, es una mezcla de componentes hidrocarburos (metano, etano, butano y propano) y no hidrocarburos (CO_2 , H_2S y N) que se comportan de manera distinta a un gas ideal. “La magnitud de las desviaciones de los gases reales de las condiciones de la ley de los gases ideales aumenta al aumentar la presión y la temperatura y varía ampliamente con la composición del gas” (Ahmed, 1946). De este modo se introdujo un factor que expresa dicha desviación que tiene un gas real con respecto a un gas real, **el factor de compresibilidad (z)**.

$$pV = znRT \quad (1.10)$$

El factor de desviación (z) es adimensional y expresa la relación entre el volumen real de n -moles de gas a cierta temperatura y presión entre el volumen ideal de la misma cantidad de moles a la misma presión y temperatura. Quedando expresado matemáticamente de la siguiente manera:

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} = \frac{pV}{nRT} \quad (1.11)$$

La Figura 1.13 representa la gráfica del factor de compresibilidad a cierta presión y temperatura constante. Un gas ideal se comportaría con un valor de z igual a 1. Pero para un gas real este factor es menor a 1.

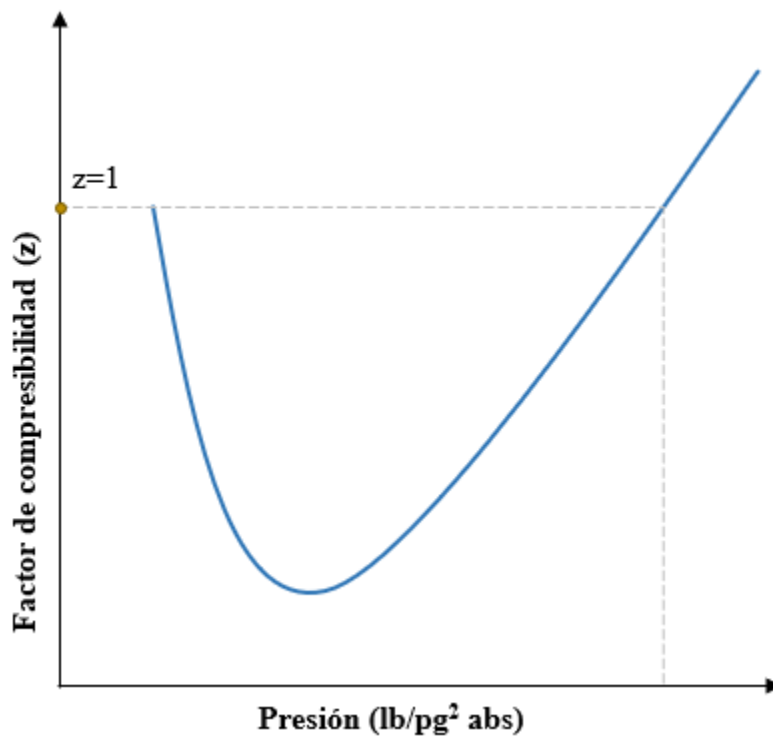


Figura 1.13 Gráfica del factor de compresibilidad (z)

1.2.3 Densidad específica del gas.

La densidad específica del gas es definida como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire, medidas a la misma presión y temperatura. Su expresión matemática es la siguiente:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.12)$$

Donde:

γ_{gas} = Gravedad específica del gas (*adim*)

ρ_g = Densidad del gas $\left(\frac{lbm}{ft^3}\right)$

ρ_a = Densidad del aire $\left(\frac{lbm}{ft^3}\right)$

Cuando el gas y el aire se encuentran a condiciones estándar, estos componentes se comportan de manera similar a los gases ideales, de este modo la ecuación para expresar la densidad relativa del gas puede expresarse como en la expresión matemática 1.13. Esta expresión es la que comúnmente se emplea en la industria petrolera aplicándola para gases reales.

$$\gamma_g = \frac{M_{gas}}{M_{aire}} \quad (1.13)$$

Donde:

γ_{gas} = Gravedad específica del gas (*adim*)

M_{gas} = Peso molecular aparente del gas $\left(\frac{lbm}{lbm-mol}\right)$

M_{aire} = Peso molecular aparente del aire = 28.96 $\left(\frac{lbm}{lbm-mol}\right)$

1.2.4 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas.

El coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas también es llamado compresibilidad del gas. Se define como la variación del volumen fraccional de gas cuando ocurren cambios de presión en el yacimiento, pero la temperatura se mantiene constante. En otras palabras, es la relación que tiene el efecto de la presión en el volumen del gas. La expresión matemática que define a la compresibilidad del gas es:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (1.14)$$

La gráfica de la compresibilidad para un gas seco a una presión constante y temperatura del yacimiento, la gráfica se muestra en la Figura 1.14, la cual indica que cuando la presión incrementa, el volumen fraccional va a tener una disminución.

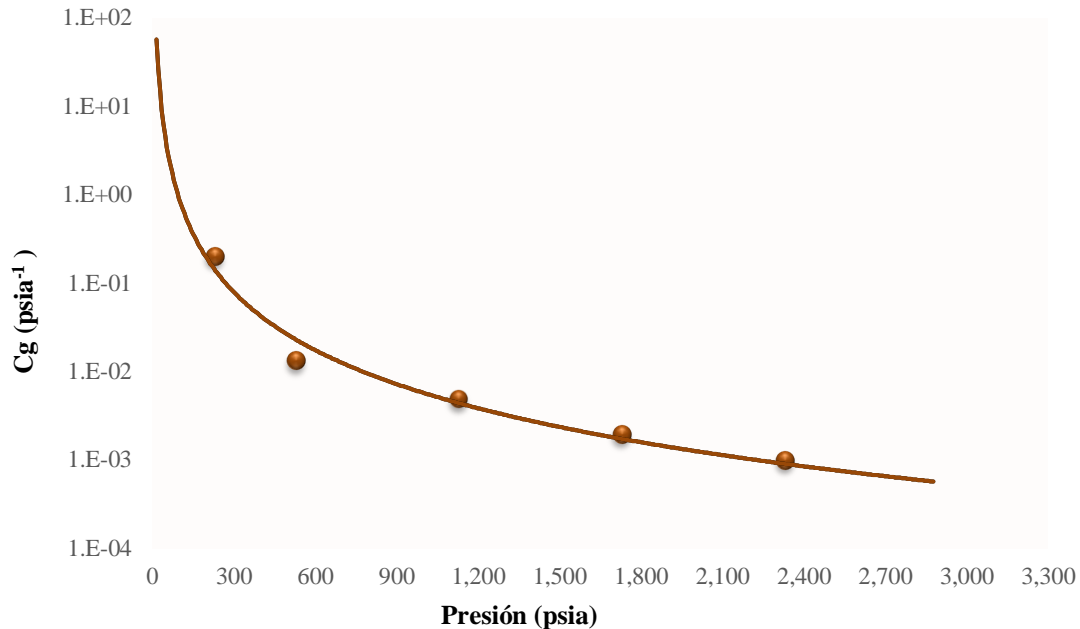


Figura 1.14 Gráfica del coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas

1.2.5 Factor de volumen del gas.

El factor de volumen del gas o factor de expansión del gas se refiere al volumen de gas medido a condiciones de yacimiento requerido para producir un pie cubico estándar de gas en superficie. Representa es el volumen de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$Bg = \frac{V_{g@c.y.}}{V_{g@c.s.}} \quad (1.15)$$

Donde:

Bg = Factor de volumen del gas $\left(\frac{ft^3}{STB}\right)$

$V_{g@c.y.}$ = Volumen de gas a condiciones de yacimiento (ft^3)

$V_{g@c.s.}$ = Volumen de gas a condiciones estándar (STB)

La gráfica que representa el comportamiento del factor de volumen de gas es el siguiente:

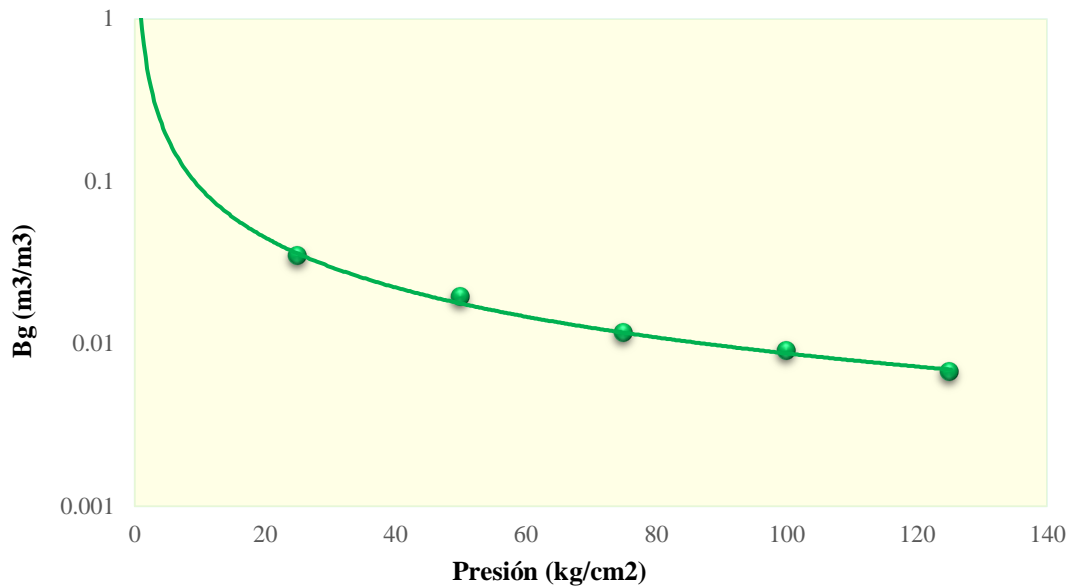


Figura 1.15 Gráfica del factor de volumen del gas

1.2.6 Viscosidad del gas.

La viscosidad es la resistencia de un fluido al movimiento o al esfuerzo cortante. El comportamiento de la viscosidad del gas depende de la presión y temperatura del yacimiento. Cuando la viscosidad del gas se encuentra en función de la presión se presentan dos casos: a presiones bajas la viscosidad del gas incrementa cuando se tiene un incremento en la temperatura y a presiones altas la viscosidad del gas decrece cuando la temperatura aumenta.

1.3 Propiedades del agua.

De acuerdo con (McCain, 1933) “El agua se encuentra invariablemente en los yacimientos de petróleo. Por lo tanto, el conocimiento de las propiedades de esta agua connata, intersticial o de formación es importante para los ingenieros petroleros”. Debido a que el agua puede ser funcional o contraproducente, puede funcionar como un mecanismo de empuje con los acuíferos asociados. Pero resulta contraproducente cuando se presentan problemas de conificación, corrosión de tuberías, o producción de exceso de agua, entre otros.

1.3.1 Factor de volumen del agua.

El factor de volumen del agua se refiere al cambio de volumen de la salmuera que es llevada de condiciones de yacimiento a condiciones superficiales. Representa el volumen de agua en el yacimiento necesaria para producir un barril de agua en superficie. Los componentes involucrados en determinar este factor son:

- La liberación de gas disuelto en la salmuera conforme la presión disminuye
- La expansión de la salmuera cuando la presión disminuye
- La contracción de la salmuera cuando la temperatura disminuye

$$B_w = \frac{V_{w@c.y.}}{V_{w@c.s.}} \quad (1.16)$$

Donde:

B_w = Factor de volumen de agua $\left(\frac{bbl}{STB}\right)$

$V_{g@c.y.}$ = Volumen de agua más gas disuelto a condiciones de yacimiento (*bbl*)

$V_{o@c.s.}$ = Volumen de agua a condiciones estándar (*STB*)

De acuerdo con McCain “El cambio de volumen durante la reducción de la presión es representado por ΔV_{wp} y el cambio en el volumen debido a la reducción de la temperatura está representado por ΔV_{wT} a condiciones de 60°F y presión atmosférica”. De este modo determinó la siguiente expresión:

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT}) \quad (1.17)$$

Para la determinación de ΔV_{wT} se utiliza la gráfica siguiente:

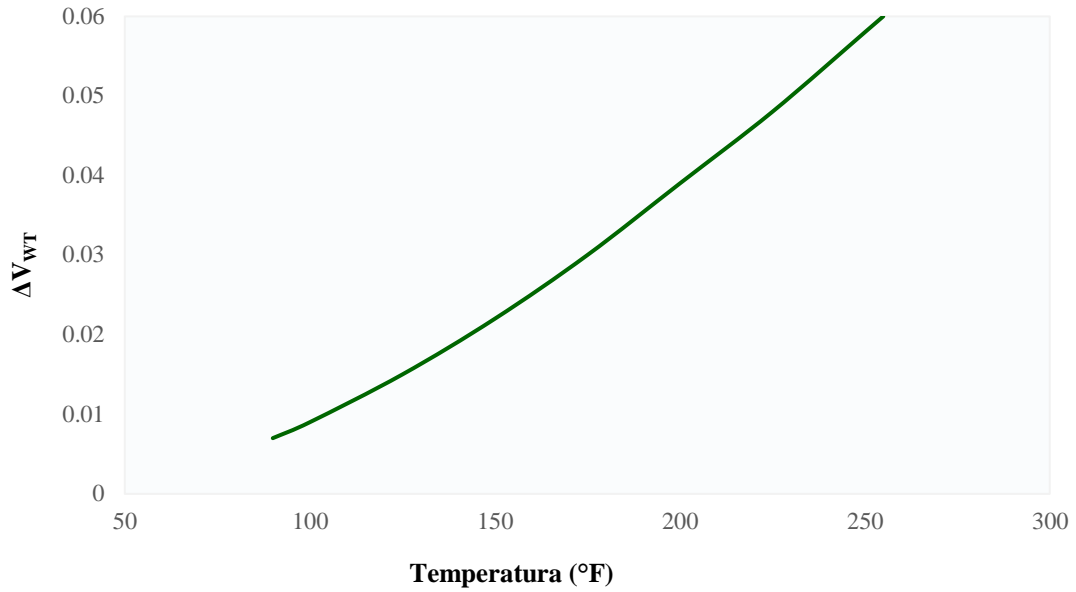


Figura 1.16 Gráfica utilizada en la correlación de McCain para calcular ΔV_{wT}

Para el cálculo de ΔV_{wp} se utiliza la gráfica:

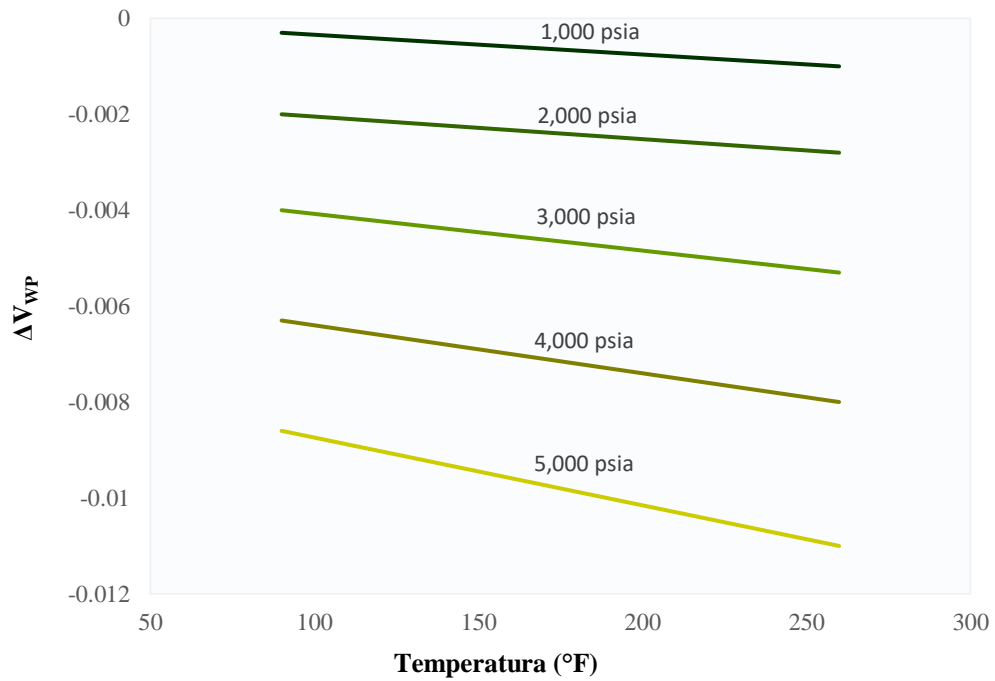


Figura 1.17 Gráfica utilizada en la correlación de McCain para calcular ΔV_{wp}

McCain indicó que “esta correlación es válida para aguas de campos petroleros con concentraciones de salmuera muy diferentes”. Debido a que los cambios de presión y temperatura causan un incremento en la concentración de salmuera.

La gráfica que representa el comportamiento de B_w a una presión del yacimiento dada, es la siguiente:

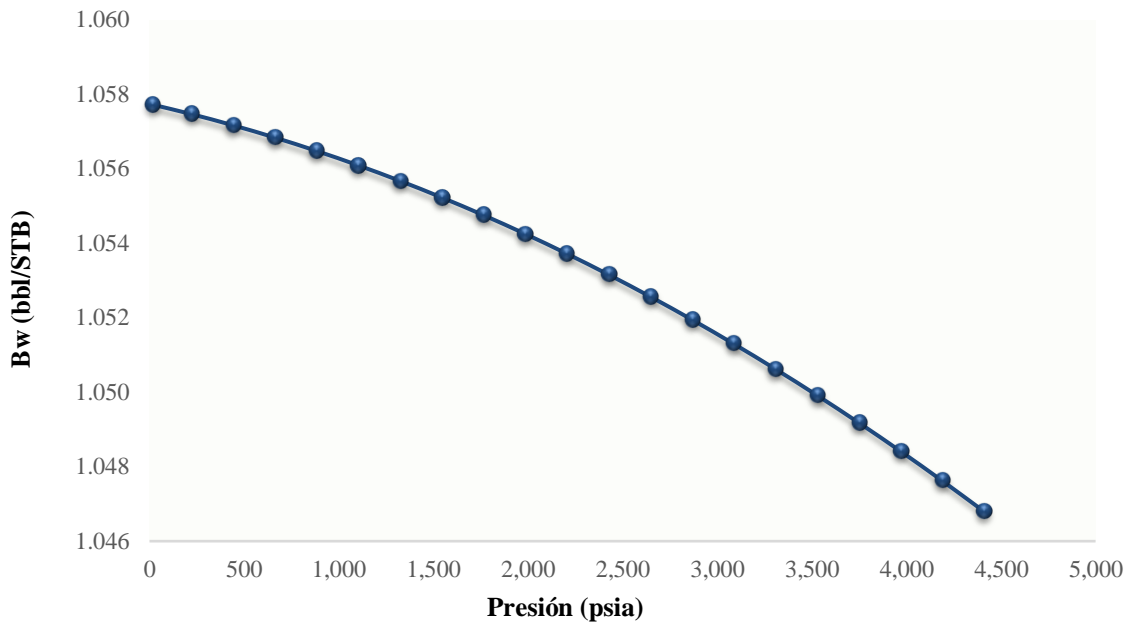


Figura 1.18 Gráfica del comportamiento de B_w

1.3.2 Viscosidad del agua.

La viscosidad es la medida de la resistencia del agua a fluir. La viscosidad del agua va a depender de la presión, temperatura y los sólidos contenidos en ella, salmuera.

A condiciones de yacimiento la viscosidad del agua tiene un valor pequeño. Cuando incrementa la presión la viscosidad del agua aumenta, pero disminuye cuando se incrementa la temperatura. Aunque, también aumenta cuando incrementan los sólidos disueltos en el agua.

El cálculo de la viscosidad del agua puede ser determinado con la correlación propuesta por Meehan (1980), que contempla los efectos de la presión y la salinidad.

$$\mu_w = \mu_{wD} [1 + 3.5 \times 10^{-2} p^2 (T - 40)] \quad (1.20)$$

Para el cálculo de μ_{wD}

$$\mu_{wD} = A + B/T \quad (1.21)$$

Para A y B

$$A = 4.518 \times 10^{-2} + 9.313 \times 10^{-7} Y - 3.93 \times 10^{-12} Y^2 \quad (1.22)$$

Donde:

μ_w = viscosidad de la salmuera a cierta presión y temperatura (cp)

μ_{wD} = viscosidad de la salmuera a $p=14.7$, T (cp)

p = presión de interés (psia)

T = temperatura de interés ($^{\circ}F$)

Y = salinidad del agua (ppm)

Otra correlación para el cálculo de la viscosidad es la obtenida por Beggs y Brill (1978). Donde solo se consideraron los efectos de la temperatura.

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2)} \quad (1.23)$$

El comportamiento de la viscosidad del agua se muestra en la Figura 1.19.

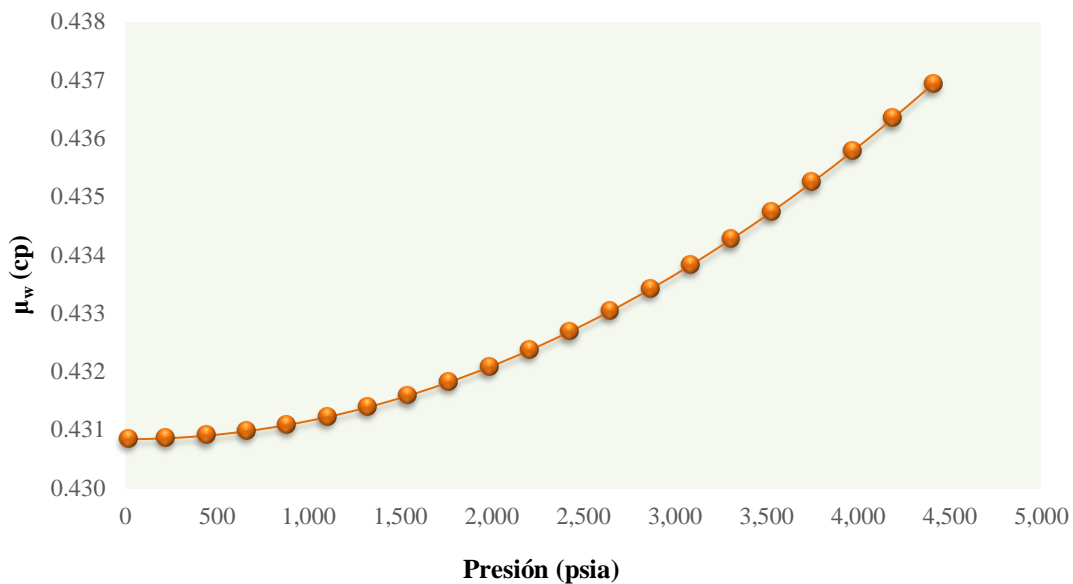


Figura 1.19 Gráfica del comportamiento de la viscosidad del agua a una presión determinada

1.3.3 Solubilidad del gas en agua.

La solubilidad del gas en agua se refiere a la cantidad de gas que se puede disolver en un volumen determinado de agua a ciertas condiciones de presión y temperatura medidas a condiciones estándar.

$$R_{sw} = \frac{V_{g@p y T}}{V_{w@c.s.}} \quad (1.24)$$

Donde:

Para el cálculo de la R_{sw} se puede utilizar la siguiente correlación de Tarek:

$$R_{sw} = A + Bp + Cp^2 \quad (1.25)$$

Donde:

$$A = 2.12 + 3.45(10^{-3})T - 3.59(10^{-5})T^2$$

$$B = 0.0107 - 5.26(10^{-5})T + 1.48(10^{-7})T^2$$

$$C = 8.75(10^{-7}) + 3.9(10^{-9})T - 1.02(10^{-11})T^2$$

T= temperatura (°F)

1.3.4 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del agua.

El factor de compresibilidad isotérmico del agua tiene las mismas características que la compresibilidad del aceite, la discontinuidad en el punto de burbuja. Pero la compresibilidad del agua tiene valores más bajos que los del aceite.

El factor de compresibilidad del agua por arriba de la presión en el punto de burbuja es definido por la siguiente expresión:

$$c_w = \frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T \quad (1.26)$$

El factor de compresibilidad del agua por debajo de la presión en el punto de burbuja es definido por la siguiente expresión:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T \quad (1.27)$$

El coeficiente de compresibilidad isotérmico del agua se comporta de la siguiente manera:

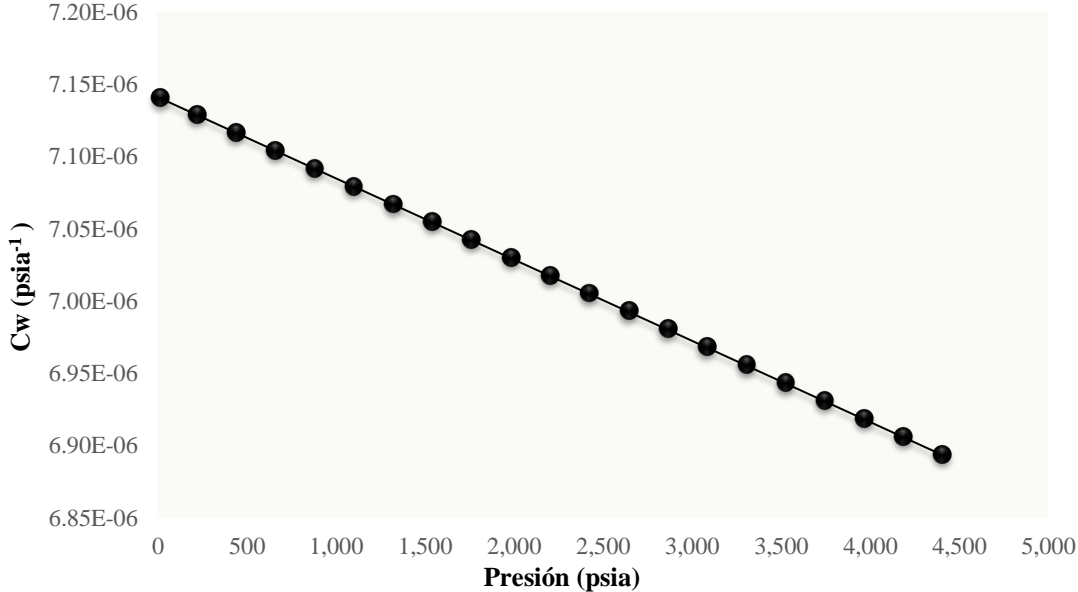


Figura 1.20 Gráfica del coeficiente de compresibilidad isotérmico del agua

Capítulo 2 . Análisis de laboratorio para la determinación de las propiedades de los fluidos petroleros

Existen diversos experimentos para analizar los fluidos petroleros y poder determinar sus propiedades. Los experimentos más utilizados en la industria petrolera son los experimentos PVT, además de estos experimentos también existen los experimentos especiales como: caracterización ASSAY, análisis SARA, pruebas de hinchamiento y pruebas mínimas de miscibilidad.

2.1 Experimentos PVT.

Los experimentos PVT son pruebas de laboratorio que realizan un análisis de presión, volumen y temperatura para determinar las propiedades de los fluidos petroleros y evaluar su rendimiento volumétrico con variaciones en la presión. De acuerdo con (Danesh, 1998) “en el enfoque más simple de predecir los datos PVT, se considera que el petróleo del yacimiento está compuesto de dos pseudocomponentes, es decir, gas y petróleo. Estos pseudocomponentes se identifican mediante la evaporación instantánea del fluido del yacimiento en las condiciones estándar y caracterizando las fases separadas de gas y petróleo por sus valores de gravedad específica y peso molecular”.

Los experimentos PVT se realizan a partir de una toma de muestra representativa del fluido en el yacimiento. Estas muestras, convenientemente, se toman en la etapa exploratoria. Estos experimentos simulan la liberación de gas del crudo desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales. Esta liberación puede ser instantánea o diferencial y los tipos de experimentos PVT son:

- Experimentos para la determinación de la composición.
- Experimentos de expansión a composición constante.
- Experimentos de separación diferencial.
- Experimentos de separación a volumen constante.
- Experimentos de separadores
- Experimentos para determinar la viscosidad.

Los datos de las propiedades obtenidos en el experimento PVT son empleados para aplicaciones en el procesamiento de hidrocarburos, evaluación de reservas, planes de desarrollo y toma de decisión en caso de algún problema operativo.

2.1.1 Métodos de toma de muestras de los fluidos del yacimiento.

Para la determinación de las propiedades de los fluidos petroleros, es indispensable realizar mediciones y análisis de las muestras representativas de los fluidos, para identificar con mayor precisión el tipo de fluido, sus propiedades físicas y el comportamiento de estas.

Para ello, es fundamental conocer cómo obtener una muestra representativa de fluido del pozo. Existen tres técnicas principales para obtener estas muestras:

- Con muestreadores de formación operados con línea de acero y desplegados en agujero descubierto. Estos muestreadores aseguran las muestras y la posibilidad de analizar los fluidos en las primeras etapas de la vida productiva del yacimiento.
- Utilizando las pruebas de formación efectuadas a través de la sarta de perforación DST (Drill Steam Test). Por lo regular estas pruebas son diseñadas para probar la formación e investigar la extensión del yacimiento.
- Con herramientas operadas con cable desplegadas en pozos entubados y en producción.

La toma de decisión respecto al método de muestreo y el acondicionamiento del pozo se ve afectada por diversos factores como el tipo de fluido contenido en el yacimiento y, la presión y temperatura del yacimiento. Existen dos tipos de métodos para muestrear los fluidos del yacimiento: muestreo de fondo, muestro en superficie (muestreo de cabeza de pozo y muestreo en separador).

Antes de emplear alguno de los métodos de muestreo es fundamental el acondicionamiento del pozo cuando el fluido del yacimiento esta cercano a la presión de saturación. Esto con el objetivo de disminuir los riesgos de alteración del fluido. Para esto se tiene que contar con una planeación del muestreo considerando criterios importantes que deben ser tomados en consideración.

El momento adecuado para la toma de muestras se presenta dependiendo del fluido en el yacimiento y de acuerdo con las condiciones del yacimiento para garantizar la representatividad del fluido original del yacimiento.

Para aceite negro:

- Cuando apenas comenzó la producción
- Cuando la presión del yacimiento es mayor o igual a la presión de burbuja ($P \geq P_b$).
- La muestra tiene en solución menos gas que el original
- Cuando la presión de burbuja medida es menor que la presión de burbuja verdadera e igual a la presión del yacimiento
- Cuando la muestra tenga exceso de gas

Para aceite volátil, gas y condensado:

- En los primeros días de producción antes que la presión caiga por debajo de la presión de rocío y ocurra condensación retrógrada en el yacimiento.

Además, se debe tomar en consideración el número de muestras que se realizarán debido a que, estas dependerán de diversas características como:

- Si el yacimiento es pequeño, solo se deberá tomar una muestra
- Si el yacimiento es grande o muy heterogéneo: se requieren muestras de diferentes pozos
- Para yacimientos de gran espesor: requiere técnicas especiales para tomar muestras representativas de un intervalo dado.

Por último, se debe escoger el pozo para el muestreo, tomando en consideración:

- El pozo debe tener alto índice de productividad, evitando:
 - a) Pozos con daño
 - b) Estimular antes del muestreo
- No debe producir agua, en caso de haber producción de agua:
 - a) Muestrear solo una columna de crudo con el pozo cerrado y tomar la muestra en superficie en un separador trifásico.
- Se debe tener una producción estabilizada
- La RGA y densidad relativa ($^{\circ}$ API) del pozo de prueba deben ser representativos de varios pozos.
- Evitar muestreos de pozos cercanos al contacto gas-aceite o agua-gas.

Existen otras recomendaciones antes de realizar el muestro:

- Condiciones mecánicas e integridad del pozo (estados mecánicos del pozo)
- Selección del punto de muestreo (de preferencia al nivel medio de los disparos).
- Si existe información histórica del tipo de fluido presente en el yacimiento, considerar el muestreo más adecuado para su representatividad. En caso de que sea un pozo exploratorio obtener muestreo de fondo preservado a condiciones de yacimiento.

2.1.1.1 Muestreo de fondo.

El muestreo de fondo sirve para obtener muestras de fluido del yacimiento a condiciones originales, es decir, antes de que empiece la vida productiva del yacimiento. De este modo, las muestras de fondo se obtienen del pozo exploratorio.

En casos especiales, puede resultar conveniente tomar muestras de fondo cuando el yacimiento ya está produciendo, solo cuando se tenga la certeza de que el fluido es representativo. Los criterios para poder tomar la muestra en estos casos son:

- En yacimientos de aceite saturado, cuando la presión del yacimiento ha declinado por debajo de la presión de saturación.
- En yacimientos de gran espesor, para determinar la variación de la composición respecto a la profundidad.
- En yacimientos de gran espesor, donde se ha observado variaciones en la composición de los fluidos producidos en distintas áreas.

Consideraciones para el muestreo de fondo

Para el muestreo de fondo se deben tomar en cuenta las condiciones de producción del pozo, así como su integridad. Estas condiciones consideran diferentes tipos de pozos en función del fluido producido y del sistema artificial de producción.

- Pozos fluyendo
 - a) Se debe considerar el gasto de producción (aceite y gas) del pozo antes de iniciar el muestreo, por lo menos durante 24 horas, para establecerlas como condiciones iniciales o de referencia.

- b) Medir la presión de fondo fluyendo del pozo (P_{wf}).
 - c) Los gastos de aceite y gas deben ser constantes.
 - d) Reducir el diámetro de estrangulador del pozo.
 - e) La RGA se debe estabilizar.
 - f) Graficar el diámetro del estrangulador contra el gasto de aceite contra la RGA, para determinar el diámetro óptimo para el acondicionamiento del pozo.
 - g) La RGA debe permanecer constante con respecto al gasto, al menos con los dos últimos estranguladores, para asegurar que el pozo se encuentra estabilizado.
- Pozos con sistema artificial de producción

Los pozos con bombeo generalmente no se deben muestrear, pero en ciertas ocasiones son la única opción. En estos pozos es posible realizar un muestreo cuando se ejecutan operaciones de mantenimiento en el equipo de bombeo o en el pozo. el tiempo requerido para acondicionar un pozo con BEC son las mismas que para un pozo fluyendo.

- Pozos de gas y condensado

No se recomiendan los muestreos de fondo en yacimientos de gas y condensado, debido a la posibilidad de recolectar muestras no representativas. Sin embargo, con un estricto y apropiado acondicionamiento del pozo, se puede llegar a tener buenas muestras representativas del pozo.

- Yacimientos críticos

El acondicionamiento de pozos que contienen fluido con propiedades termodinámicas cercanas al punto crítico presenta dificultades particulares, se forma rápidamente cantidades importantes de gas o condensado con un ligero abatimiento de presión. Ambas fases fluyen en el pozo y los gastos de producción de ambas fases provocan que la composición del fluido en el pozo no sea la misma que la del fluido original.

Las herramientas utilizadas para el muestreo de fondo son:

- Muestreador de 6" de longitud y 1 ½" de diámetro.
- Cámara de 600 a 700 cm³
- Muestras de aceite y gas en solución a P y T del punto de muestreo

El número de muestras que se pueden realizar son mínimo tres, tomando en consideración que la presión de burbuja será medida en el campo.

Para llevar a cabo el muestreo de fondo se debe de realizar el siguiente procedimiento:

- Estabilizar el pozo
- Para un aceite saturado, cerrar el pozo de uno a ocho días y tomar muestras con pozo cerrado.
- Para un aceite bajo saturado, se realiza el muestreo con el pozo fluyendo

Para definir si se empleara el muestreo de fondo hay que tomar en cuenta las ventajas y desventajas que tiene este tipo de muestreo:

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas del muestreo de fondo

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • No necesita medición de tasas de flujo • Adecuado para crudos bajo saturados • No se ve afectado por problemas de separación del gas y líquido en el separador • Excelente para gas y condensado evitando contaminación de la muestra en el fondo de pozo 	<ul style="list-style-type: none"> • Las muestras no son representativas cuando la P_{wf} es menor a la P_b • No se recomienda cuando el pozo tiene una columna grande de agua • No funciona en yacimientos de gas y condensado • Se presentan fugas de gas o liquido mientras la muestra se lleva a superficie • Volumen de muestra pequeño • Muestreador costoso • Posibles problemas mecánicos • Contaminación de la muestra • Posibles pescados por roturas de guaya

2.1.1.2 Muestreo de superficie.

En el muestreo de superficie se obtienen muestras de fluido representativas del yacimiento, cuando las condiciones mecánicas del pozo o de explotación no permitan recuperar muestras de fondo. El

muestreo puede realizarse tanto en los separadores de campo como en la cabeza del pozo, este último dependerá de las condiciones de presión de fondo y de saturación de la muestra.

2.1.1.2.1 Muestreo en separador.

Con este método se obtienen muestras de gas y líquido que están siendo producidos en los separadores, al mismo tiempo que se efectúan medidas exactas y precisas de los gastos de gas y aceite en el separador. Cuando se emplean sistemas de separación de multietapas, las muestras se obtienen del separador de alta presión. Dichas muestras son posteriormente recombinadas en el laboratorio para reproducir una muestra que sea representativa del yacimiento, tomando como referencia la RGA medida durante la prueba.

Las muestras se deben tomar tan pronto como se acondicione el pozo, también las muestras de gas y líquido deben recuperarse prácticamente al mismo tiempo, no más de una hora de diferencia, porque pueden ocurrir cambios significativos en las condiciones de separación, particularmente en la temperatura.

En los separadores de campo, por lo general hay una válvula para muestrear gas cerca del medidor de gas y también una válvula para muestrear el líquido cerca de la descarga al tanque de almacenamiento; las muestras de gas y líquido se colectan del mismo separador, a las mismas condiciones de flujo. Se debe recolectar una mayor cantidad de gas que de líquido debido a la alta compresibilidad.

Procedimiento para toma de muestra en separador

1. Tomar la muestra de crudo y gas en el separador de alta
2. Al mismo tiempo y bajo las mismas condiciones de presión y temperatura
3. Diferencia en tiempo no mayor de una hora
4. Medir en forma precisa las tasas correspondientes
5. Recombinar las muestras según RGP medida

Condiciones para el muestreo de separador exitoso:

1. Producción estabilizada a bajas tasas de flujo
 - Mantener flujo estable en un lapso dado

- No exceder 100 BPD por un mínimo de 24 h
2. Medición precisa de las tasas de flujo
 - Medir tasa de flujo de gas en el separador de prueba
 - Medir tasa de líquido en tanque
 - Corregir RGA por factor de encogimiento del crudo
 3. Toma de muestras en la primera etapa del separador.
 - Gas - cilindro evacuado.
 - líquido - desplazamiento.

Ventajas y desventajas del muestreo de separador

Tabla 2.2 Ventajas y desventajas del muestreo de separador

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Válido para casi todos los tipos de fluido • Para yacimientos de gas y condensado • Menor costo y riesgo que el muestreo de fondo • Permite tomar muestras de gran volumen • Las muestras son de fácil manejo en el laboratorio 	<ul style="list-style-type: none"> • Los resultados dependen de la exactitud con que se mida la RGA • Un error de 5% en las tasas de flujo producen errores del orden de 150 lpc en pb • Resultados erróneos cuando en el separador se tienen problemas de espuma, separación ineficiente o nivel inadecuado de la interfaz gas-líquido

2.1.1.2.2 Muestreo en cabeza de pozo.

El muestreo en la cabeza del pozo no es muy común, pero potencialmente es valioso, si se sabe que el fluido se encuentra en una sola fase, a las condiciones de temperatura y presión en la cabeza del pozo, lo cual aplica para aceites bajo saturados y gases secos.

El problema de utilizar el método radica en conocer si el fluido se encuentra en una sola fase en la cabeza del pozo. Este método puede ser usado para cualquier fluido, excepto para aceites con presión de saturación relativamente baja.

Para este tipo de muestreo el periodo de acondicionamiento del pozo depende del volumen de fluido de yacimiento que ha sido alterado (ya sea por contaminación con fluidos de perforación o por la producción del pozo a presiones menores de la presión de saturación original del yacimiento).

Ventajas y desventajas del muestreo en cabeza de pozo:

Tabla 2.3 Ventajas y desventajas del muestreo en cabeza de pozo

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Para yacimientos bajo saturados de crudo o gas y condensado • Rápido y de bajo costo • No requiere de la medición de tasas de flujo 	<ul style="list-style-type: none"> • Es difícil tomar una muestra representativa por la agitación de los fluidos • No se debe usar si hay flujo bifásico en el cabezal

2.1.1.3 Herramientas para muestreo de fluidos petroleros.

2.1.1.3.1 Muestreador Monofásico de yacimientos.

El Muestreador Monofásico de yacimientos (Single Reservoir Sample, en inglés) es una herramienta para tomar muestras de fondo, como se muestra en la Figura 2.1. Obtiene muestras con un alto nivel de representatividad y la muestra recuperada es obtenida en una sola fase y sin alteraciones.

La herramienta se compone de un reloj mecánico para establecer el tiempo de la apertura de la válvula reguladora, una válvula reguladora, un pistón flotante que aísla la muestra representativa del yacimiento y actúa en el dispositivo de cierre, un fluido para mantener la presión preestablecida de la muestra, un dispositivo de bloque para evitar la apertura de la herramienta y una cámara donde se almacena la muestra.

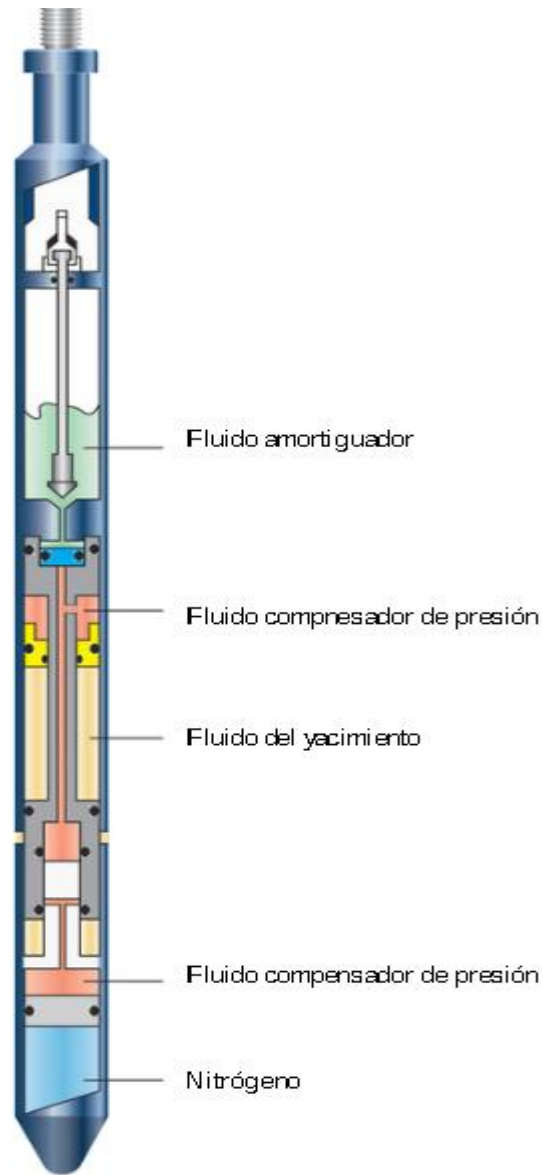


Figura 2.1 Muestreador monofásico de yacimientos

2.1.1.3.2 *Sample Carrier.*

La herramienta Sample Carrier (SCAR), Figura 2.2, obtiene muestras de alta calidad y ahorra tiempo en perforación. Permite tomar muestras en cualquier momento durante el flujo debido a la presión ejercida en el espacio anular. Esta herramienta es ideal para pozos High Pressure High Temperature (HP/HT), pozos con contenido de ácido sulfhídrico (H₂S) y yacimientos cercanos a la presión de saturación.

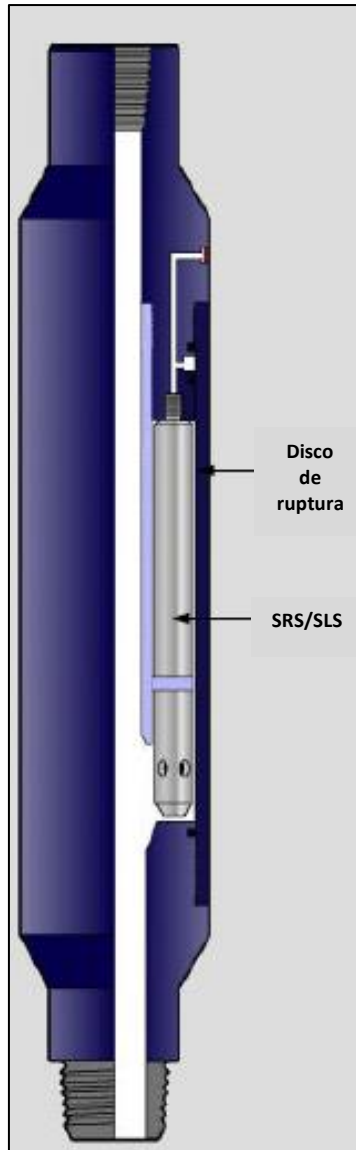


Figura 2.2 Herramienta Sample Carrier

2.1.1.3.3 Oilphase data recording sampler (DRS).

El registro de datos de muestra (DRS, por sus siglas en inglés) es útil para cualquier tipo de muestreo. Antes de realizar el muestreo, la herramienta es programada en superficie. Es esencial para pruebas PVT y estudios de agua de formación. Esta herramienta proporciona registros de presión y temperatura desde que el DRS es enviado al fondo hasta que la muestra es tomada. La Figura 2.3 es un ejemplo de una herramienta DRS.

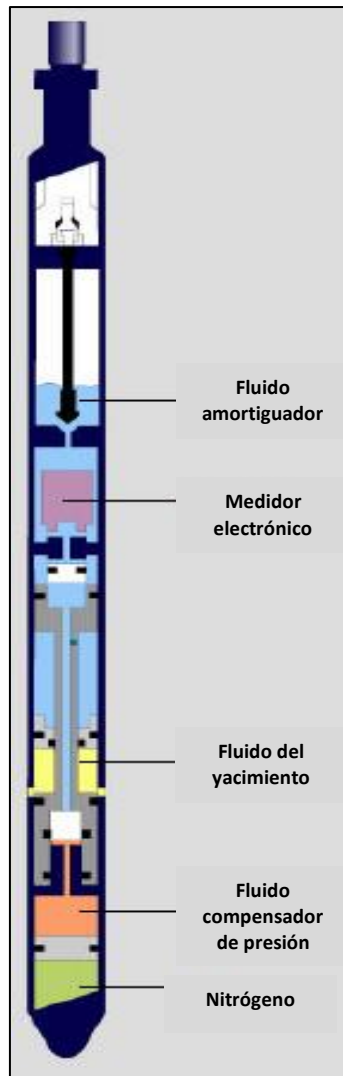


Figura 2.3 Registro de Datos de Muestra (DRS)

2.1.1.3.4 Electric Line Carrier.

La herramienta Electric Line Carrier (ELC), Figura 2.4, es diseñado para emplearlo con hidrocarburos de tipo gas amargo y es utilizado en conjunto con el registro PLT. Es económico y se adapta al muestreador SRS.

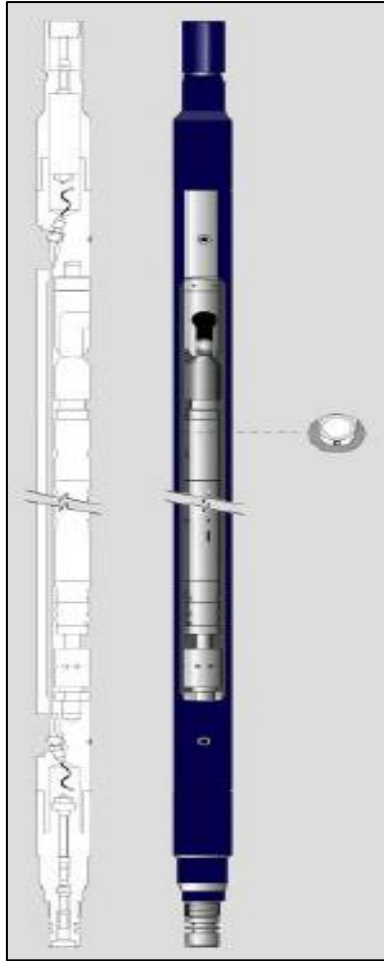


Figura 2.4 Electric Line Carrier

2.1.2 Experimentos para la determinación de la composición.

La composición de los fluidos en el yacimiento es fundamental para determinar sus propiedades físicas y químicas. De manera superficial y para casos prácticos se identifica a la composición del crudo desde C_1 hasta C_6 para los componentes más ligeros, y el resto de la composición se agrupa en C_{7+} . Pero esta composición solo es útil para un aceite negro, el resto de los fluidos no se puede clasificar de esta manera porque su composición no es estable debido a que dependen en gran medida de la presión y temperatura del yacimiento.

Determinar con mayor exactitud la composición de los fluidos va a depender de que se realice un muestreo adecuado, ya sea cuando el fluido se encuentre en una sola fase o en dos fases.

Independientemente de la fase en la que se tome la muestra, esta deberá ser flasheada a condiciones estándar (14.9 psia y 60°F) para asegurar la estabilidad de las muestras. Existen dos técnicas para determinar la composición de los fluidos: cromatografía de gases y destilación para el crudo.

2.1.2.1 Destilación del crudo.

En esta técnica el crudo se lleva al punto de ebullición de cada componente para que, conforme se calienta la muestra sus componentes más ligeros se vaporicen, dejando una alta concentración de componentes pesados. La destilación se realiza mediante un aparato de destilación Fischer, que cuenta con una columna Spaltrohr HMS 500, donde se coloca la muestra de crudo en el matraz de destilación, se calienta la muestra hasta el punto de ebullición. La temperatura se puede variar la temperatura según se requiera. Los resultados de la composición de un crudo se muestran en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Resultados obtenidos mediante análisis composicional mediante destilación de crudo

Componente	Concentración (% mol)
N	0.303
CO ₂	4.108
H ₂ S	2.890
C ₁	27.447
C ₂	6.452
C ₃	6.287
iC ₄	0.950
C ₄	4.066
iC ₅	1.987
C ₅	2.481
C ₆	1.072
C ₇	0.996
C ₈	1.713
C ₉	1.511
C ₁₀	1.266
C ₁₁₊	32.471
Total	100.00

2.1.2.2 Cromatografía de gases.

A diferencia de la destilación, la cromatografía de gases es capaz de identificar los componentes más pesados de un fluido, hasta C₈₀. Pero esta técnica funciona con el mismo principio que la

destilación, ya que lleva a su punto de ebullición a cada componente de la muestra, provocando que los componentes más ligeros se vaporicen dejando los más pesados.

Esta técnica se realiza con un equipo que consta de una válvula de inyección, una columna porosa, gas portador (comúnmente helio), un horno y conjunto de detectores. Para realizar la cromatografía se inyecta el fluido a través de la válvula de inyección, se calienta hasta el punto de ebullición y posteriormente es transportada mediante el helio, para que finalmente se separen los componentes de la muestra, y nuevamente utilizando el gas transportador o helio, los componentes son llevados a los detectores. Existen dos tipos de detectores de los componentes: detector de conductividad térmica y detector de ionización de llama. El primero se utiliza para detectar componentes no hidrocarburos como dióxido de carbono, nitrógeno, y sulfuro de hidrogeno, y el otro detecta únicamente hidrocarburos.

2.1.3 Experimentos de expansión a composición constante.

La expansión a composición constante (CCE por sus siglas en inglés) también es llamada composición a masa constante (CME) debido a que la composición de la muestra o su masa no tendrán ninguna modificación dentro de la celda PVT. El objetivo principal de este experimento es determinar la relación de presión y temperatura de la muestra con el yacimiento y determinar su presión de saturación.

Para realizar este experimento, se utilizan muestras que se encuentran en una sola fase y se efectúa en una celda PVT. La presión y temperatura de la muestra deben igualarse a las condiciones de yacimiento, para ello se comprime la muestra hasta alcanzar estas condiciones. Después haber llegado a las condiciones de yacimiento se lleva a cabo un experimento de agotamiento mediante la variación del volumen de la muestra hasta llegar a la presión de saturación y la muestra logre entrar a la región de dos fases, tal como se muestra en la Figura 2.5.

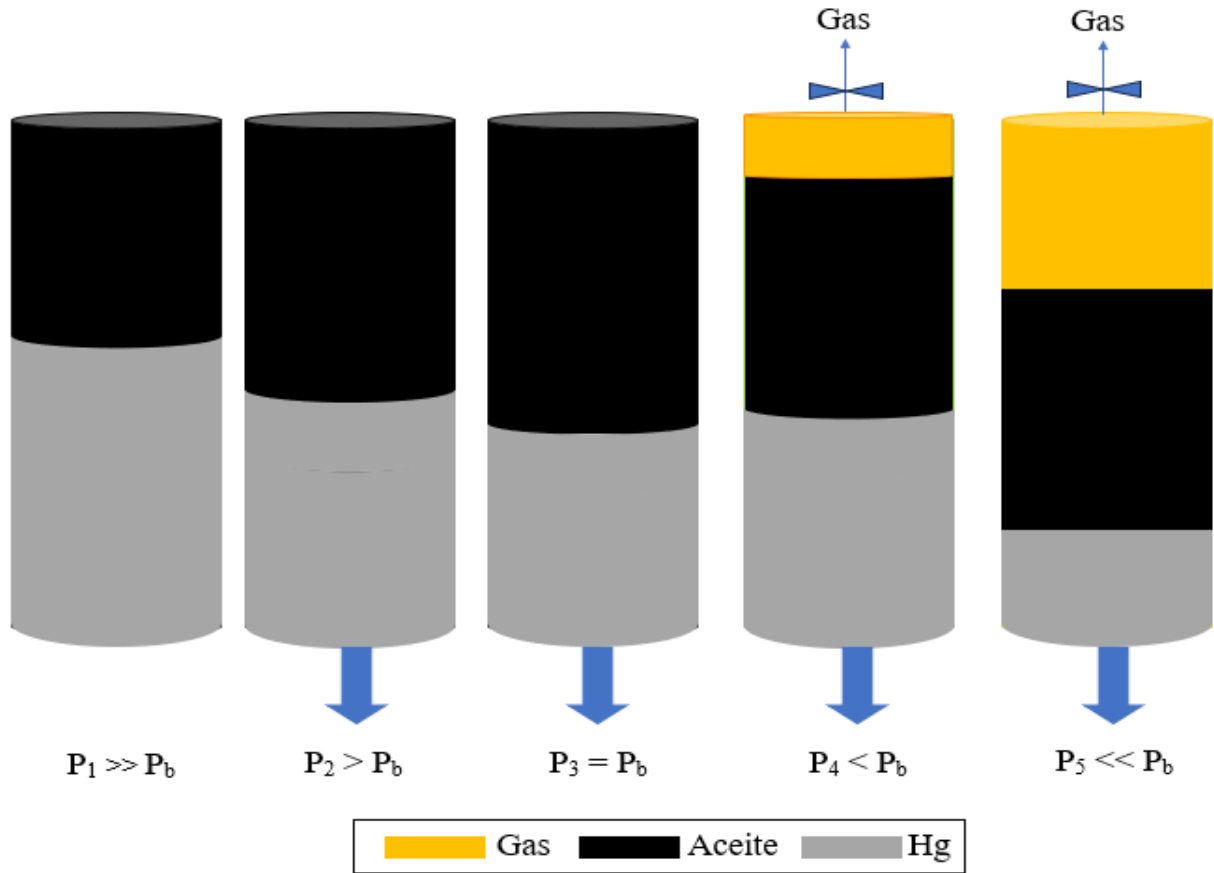


Figura 2.5 Comportamiento de la presión y volumen mediante CCE

La presión es el factor más importante porque “en la región monofásica, el aceite es incompresible, lo que da lugar a una gran reducción de la presión con un pequeño aumento de volumen. En cuanto se alcanza el punto de burbuja, debido a la compresibilidad de la fase de vapor recién formada, la misma magnitud de volumen provoca una menor reducción de la presión” (Danesh, 1998). Este efecto se presenta para un aceite negro donde se determinan sus propiedades físicas. En el caso del gas seco y gas húmedo siempre se mantendrán en una sola fase, no cambiara su composición.

Además de la presión de saturación, este experimento puede determinar la densidad, composición, viscosidad, tensión superficial y factor z , en el caso de los gases. La Tabla 2.5 es un ejemplo de los resultados obtenidos en un experimento CCE.

Tabla 2.5 Resultados obtenidos de un experimento CCE a 1,240 °C para el pozo FB-06

Presión (kg/cm ²)	Volumen Relativo (cm ³ /cm ³)	Factor de Volumen del Aceite (m ³ / m ³)	Densidad del Aceite @ c.y. (gr/cm ²)	Compresibilidad del Aceite x10 ⁻⁶ (1/kg/cm ²)
350	0.9811	1.2335	0.8664	
300	0.9848	1.2382	0.8631	7.51
250	0.9886	1.2430	0.8598	7.63
200	0.9927	1.2482	0.8562	7.87
150	0.9975	1.2541	0.8521	8.28
129	1.0000	1.2573	0.8499	8.44
125	1.0105			
120	1.0214			

2.1.4 Experimentos de separación diferencial.

El experimento de separación diferencial (DL por sus siglas en inglés) analiza el comportamiento del volumen del crudo mientras ocurre la liberación del gas en la etapa de producción, durante el agotamiento de la presión del yacimiento. Este experimento se debe realizar considerando las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Por esto también se le denomina agotamiento diferencial.

El experimento DL consiste en reducir la presión y aumentar el volumen de la celda PVT por debajo de la presión del punto de burbuja hasta estabilizar las dos fases que se encuentran en el fluido. Después de ello existe una liberación isobárica del gas, provocando una reducción en el volumen de la celda PVT. Ese experimento se repite, variando en cada etapa la presión, hasta alcanzar las condiciones de presión y temperatura estándar. Debe de tomarse un registro del cambio de volumen del fluido, el volumen del gas liberado y la gravedad específica. Al volumen restante de la última etapa realizada se le denomina volumen residual, Figura 2.6. Para determinar el volumen remanente de crudo se utiliza el coeficiente de contracción térmica, la presión atmosférica y temperatura de la celda.

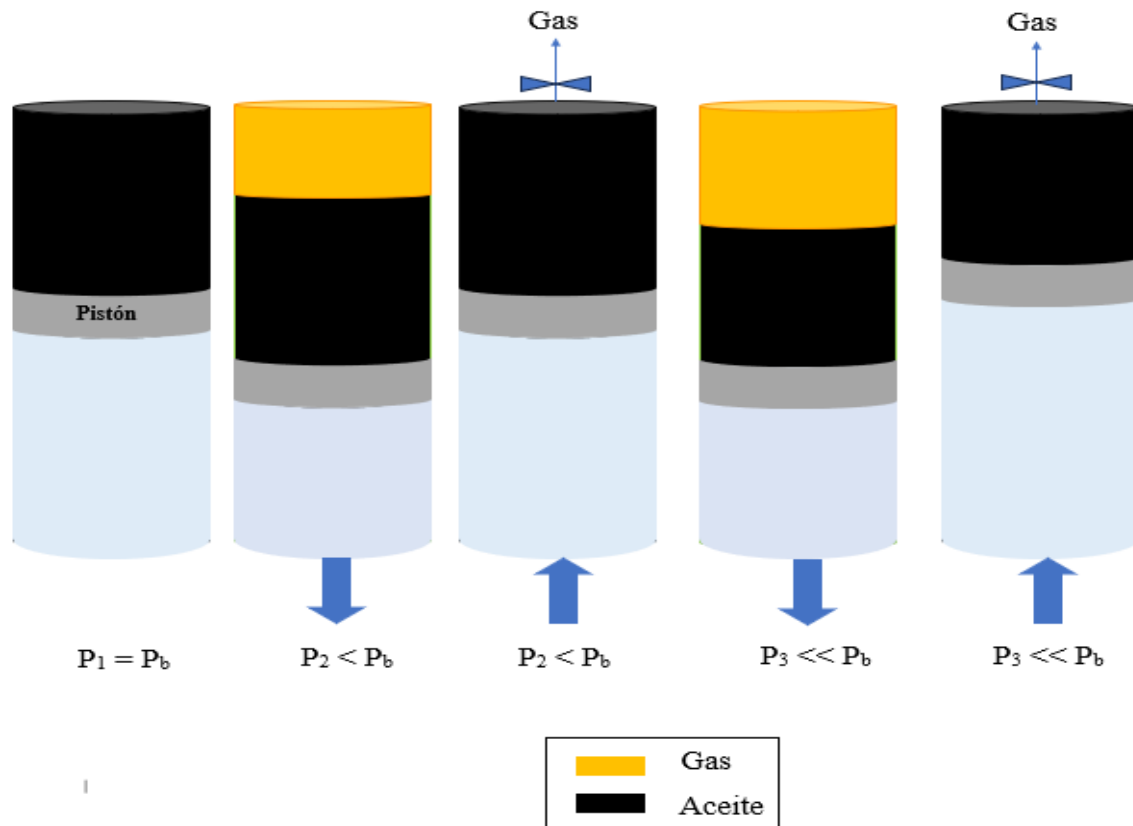


Figura 2.6 Comportamiento de la presión y volumen mediante DL

Las propiedades que se obtienen de este experimento son B_o , RGA, factor z , B_t , adicionalmente también se puede obtener B_g . Pero el valor de estas propiedades serán diferentes para el experimento de CCE y DL debido a que el volumen remanente de crudo será diferente para cada experimento, el volumen en DL es menor debido a una mayor liberación de gas.

2.1.5 Experimentos de separación a volumen constante.

El experimento de separación a volumen constante (CVD por sus siglas en ingles), al igual que el experimento DL, analiza el comportamiento de la producción durante el agotamiento de la presión del yacimiento.

La diferencia es que el experimento CVD es empleado para gas y condensado. Este experimento consiste en observar el comportamiento de la producción de gas y condensado mientras el volumen de la celda PVT permanece constante en cada etapa del experimento. Se introduce una muestra de fluido monofásico en la celda PVT a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

En cada etapa la presión se reduce provocando una expansión en el volumen. La composición de la muestra permanece constante siempre y cuando permanezca por encima del punto de rocío. Conforme se reduce la presión el fluido es llevado al punto de rocío obteniendo el volumen esperado, Figura 2.7. Este experimento es denominado CVD porque la presión se reduce hasta llegar por debajo de la presión del punto de rocío y se recupera el volumen original. La Tabla 2.6 es un ejemplo de los resultados obtenidos en una prueba CVD.

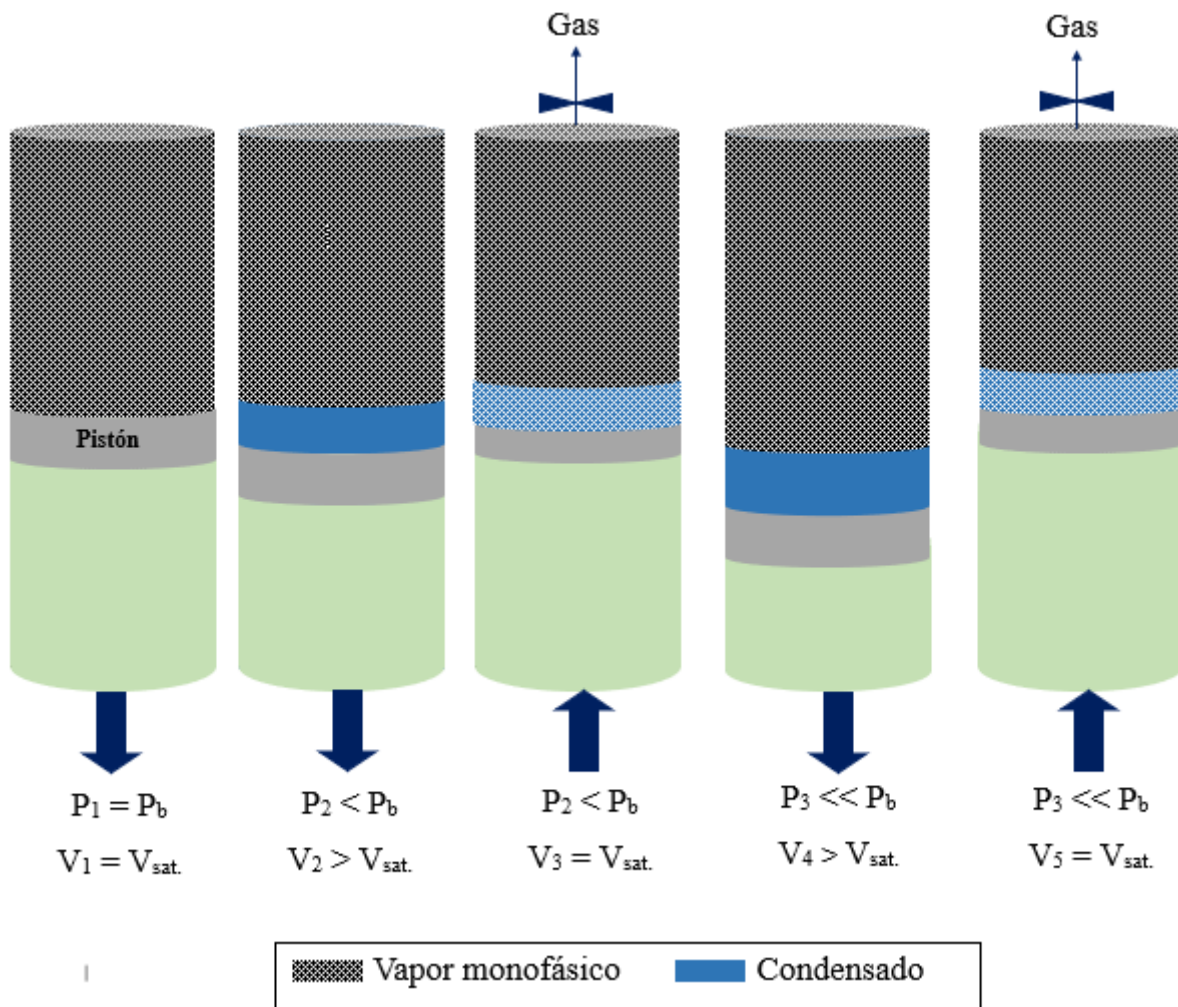


Figura 2.7 Comportamiento de la presión y volumen del fluido durante un experimento CVD

Tabla 2.6 Resultados obtenidos en un experimento DL a 1240 °C para el pozo FB-06

Presión	Relación Gas disuelto Aceite	Factor de volumen del aceite	Factor de Volumen del Gas $\times 10^{-3}$	Factor de Volumen de la fase mixta	Densidad del aceite @c.y.	Producción acumulada de gas de gas	Densidad relativa del Gas (aire = 1)	Factor de desviación "z" del gas (Adim.)	Volumen relativo líquido	Densidad del Gas @ c.y.
(kg/cm ²)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(gr/cm ³)	(%)	(aire = 1)	(Adim.)	(%)	(gr/cm ³)
129	59.57	1.2573	---	1.2573	0.8499	0.0	---	---	100.00	---
120	55.46	1.2434	10.05	1.2847	0.8568	3.27	0.771	0.8835	98.89	0.0924
100	49.04	1.2188	12.13	1.3465	0.8687	12.46	0.777	0.8924	96.94	0.0772
80	42.53	1.1936	15.15	1.4518	0.8818	21.77	0.790	0.9040	94.93	0.0628
50	32.45	1.1554	25.72	1.8532	0.9019	38.87	0.841	0.9310	91.89	0.0394
25	22.69	1.1164	48.70	2.9127	0.9220	57.37	0.955	0.9620	88.79	0.0205
0	0.0	1.0445	---	---	0.9489	100.00	---	1.000	83.07	---

Densidad del aceite residual = 0.9952 (gr/cm³) = 10.68 (°API)

Coefficiente de expansión térmica del aceite residual = 0.000428 (1/°C)

2.1.6 Experimentos de separadores.

Los experimentos de separadores sirven para analizar el comportamiento de un aceite negro cuando es llevado de condiciones de yacimiento a condiciones estándar y simular las etapas de separación durante la producción, ya que estos cambios producen la liberación del gas. En este experimento lo que se va variando es la temperatura, la presión solo es llevada a condiciones estándar.

El experimento consiste en simular las etapas de separación por las que pasa el crudo, Las etapas de separación van a depender de la cantidad de gas disuelto en el crudo, comúnmente se realiza en dos etapas de separación flash; la primera es donde ocurre la separación del crudo y gas y la segunda es el almacenamiento del crudo a condiciones estándar. Los casos donde se realizan más de dos etapas es cuando el crudo esta sobresaturado. Cada etapa de separación se lleva a cabo a presiones diferentes para determinar las condiciones del separador. La Figura 2.8 muestra el procedimiento del experimento.

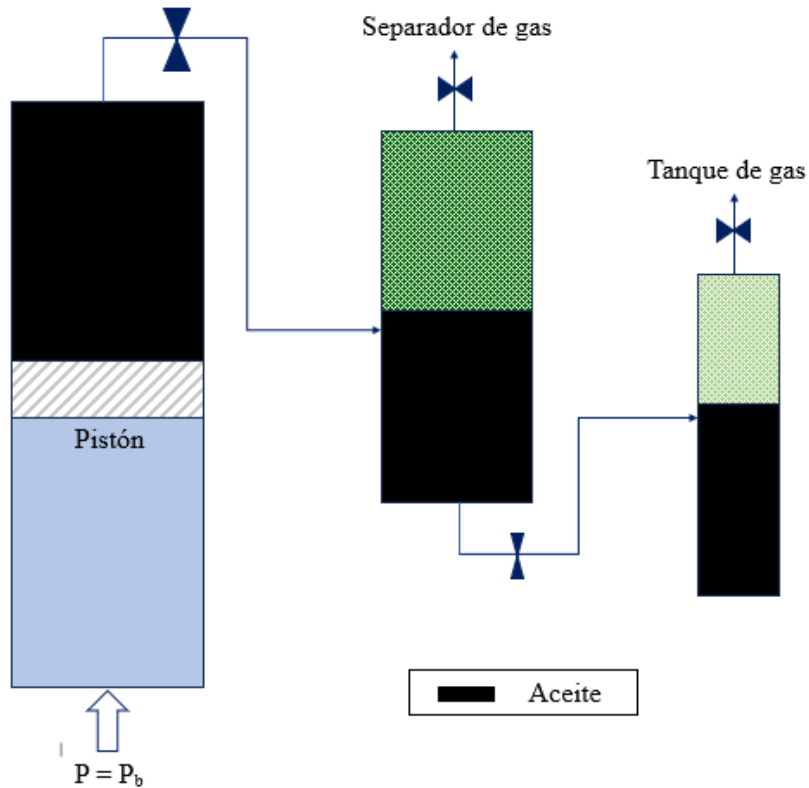


Figura 2.8 Experimento de separadores

Este experimento determina tres propiedades principales: el comportamiento de la presión al pasar de la presión de burbuja a la presión atmosférica, P_b y RGA. Otras propiedades que se determinan con este experimento son el factor de volumen del separador y del tanque de almacenamiento, la gravedad específica, un ejemplo de los resultados obtenidos en un experimento de separador es la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Resultados obtenidos en la separación de tres etapas para el pozo FB-06

Etapa	Presión (kg/cm²)	Temperatura (°C)	RGA (m³/m³)	Sh (m³/m³)	ρ_{rg} (aire = 1)	Gp (%)	ρ_o (gr/cm³)
1	5.1	53.7	46.22	0.8791	1.013	93.93	0.8762
2	1.6	51.3	2.99	0.9842	1.273	6.07	0.9764
3	0	20.0	0.00	1.0000	---	0.00	0.9921

2.2 Experimentos especiales.

2.2.1 Caracterización ASSAY.

La caracterización ASSAY es una serie de pruebas de laboratorio empleadas para determinar las propiedades fisicoquímicas del crudo, poder caracterizarlo y determinar su rendimiento, así como, determinar su comportamiento cuando es llevado a refinación. Estas pruebas no solo se le realizan al crudo, sino también a sus componentes destilados. Son realizadas para el diseño y optimización de plantas de procesamiento, transporte, almacenamiento y, comercialización del crudo y sus derivados.

La caracterización ASSAY se realiza mediante la determinación de propiedades específicas del crudo como gravedad específica en °API, contenido de azufre, viscosidad, contenido de metales, carbón conradson, temperatura de escurrimiento, poder calorífico, entre otros. Para determinar estas propiedades se realiza una destilación del crudo para poder obtener curvas True Boiling Point (Curvas TBP).

La curva TBP (True Boiling Point) es una representación gráfica de la destilación de los componentes del crudo en función de la temperatura. Esta curva muestra la relación entre la temperatura de ebullición verdadera y el porcentaje acumulado de destilado. La curva TBP permite identificar los puntos de corte para cada fracción del crudo, mostrando el rendimiento en porcentaje de volumen y peso a medida que aumenta la temperatura, la representación gráfica de los puntos de corte para cada fracción se muestra en la Figura 2.9. Es fundamental en la refinación ya que permite entender y optimizar los procesos de destilación.

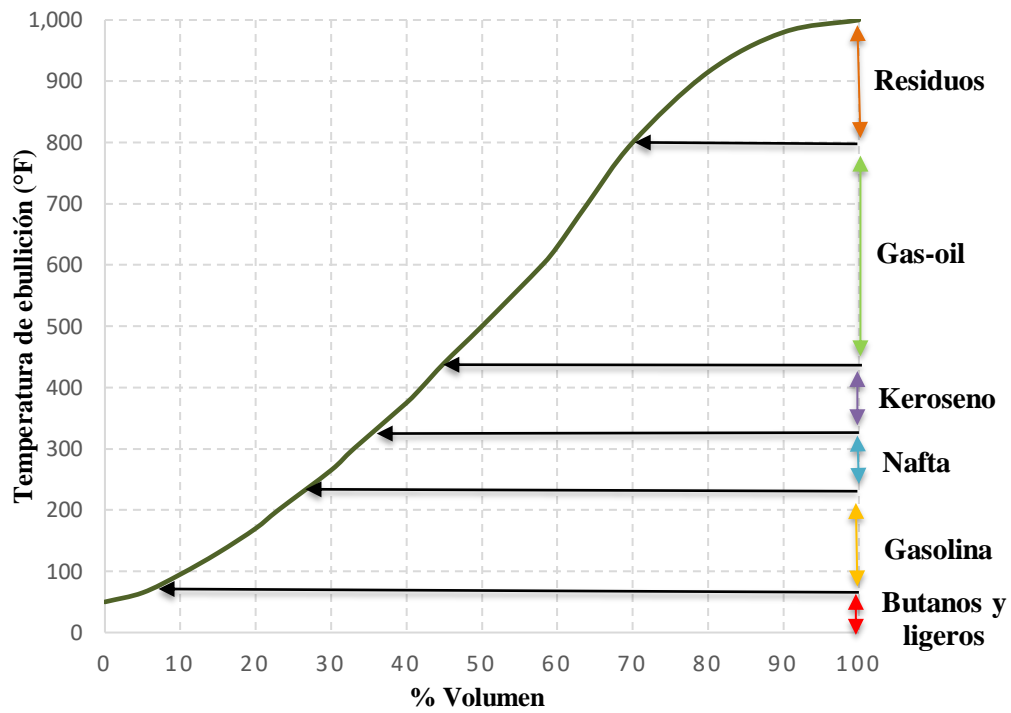


Figura 2.9 Curva True Boiling Point

La Figura 2.10 es un ejemplo de la representación de la curva TBP de un aceite crudo del campo Tlaloc.

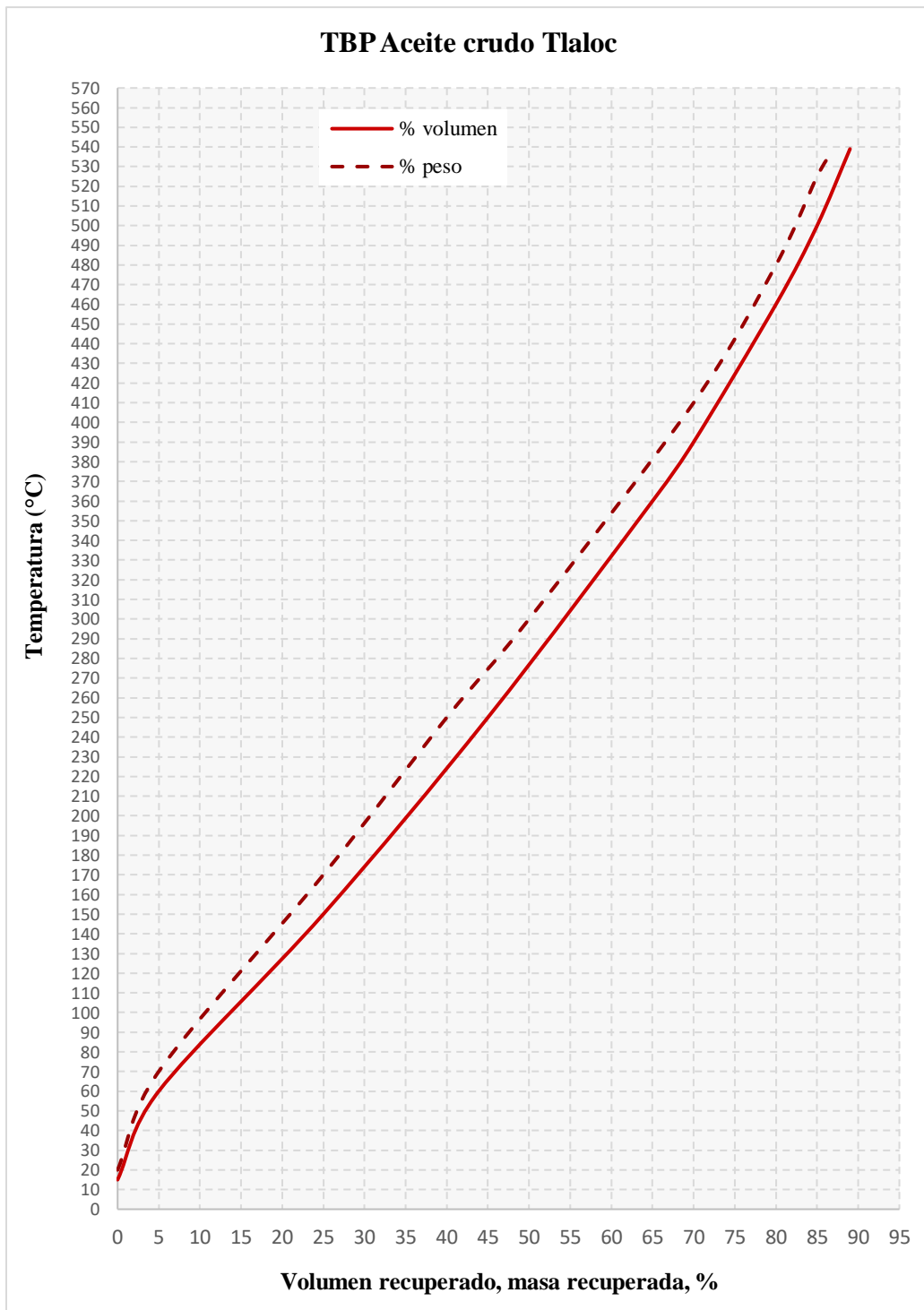


Figura 2.10 Curva TBP de aceite crudo del campo Tlaloc realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo

La caracterización está integrada por tres grupos de métodos distintos: Caracterización del crudo, caracterización de las destilaciones del crudo y caracterización de las fracciones destiladas. La mayoría de estos métodos son realizados mediante las normas ASTM (American Society for Testing and Materials). Cada método tiene el objetivo de determinar propiedades específicas del crudo y los destilados.

La metodología que se emplea para realizar las pruebas de caracterización ASSAY puede llevarse a cabo de la siguiente manera:

- a) Muestreo de crudo
- b) Caracterización fisicoquímica del crudo
- c) Destilación TBP del crudo
- d) Caracterización de destilados/caracterización de residuos
- e) Balance de materia
- f) Informe técnico

El muestreo del fluido debe de ser empelado bajo el método ASTM D-4057 para toma de muestras y productos. La Tabla 2.8 es un ejemplo de una toma de muestra para un análisis de crudo de Cárdenas-Mora. En este caso se tomó la decisión de tomar la muestra en la batería de separación.

Tabla 2.8 Información del muestreo en la batería de separación Tlaloc

Corriente de aceite	Información del Muestreo			
	Fecha	Lugar	Responsables	Condiciones
Crudo Tlaloc	27-junio-2022	Batería Tlaloc	Pemex, PEP Petrolera Cárdenas IMP	P=7.0 kg/cm ² T=29.0 °C

Los resultados obtenidos de la caracterización ASSAY se proyectan en un informe técnico. La Tabla 2.8 es un ejemplo de los resultados obtenidos de las propiedades fisicoquímicas del crudo. Mientras que la Tabla 2.9 es un ejemplo de los resultados de una caracterización de los residuos del crudo.

Tabla 2.9 Reporte de las propiedades físicas y químicas del crudo de Tlaloc

Propiedad	Método	Resultado
Gravedad específica @ 60/60°F	ASTM D1298	0.8353
Gravedad API		37.9
Viscosidad cinemática, cSt @		
15.6 °C	ASTM D445	6.60
21.1 °C		5.91
25.0 °C		5.49
Carbón Ramsbottom, % peso	ASTM D524	1.02
Carbón Conradson, % peso	ASTM D189	1.64
Agua por destilación, % volumen	ASTM D4006	0.10
Agua y Sedimento, % volumen	ASTM D4007	0.20
Sedimentos por extracción, % peso	ASTM D473	0.04
Azufre total, % peso	ASTM D4294	1.011
Factor de caracterización, (K_{UCP})	UOP375	12.2
Presión de vapor Reid, lb/plg²	ASTM D323	9.25
Temperatura de escurrimiento, °C	ASTM D5853	<-45
Contenido de sal, lb/1000 BI	ASTM D3230	64.18
Ácido sulfhídrico, mg/Kg (ppm)	UOP 163	12.8
Mercaptanos, mg/Kg (ppm)	UOP 163	151.4
No. de neutralización (TAN), mg KOH/g	ASTM D664	0.25
Nitrógeno total, mg/Kg (ppm)	ASTM D4629	459.3
Nitrógeno básico, mg/Kg (ppm)	UOP 269	94.7
Insolubles en nC₇, % peso	ASTM D3279	0.54
Poder calorífico bruto, Btu/lb	ASTM D240	19251.0
Poder calorífico neto, Btu/lb	ASTM D240	18000.0
Contenido de cenizas, % peso	ASTM D482	0.0030
Temperatura de inflamación, °C	ASTM D56	<0.0
Parafinas, % peso	UOP 46	5.69
Metales, mg/Kg (ppm)		
Cobre	ASTM D5863	<0.08
Fierro		6.58
Níquel		0.70
Vanadio		4.01
Agua libre, % peso = 2.1		

2.2.2 Análisis S.A.R.A.

Para optimizar el rendimiento de los crudos en las refinerías se necesitan métodos que analicen la composición de estos, los componentes pesados que contiene el crudo suelen afectar el rendimiento del crudo. El análisis S.A.R.A se refiere al método de fraccionamiento de los componentes más pesados del crudo en fracciones más pequeñas, saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos para analizar la composición y saber cómo tratarlos. Existen distintos métodos para realizar el fraccionamiento de los componentes S.A.R.A.

2.2.2.1 Método de ecuaciones de estado (EOS).

Un método es mediante ecuaciones de estado (EOS). Las cuales predicen la densidad del crudo pesado y sus fracciones S.A.R.A para modelar la precipitación de asfáltenos. La EOS fue propuesta por Akbarzadeh, K en 2004, ecuación 2.1.

$$P = \frac{RT}{V} \left(\frac{v + 2b}{v - b} \right) - \frac{a}{v(v + b)} \quad (2.1)$$

Para el cálculo de las densidades se debe obtener el factor acéntrico de las fracciones S.A.R.A. mediante el factor de corrección K. Un ejemplo del resultado de las densidades para un crudo pesado en el oeste de Canadá empleando la ecuación de estado, Tabla 2.10.

Tabla 2.10 Resultado de las densidades para un crudo pesado en el oeste de Canadá empleando la ecuación de estado

Fracciones	MW, g/mol	Densidad experimental	Densidades calculadas, Kg/cm ³		
		Kg/cm ³	A 22.5°C y 0.101 MPa		
Athabasca					
Saturados	524	900	743	432	385
Aromáticos	550	1,003	808	679	607
Resina	976	1,058	1,385	585	525
Asfáltenos	21,900	1,192	367	500	448
	%ADD		34.25	46.76	52.37
Cold Lake					
Saturados	508	882	781	441	394
Aromáticos	522	995	791	689	615
Resinas	930	1,019	1,165	592	531
Asfáltenos	19.200	1,190	893	498	447
	%ADD		17.80	45.21	50.96
Lloydminster					
Saturados	508	876	717	457	407
Aromáticos	522	997	822	683	611
Resinas	930	1,039	903	604	542
Asfáltenos	19.2000	1,181	893	499	448
	%ADD		18.30	44.73	50.53
Peace River					
Saturados	508	881	742	452	403
Aromáticos	522	1,004	824	681	609
Resinas	930	1,051	1,052	564	506
Asfáltenos	19.2000	1,182	1,415	499	448
	%ADD		13.37	46.24	51.88

2.2.2.2 Fraccionamiento por extracción secuencial.

El método de extracción de fluidos supercríticos (SCFE) sirve para separar las fracciones no destilables y es capaz de producir altos volúmenes de cada fracción. Pero es un método complejo, por ello solo es ideal para caracterizaciones limitadas. Separa los residuos hasta veinte veces en subfracciones estrechas, conforme al peso molecular de cada fracción. El proceso de fraccionamiento es similar a la destilación al vacío, la diferencia es que este método utiliza una

temperatura inferior a la de craqueo. La Figura 2.11 es un ejemplo del equipo que se utiliza para realizar este tipo de fraccionamiento.

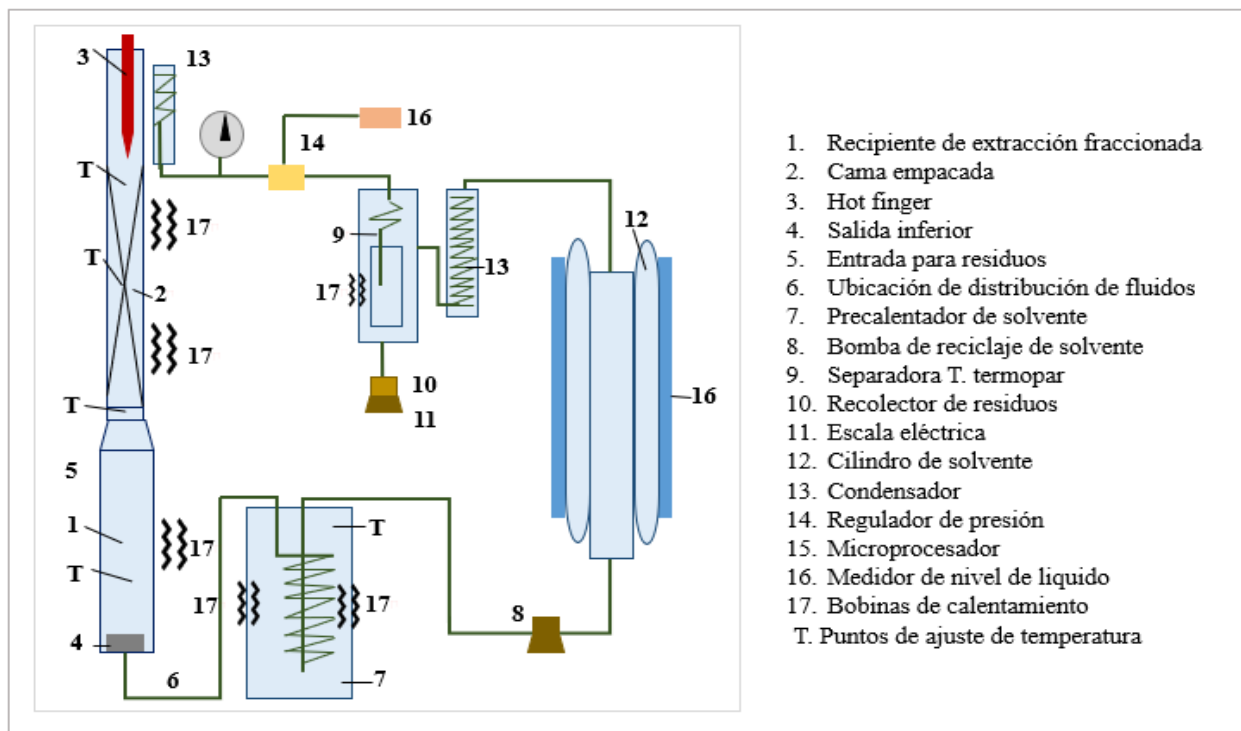


Figura 2.11 Equipo empleado en la extracción de fluidos supercríticos

2.2.3 Pruebas de hinchamiento.

La prueba de hinchamiento se refiere a la variación de la presión y volumen del crudo mediante la inyección de gas para analizar su comportamiento y determinar la presión de saturación. Esta prueba se basa en el experimento de expansión a composición constante (CCE). La inyección de gas en el crudo se realiza en una celda PVT donde “La presión se aumenta hasta una presión lo suficientemente alta como para garantizar que todo el gas se disuelva en el aceite (podría rondar los 550 bar). Luego se reduce la presión para determinar el punto de saturación. Se registran la presión de saturación y el volumen hinchado a la presión de saturación” (Schou, Christensen, & Jawad, 2015).

Esta prueba se repite un cierto número de veces para observar cuando el punto crítico pasa del punto de burbuja al punto de rocío. La prueba da como resultado el comportamiento del volumen

del crudo cuando se le inyecta gas y la máxima presión a la que el crudo puede disolver gas como se muestra en la Figura 2.12.

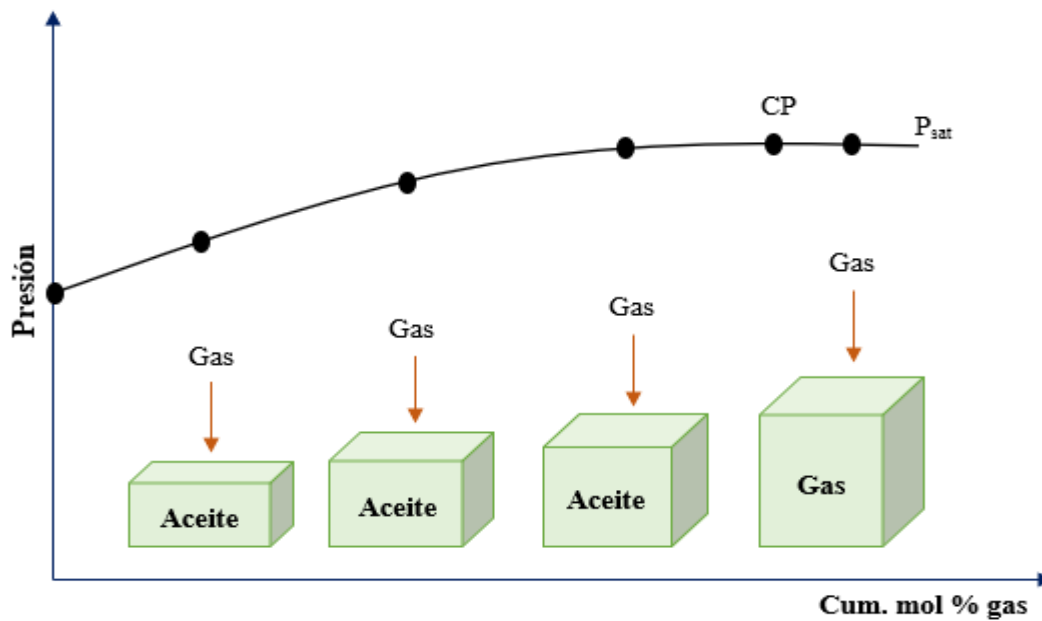


Figura 2.12 Comportamiento del volumen y presión del crudo mediante la inyección de gas

La visualización de los resultados obtenidos en una prueba de hinchamiento se muestra en la Tabla 2.11, donde se muestra la composición del crudo y la inyección del gas.

Tabla 2.11 Resultados obtenidos de una prueba de hinchamiento a 77°C para un yacimiento de aceite con inyección de gas

Etapa	%Mol Gas/Mol inicial de aceite	RGA Sm ³ /Sm ³	Presión de saturación (bar)	Punto de saturación	Volumen de hinchamiento/Volumen inicial de aceite	Densidad g/cm ³
1	0.0	0.0	87.5	Burbuja	1.0000	0.7961
2	25.0	28.7	110.5	Burbuja	1.0761	0.7880
3	75.0	86.2	143.7	Burbuja	1.2314	0.7729
4	125.0	143.6	165.9	Burbuja	1.3916	0.7586
5	200.0	229.8	198.1	Burbuja	1.6296	0.7434
6	225.0	258.4	209.6	Burbuja	1.7082	0.7396
7	275.0	316.0	230.3	Rocío	1.8656	0.7328

2.2.4 Pruebas de presión mínima de miscibilidad.

La prueba de presión mínima de miscibilidad se refiere a la inyección de gas al crudo para determinar la presión mínima a la que estos dos fluidos serán miscibles cuando son llevados a ciertas temperaturas. Los gases que comúnmente son inyectados son los producidos por el crudo o dióxido de carbono (CO₂). El comportamiento del gas al ser inyectado en el crudo, donde este no funciona como un mecanismo de empuje, sino que se mezclan para cambiar el equilibrio que existe entre estas dos fases. “El gas puede absorber selectivamente componentes de la fase de petróleo (mecanismo de vaporización), el petróleo puede absorber componentes de la fase de gas (mecanismo de condensación), o tanto el petróleo como el gas pueden tomar componentes de la otra fase (mecanismo de vaporización combinado)” (Schou, Christensen, & Jawad, 2015). El comportamiento de miscibilidad se muestra en la figura 2.13 para cada tipo de mecanismo.

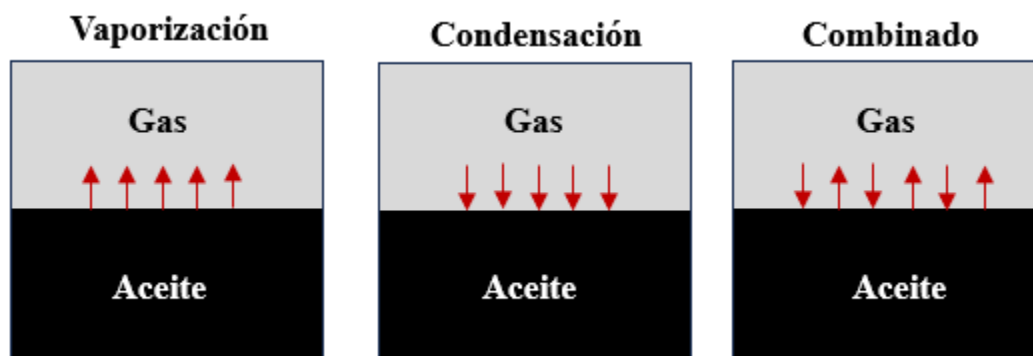


Figura 2.13 Mecanismos de miscibilidad

Existen dos tipos de métodos para determinar la presión mínima de miscibilidad: experimentales y, analíticos y termodinámicos. Los métodos experimentales son la prueba de tubo delgado y prueba de burbuja ascendente. Por otro lado, los métodos analíticos y termodinámicos son correlaciones matemáticas y ecuaciones de estado.

2.2.5 Métodos experimentales.

Los métodos experimentales son pruebas de laboratorio, donde se utiliza una muestra de gas de inyección y crudo para estimar cual será la presión mínima de miscibilidad de las muestras.

2.2.5.1 Prueba del tubo delgado.

Esta prueba se le denomina del tubo delgado porque el equipo donde se lleva a cabo la prueba consiste principalmente, de un tubo capilar en forma de espiral, que es saturado con arena, de una porosidad específica, donde se colocara la muestra de crudo al inicio de cada prueba que se realice. Además del tubo capilar, el dispositivo consta de tres cilindros tipo pistón donde se almacenarán los fluidos (crudo y gas), una bomba de desplazamiento positivo, un transductor, regulador de presión y una celda visual. Figura 2.14

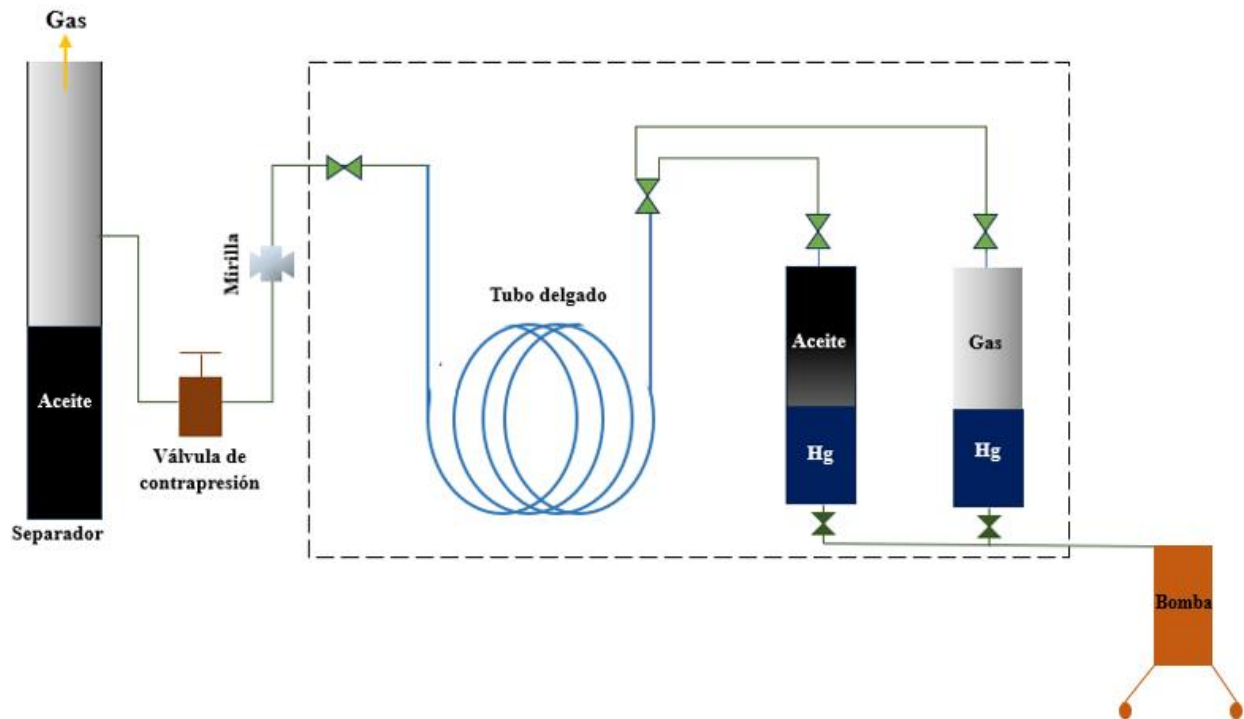


Figura 2.14 Equipo para realizar prueba de tubo delgado

Para poder estimar la PMM se deben de realizar mínimo cinco pruebas. Para cada una de ellas, al inicio se satura el tubo capilar con una muestra diferente de crudo, se inyecta el mismo gas para todas las pruebas manteniendo una presión constante, pero variando la presión del gas inyectado. “El criterio de prueba para la miscibilidad es la recuperación de petróleo de un número específico de volúmenes porosos (PV) tal como 1,2 PV de solvente”. (SLB Energy Glossary, s.f.)

Para observar en qué punto se alcanzó la PMM, en la gráfica de recuperación de crudo contra presión de poro, a distintas presiones, la presión donde ocurre la intersección de las dos rectas se denomina presión mínima de miscibilidad, tal como se ve en la Figura 2.15.

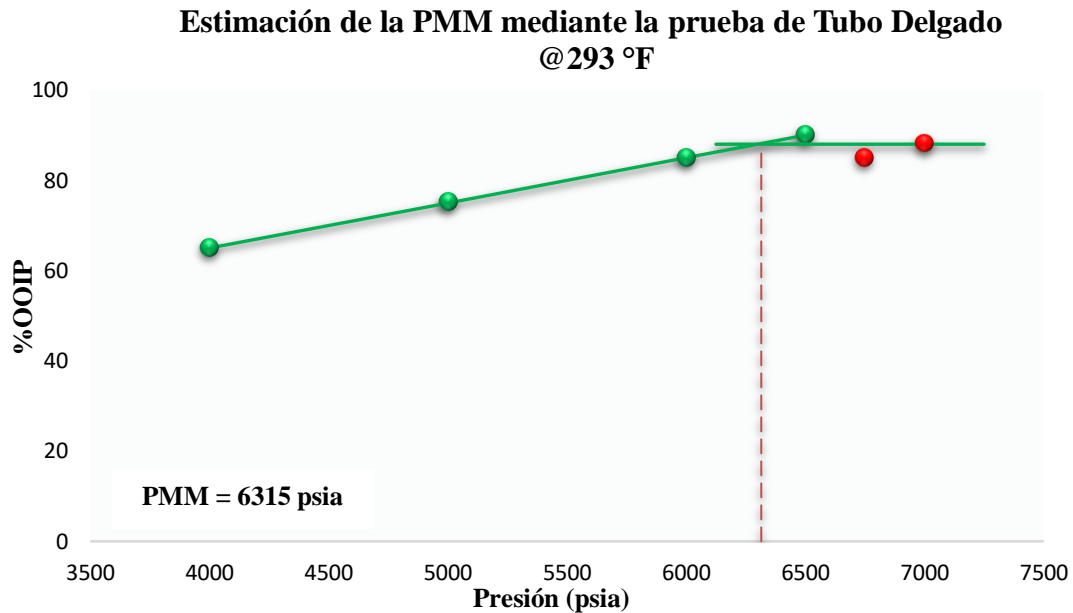


Figura 2.15 Recuperación de crudo vs presión de poro

2.2.5.2 Prueba de burbuja ascendente.

Esta prueba, al igual que la prueba de tubo delgado, se emplea para estimar la presión mínima a la que el crudo y el gas de inyección son miscibles entre sí. A diferencia de la prueba anterior, esta prueba ocupa un menor tiempo, ya que solo se necesita una prueba para determinar la PMM.

El equipo empleado en esta prueba consiste en un tubo vertical diseñado para trabajar a altas presiones, la parte inferior del tubo tiene un orificio y una aguja para la inyección de gas, el tubo está colocado dentro de un horno con controlador de temperatura, como en la Figura 2.16.

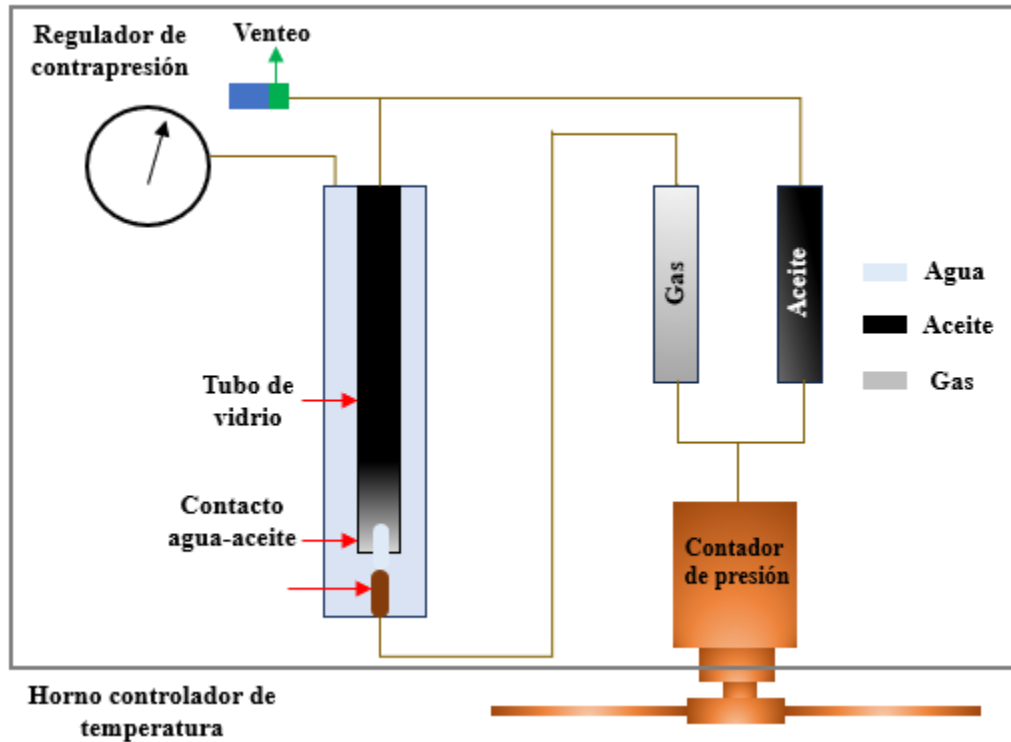


Figura 2.16 Equipo para realizar prueba de burbuja ascendente

La prueba consiste en saturar el tubo vertical con agua destilada, posteriormente se inyecta la muestra de crudo por la parte inferior provocando un desplazamiento del agua, posterior a ello se inyecta el gas por debajo del tubo. El gas se inyecta a una presión y temperatura específicas. La manera en determinar si la presión es la correcta para que los fluidos sean miscibles está en el comportamiento de la burbuja de gas. Si la burbuja se mantiene estable (no se deforma y permanece alejada del tope de la columna) los fluidos son miscibles, pero si está llega al tope y se deforma quiere decir que está por encima de la PMM.

Capítulo 3 . Análisis de la declinación de la producción de crudo en México

La producción de crudo en México es un factor importante en la matriz energética del país, la cual contempla la economía nacional y el desarrollo tecnológico del país. La producción de hidrocarburos en el país se encuentra dividida por cuatro regiones productoras, las cuales son: Región Marina Noreste (RMNE), Región Marina Suroeste (RMSO), Región Sur (RS) y Región Norte (RN), siendo la RMNE la que tiene un mayor aporte al volumen total de crudo, distribuidas dentro de las cuencas petroleras localizadas en territorio mexicano. La Figura 3.1 muestra la distribución geográfica de la producción de hidrocarburos en México por cuenca, las cuales son: Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste y Aguas Profundas.

La producción de crudo en México ha experimentado una trayectoria marcada por períodos de auge y declive. En 2004 México alcanzó el cenit en la producción nacional con 3.38 MMbd, ocupando el quinto lugar a nivel mundial. A partir del pico máximo de producción, México ha experimentado una declinación progresiva en la producción nacional hasta alcanzar en 2024, una disminución de poco más de la mitad de la producción que se tenía hace 20 años, con 1.76 MMbd y ocupando el lugar doce en producción a nivel mundial.



Figura 3.1 Mapa de las cuencas de producción y su reserva asociada de hidrocarburos en México

El comportamiento de la producción nacional de crudo, en particular su decremento, se ve afectado por factores como el agotamiento de presión en campos maduros, la falta de descubrimientos de yacimientos, desafíos técnicos en la explotación de nuevos yacimientos, inversión en exploración y producción, e implementación de técnicas de recuperación debido a pérdidas de presión en el yacimiento y la invasión de agua. La creciente declinación en la producción ha requerido un análisis en cómo se ha administrado la producción a lo largo de los años. El análisis en la declinación es crucial para entender cómo impactan estos factores a la producción y realizar estrategias para evitar el declive continuo en el futuro. Este análisis se realiza mediante el análisis de la evolución en el comportamiento de la producción nacional, identificando patrones de declive, factores geológicos y económicos, así como su factor de declinación.

3.1 Comportamiento de la declinación de la producción nacional de crudo.

El comportamiento de la producción de crudo a nivel nacional se ve afectado principalmente, por la gestión de la explotación de los campos, la implementación de tecnologías para la extracción, el manejo integral de los yacimientos, así como de las políticas económicas. La gráfica presentada en la Figura 3.2 ilustra el comportamiento de la producción de crudo en México durante un periodo de veinte años, donde se observa el Factor de declinación anual (FDA) el cual describe la disminución de la tasa de producción de crudo en el periodo de un año. En la gráfica se observa que, en 2004 se alcanzó el pico máximo de producción con 3.38 MMbd, mientras que en el año 2024 esta cifra ha disminuido a 1.76 MMbd (BDI Pemex, 2025). Esto representa un factor de declinación anual de 3.59% y un factor de declinación mensual de 0.3%, equivalente a una pérdida promedio de 81.19 Mbd. Como resultado, el volumen actual de producción es inferior a la mitad del registrado hace dos décadas.

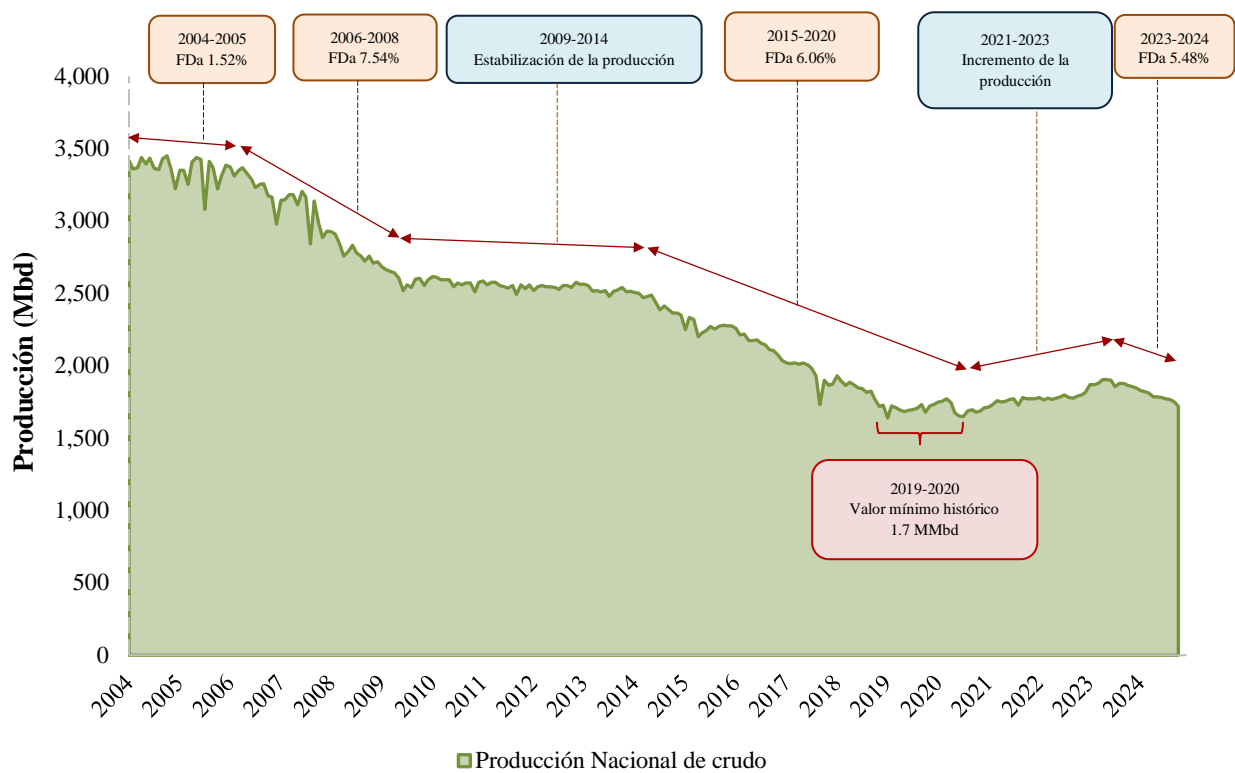


Figura 3.2 Gráfica del histórico de producción Nacional de Hidrocarburos líquidos en México (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En 2004, México tuvo una producción de 3.38 MMbd, alcanzando el nivel máximo de producción. En ese periodo se implementaron técnicas de recuperación secundaria como la inyección de nitrógeno para mantener las presiones de los yacimientos en campos maduros y poder aumentar el Factor de recuperación. Los campos a los que se les implementaron técnicas de recuperación secundaria fueron los que pertenecen al Activo de Producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Akal fue el campo que mayor volumen de crudo produjo en ese año con una producción de 2.04 MMbd y teniendo una aportación mayor a la mitad del total de la producción nacional. Además de Akal, los campos que realizaron un gran aporte a la producción nacional para alcanzar el cenit fueron: Ku, Caan, Chuc, Puerto Ceiba, Jujo Tecominoacan, Samaria, Zaap, Abkatun y Maloob.

En 2005 comenzó el declive de la producción, donde las cuatro regiones petroleras disminuyeron su producción considerablemente, principalmente en la Región Marina Noreste (región con mayor aporte al volumen de la producción nacional). Además de la producción de crudo, el volumen de las reservas probadas fue en declive principalmente por el ritmo acelerado de explotación-agotamiento de estas reservas y la falta de exploración de nuevos yacimientos. La producción

nacional comenzó el declive con un factor de declinación anual de 1.52% y un factor de declinación mensual de 0.13% para finales del año 2005. En enero de 2004 se producían 3.42 MMbd, pero a finales de este año la producción de crudo era de 3.22 MMbd. Aunque la producción nacional se logró estabilizar, esta continuó disminuyendo. Para finales de 2005 se tenía un volumen de producción de 3.33 MMbd. La pérdida de barriles mensual de 2004 a 2005 fue de 1.28 Mbd. Las reservas disminuyeron alrededor del 7%, pasando de 18,895.2 MMBPCE a 17,649.8 de MMBPCE. (BDI Pemex, 2025).

La producción nacional de crudo continuó en declive, pero se pudo sostener por arriba de los 3 MMbd mensuales, hasta agosto de 2007 cuando la producción nacional fue de 2.84 MMbd. Desde finales de 2005 hasta 2007 la producción tuvo una pérdida mensual de 19.01 Mbd (BDI Pemex, 2025). El factor de declinación mensual que se tuvo en el periodo de 2005 a 2007 fue de 0.36% y un factor de declinación anual de 4.27%. La producción anual en 2007 fue de 3.08 MMbd. En el periodo comprendido de 2007 a 2008 hubo una pérdida de 284.13 Mbd. Al igual que la producción de crudo, las reservas probadas fueron decreciendo debido a que pasaron de los 15,514.2 MBPCE en 2007 hasta los 14,717.2 MBPCE en 2008 (BDI Pemex, 2025).

En el periodo que comprende los años de 2009 a 2014 la producción nacional de crudo se mantuvo estable. Pero entre el periodo de 2015 a 2017 hubo otra declinación importante en la producción de crudo nacional. En 2015 la producción de petróleo crudo era de 2.27 MMbd y hasta 2016 la producción de crudo a nivel nacional se mantuvo por arriba de los 2 MMbd (BDI Pemex, 2025), pero a partir de 2017 la producción descendió teniendo un factor de declinación anual de 9.75% y mensual de 0.85% pasando de 2.15 MMbd en 2016 a 1.95 en 2017. De 2016 a 2017 hubo una pérdida promedio de 16.75 Mbd. El volumen de las reservas probadas también tuvo una disminución significativa de 26% debido a la falta de inversión y el objetivo de seguir explotando campos maduros, paso de 13,017.4 MMBPCE en 2015 a 9,632 MMBPCE en 2016 (BDI Pemex, 2025), la gráfica de la Figura 3.3 ilustra el comportamiento de la producción de hidrocarburos líquidos con respecto al volumen de reservas 1P de 2004-2024.

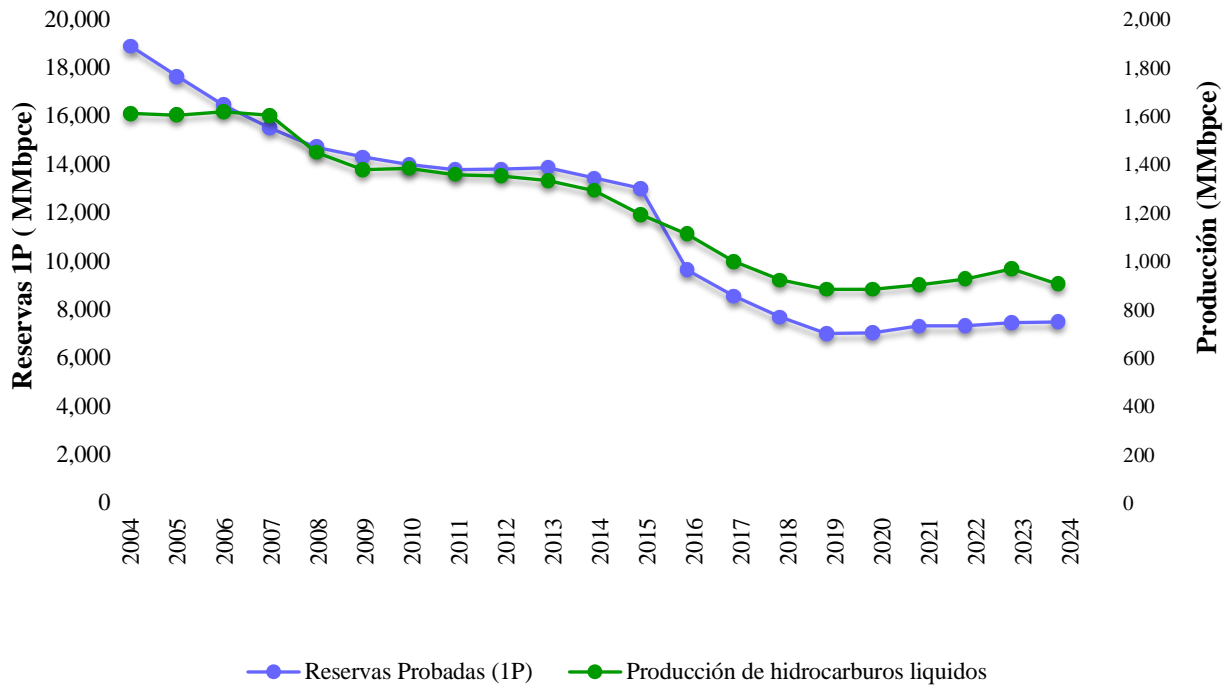


Figura 3.3 Producción de hidrocarburos líquidos con respecto al volumen de reservas 1P. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

La producción nacional de crudo continuó disminuyendo y el número de reservas probadas fue en declive. Desde 2004 hasta 2018 el volumen de producción nacional tuvo un decremento exponencial y el factor de declinación anual en ese año fue de 3.96% y el FDM de 0.33%. En consecuencia, a un cambio en la producción de hidrocarburos (a medida que la producción de crudo continuaba en declive la producción de condensados aumentaba) a partir de 2018 se incorporaron los volúmenes de la producción de condensados a la producción nacional de crudo para reflejar de manera más precisa la producción total en el país, a esta incorporación en la suma de volúmenes de producción se le denominó “hidrocarburos líquidos”. En la gráfica de la Figura 3.4 se observa la producción total de hidrocarburos líquidos.

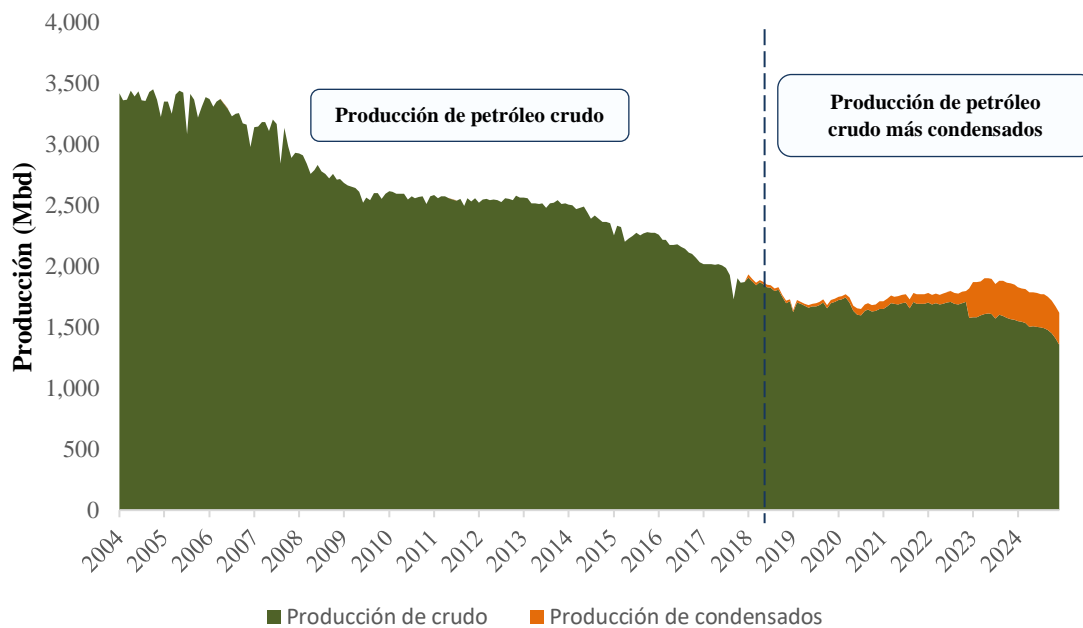


Figura 3.4 Producción de crudo en México, con la incorporación de la producción de condensados en 2018. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El periodo que comprende los años de 2019 a 2020 se alcanzaron los niveles más bajos de producción, con un factor de declinación anual de 4.2% y mensual de 0.36% desde 2004. La producción nacional en el periodo de 2019-2020 fue de 1.70 MMbd representando una pérdida mensual promedio de 8.4 Mbd. Las reservas probadas de hidrocarburos alcanzaron el volumen mínimo desde 2004, en 2019 México contaba con 7,010.35 MMBPCE (BDI Pemex, 2025). Para este periodo la causa principal fue la emergencia sanitaria puesto que, se impusieron restricciones a nivel mundial.

Debido al enfoque de la sobreexplotación de campos maduros, el comportamiento de la producción de crudo ha presentado un decremento constante. En 2024, la producción nacional de hidrocarburos líquidos en México fue de 1.76 MMbd en promedio (la producción de crudo es de 1.49 MMbd y de condensados 274.17 Mbd), BDI Pemex, 2025. De este modo la producción nacional, desde el cenit de la producción, tuvo un decremento del volumen de 55.6 %. Para tener un análisis detallado del comportamiento de la declinación en la producción, esta se puede dividir en tres fases; cuando se alcanza el 50% del volumen desde el pico máximo, cuando el volumen llegue a ser un cuarto de

la producción y finalmente el agotamiento de los campos. La producción en México ha entrado a la primera fase de esta declinación.

El decremento de la producción se muestra en la gráfica de la Figura 3.5, donde se puede observar el comportamiento de las cuatro Regiones petroleras en México.

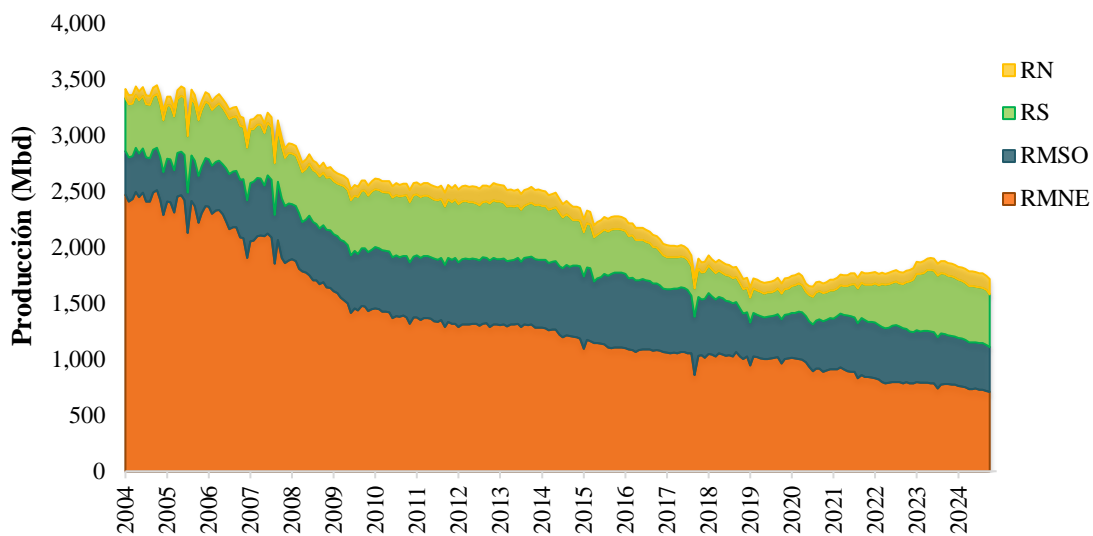


Figura 3.5 Gráfica del comportamiento de la producción de 2004-2024 de cada Región Petrolera. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El volumen de reservas probadas es un indicador del volumen de crudo que puede ser producido. El volumen total nacional de reservas probadas de hidrocarburos tuvo una tasa de disminución del 55.64% con respecto a 2004 (cuando también hubo un pico máximo en reservas 1P), siendo de 8,382.56 MMBPCE en 2024. Uno de los factores que contribuyó a este declive fue la falta de nuevos descubrimientos y la explotación acelerada de las reservas 1P. La Figura 3.6 muestra el comportamiento de la disminución de las reservas en un periodo de 20 años.

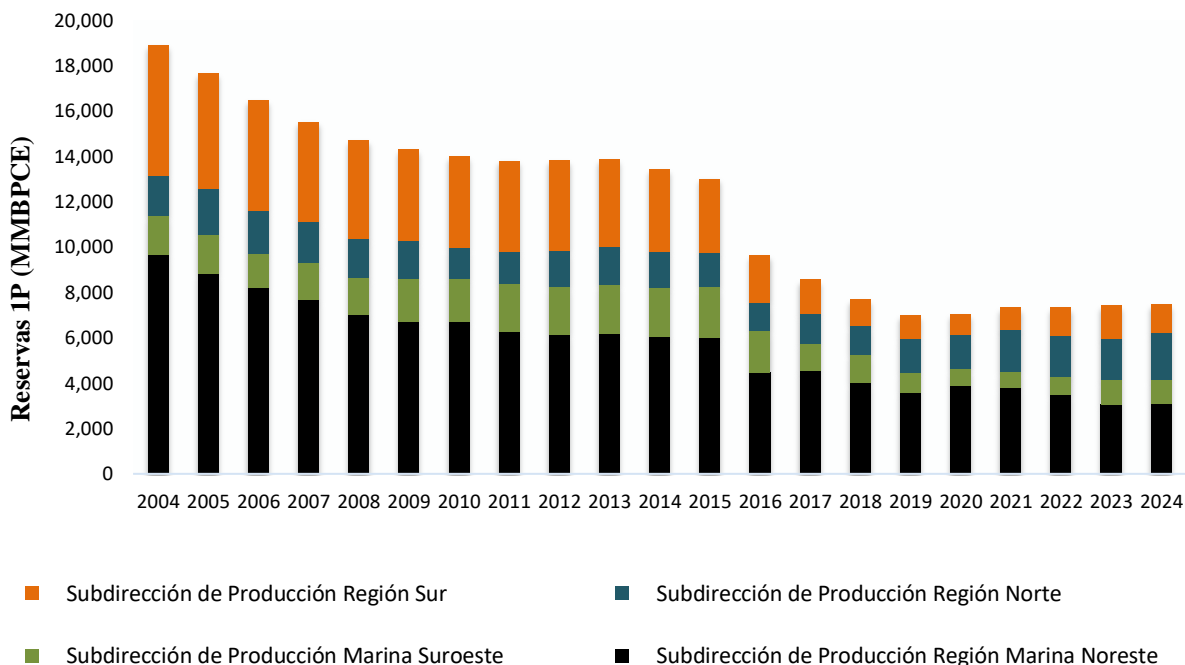


Figura 3.6 Volumen de Reservas Probadas en México en el periodo de 2004-2024. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

La disminución en el volumen total de crudo producido en México se ve reflejado en la producción por tipo de crudo. En México se producen principalmente tres tipos de crudo: pesado, ligero y superligero, además de condensados. Estas corrientes de crudo dan origen a los crudos comerciales, los cuales son: Maya, Istmo, Olmeca, Altamira, Talam y Zapoteco. El volumen de crudo comercial está directamente relacionado con la producción total en función de cada tipo de crudo, la composición de los crudos comerciales tiende a cambiar, por lo tanto, la disponibilidad para su comercialización (envío al Sistema Nacional de Refinación y exportación).

La mayor incorporación de mezcla de crudo pesado es para la generación de crudo Maya (22° API) y cuando este tipo de crudo tiende a variar su calidad y volverse extrapesado su incorporación es para crudo Talam (15.8 – 16° API) y Altamira (16-17.5° API). Un porcentaje de la incorporación de crudo pesado y la mayor incorporación de crudo ligero es para la generación de crudo Istmo (32-33° API) y Zapoteco (29-29.9° API). Para la generación de crudo Olmeca (38-39° API) se emplea la mayor incorporación de mezcla de crudo superligero.

En un periodo de 20 años (2004-2024) el tipo de crudo mayormente producido es el crudo pesado con un porcentaje de aportación de 59.4%, seguido por los crudos ligeros con 29.6%, superligeros con 9.3% del volumen total y por último condensados con 1.6% de aportación. Del total de la producción nacional, su mayor incorporación de mezcla es para la generación de crudo maya, siendo el crudo comercial predominante, seguido del crudo Istmo, Olmeca, Talam y Altamira. La Figura 3.7 muestra el porcentaje de aportación a la producción nacional de cada Región.

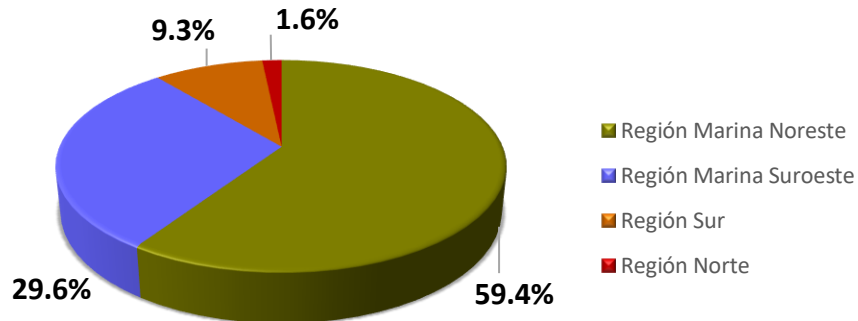


Figura 3.7 Porcentaje de producción de cada Región petrolera en un periodo de 20 años. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En 2004, durante el pico máximo de producción, del total de la producción nacional de crudo (3.38 MMbd), el crudo pesado tenía una producción de 2.49 MMbd siendo el crudo con mayor producción, seguido del crudo ligero con 789.59 Mbd y el crudo superligero con una producción de 135.32 Mbd (BDI Pemex, 2025). En ese periodo la producción por tipo de crudo se mantenía, por lo que las mezclas comerciales mantenían su composición colocando al crudo Maya como el mayor crudo comercializado en México, además de Olmeca e Istmo. Pero debido al declive de la producción total de crudo en México, que comenzó en 2005, la producción por tipo de crudo también se vio afectada. En 2005 la producción de crudo pesado paso de producir un volumen de 2.46 MMbd a 2.39 MMbd (BDI Pemex, 2025), con estas cifras el crudo pesado tuvo un factor de declinación mensual de 0.27%, disminuyendo la generación de crudo Maya.

Por otro lado, el crudo ligero aumentó considerablemente a 802.25 Mbd y el crudo superligero de igual manera aumentó su producción a 144.12 Mbd, representando un incremento de crudo Olmeca e Istmo, el aumento en el volumen de estos crudos fue consecuencia del incremento en la producción de crudo en la Región Sur. La RS produce crudos ligeros y superligeros, esta región

tuvo un periodo de incremento de 2005 a 2012 debido a que campos como: Malva, Costero, José Colomo y Teotleco. Además, el campo Samaria alcanzó un pico máximo de producción en 2005 con 65.46 Mbd. Por otro lado, el crudo Zapoteco fue introducido hasta 2023. (BDI Pemex, 2025)

En 2008 la producción por tipo de crudo se vio afectada significativamente debido a que, el crudo pesado disminuyó su producción teniendo un factor de declinación mensual de 0.83% desde 2005 teniendo una pérdida mensual promedio de 18 Mbd, produciendo 1.76 MMbd (BDI Pemex, 2025). El crudo ligero tuvo un incremento de 1.65% en la producción con respecto a 2005, en 2008 contaba con un volumen de producción de 815.49 Mbd, así mismo el crudo superligero aumentó 46%, ya que contaba con una producción de 210.44 Mbd (BDI Pemex, 2025). Esto indica que el volumen de los crudos Istmo y Olmeca aumentaron considerablemente.

De esta manera los crudos ligeros y superligeros aumentaron su producción, logrando estabilizar su producción en el periodo de 2008 a 2015. El crudo ligero alcanzó su pico máximo de producción en 2014 produciendo 864.22 Mbd (BDI Pemex, 2025), esto es un indicador de que en ese año la mayoría de volumen de su incorporación de mezcla fue para crudo Istmo. En cuanto a la producción de crudo superligero, alcanzó su pico máximo de producción en 2011 con 337.23 Mbd (BDI Pemex, 2025), en consecuencia, con este incremento en su producción, se generó mayor volumen de crudo Olmeca. La gráfica de la Figura 3.8 ilustra el incremento de la producción de crudos ligeros y superligeros.

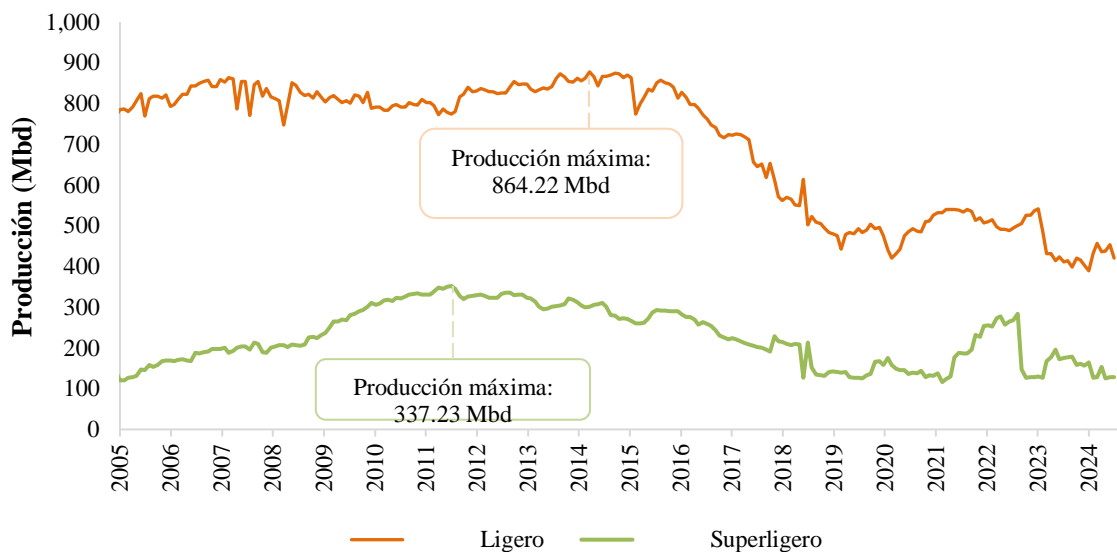


Figura 3.8 Comportamiento de la producción de crudo ligero y superligero 2005-2014. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Por el contrario, la producción de crudo pesado tuvo un decremento constante en su producción debido a que el mayor volumen de este tipo de crudo es proveniente de la Región Marina Noroeste. En 2005 alcanzó el cenit de su producción con 2.39 MMbd (BDI Pemex, 2025), a partir de ahí fue declinando hasta 2009 cuando tuvo un factor de declinación anual significativo de 12.32% y un FDM de 1.09%. Esto representó una pérdida mensual de 14.10 Mbd. A pesar de esta disminución en su producción, la generación de crudo Maya continuó manteniendo un volumen significativo. La gráfica de la Figura 3.9 muestra este comportamiento.

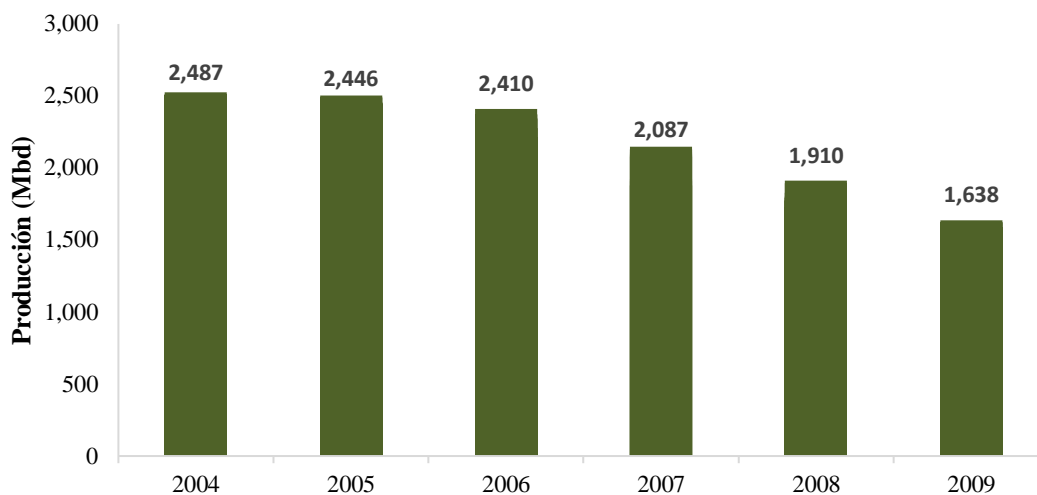


Figura 3.9 Declinación de la producción de crudo pesado de 2004-2009. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El panorama que se tenía en la producción en el periodo de 2005 a 2015 de los crudos de tipo pesado, ligero y superligero cambio radicalmente, a partir de 2016 se vio una disminución en la producción de estos hasta que en 2024 alcanzaron los niveles más bajos de producción desde 2004.

Desde su auge en 2004, el volumen de crudo pesado producido en México actualmente solo es el 38.1% de la producción que se tenía en 2004, con 921.71 Mbd (BDI Pemex, 2025). Este volumen representa un factor de declinación anual de 4.77% y un factor de declinación mensual de 0.41%, representando una pérdida mensual de 6.55 Mbd. Para el crudo ligero, su factor de declinación anual fue de 3.37% y su FDM resultó en un 0.28% como resultado de una pérdida mensual de 1.66 Mbd y una producción de 423.56 Mbd en 2024 (BDI Pemex, 2025). Aunque la producción de

crudo superligero es mayor a la que se tenía en 2004, esta ha ido en declive, en 2024 el crudo superligero produjo solamente 139.68 Mbd (BDI Pemex, 2025), estas cifras representaron, desde su pico máximo de producción en 2011, un factor de declinación anual de 6.76% y un FDM de 0.58%. Por otro lado, desde la incorporación de los condensados a la producción nacional se ha observado que el volumen de condensados ha ido aumentando, de producir 20.19 Mbd en 2018, actualmente su producción es 275.9 Mbd (BDI Pemex, 2025). La gráfica de la Figura 3.10 muestra el comportamiento de la producción en México y el volumen de producción de cada crudo desde 2004 a 2024.

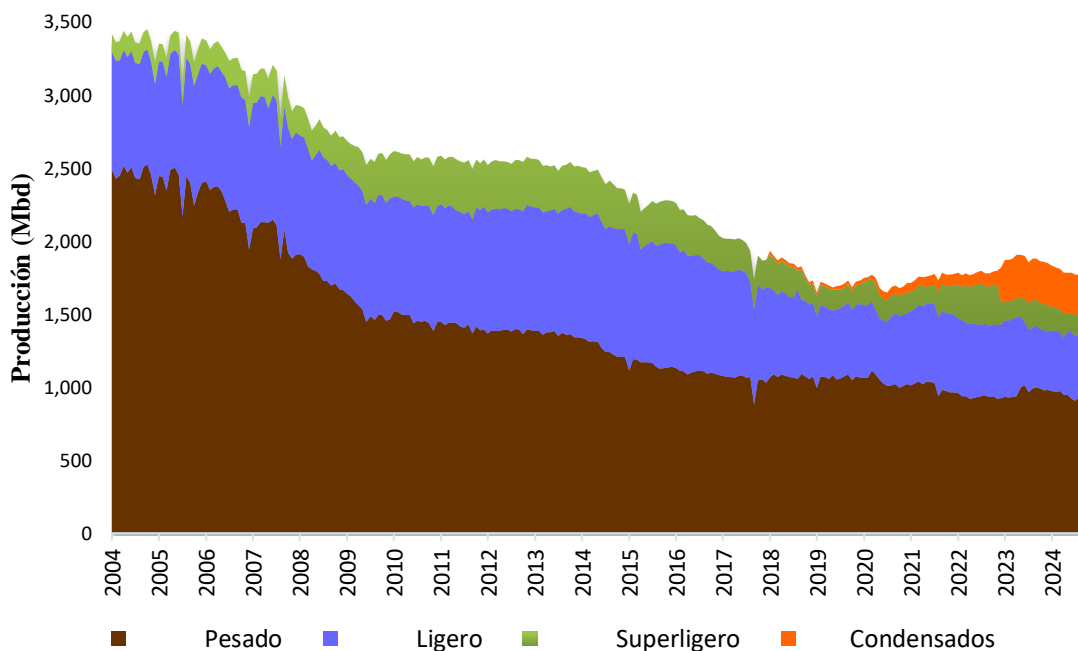


Figura 3.10 Producción nacional por tipo de crudo de 2004-2024. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Respecto al crudo pesado, se tiene la generación de las mezclas Talam y Altamira, aunque en menor medida que el crudo Maya. Estos crudos surgen de la modificación de la calidad de crudo pesado. El volumen de estos crudos comerciales es mínimo en comparación con los demás. En cuanto al crudo Zapoteco, este fue introducido a partir de 2023, tiene características de ser un crudo con una calidad intermedia entre pesado y ligero. La inserción de este crudo comercial ocasionó que a partir de 2023 los volúmenes de crudo Istmo disminuyeran, ya que este también depende de crudo ligero.

3.2 Comportamiento de la declinación de la producción de crudo de las regiones petroleras.

3.2.1 Región Marina Noreste.

La RMNE se caracteriza por ser la región que mayor aporte a la producción nacional ha hecho en un periodo de 20 años (2004-2024) aún con el declive de la producción. Los campos en esta región producen mayormente crudo pesado y en menor medida crudo ligero. Además, cuenta con el mayor número de reservas probadas. La ubicación geográfica donde se localiza la RMNE se observa en la Figura 3.11.

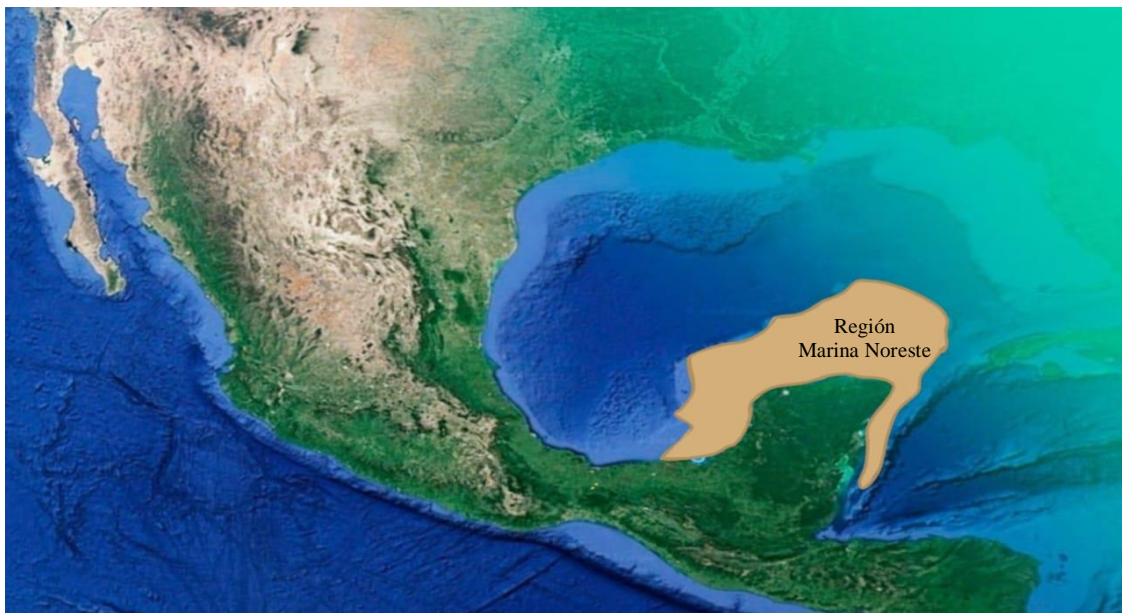


Figura 3.11 Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste

Durante el pico máximo de producción, esta región produjo el 72.15% del volumen total, con un promedio de 2.44 MMbd. De la producción de la RMNE, de crudo pesado se produjeron 2.41 MMbd y tan solo 28.75 Mbd de crudo ligero (BDI Pemex, 2025). De acuerdo con lo anterior, la RMNE es la que aporta todo su volumen para la generación de crudo Maya. El volumen de reservas 1P con las que la región contaba en 2004 era de 9,689.7 MMBPCE (BDI Pemex, 2025), como se muestra en la gráfica de la Figura 3.12 donde se observa la declinación del volumen a más de la mitad de lo que se tenía en el 2004.

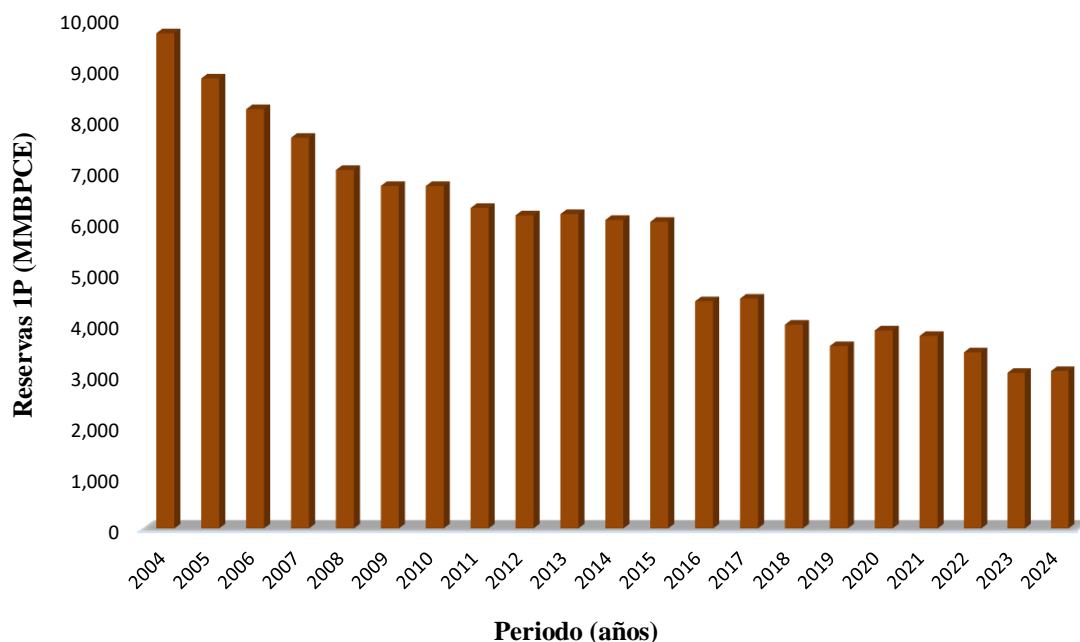


Figura 3.12 Volumen de Reservas Probadas de la RMNE, periodo de 20 años. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En 2024 la RMNE solo produjo 726.75 Mbd indicando que tuvo un factor de declinación anual de 5.87% y un factor de declinación mensual de 0.5%. La pérdida de barriles mensual de la RMNE de 2004-2024 fue de 85.7 Mbd (BDI Pemex, 2025). El comportamiento de la producción de crudo en la RMNE se puede observar en la gráfica de la Figura 3.13, donde se aprecia como ha declinado en 20 años.

Por otro lado, la producción de crudo pesado en 2024 mantuvo un volumen de 724.37 Mbd, el crudo pesado tuvo un factor de declinación anual de 5.52% y un FDM de 0.47%. La reducción en la producción de crudo fue considerable, así como la generación de crudo Maya, pero esta se pudo mantener debido al incremento en la producción del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap. En cuanto al crudo ligero, en 2024 produjo solamente 2.37 MBD (BDI Pemex, 2025). La producción de la RMNE por tipo de crudo se visualiza en la gráfica de la Figura 3.14, donde se refleja el impacto que tiene en la producción total de la Región.

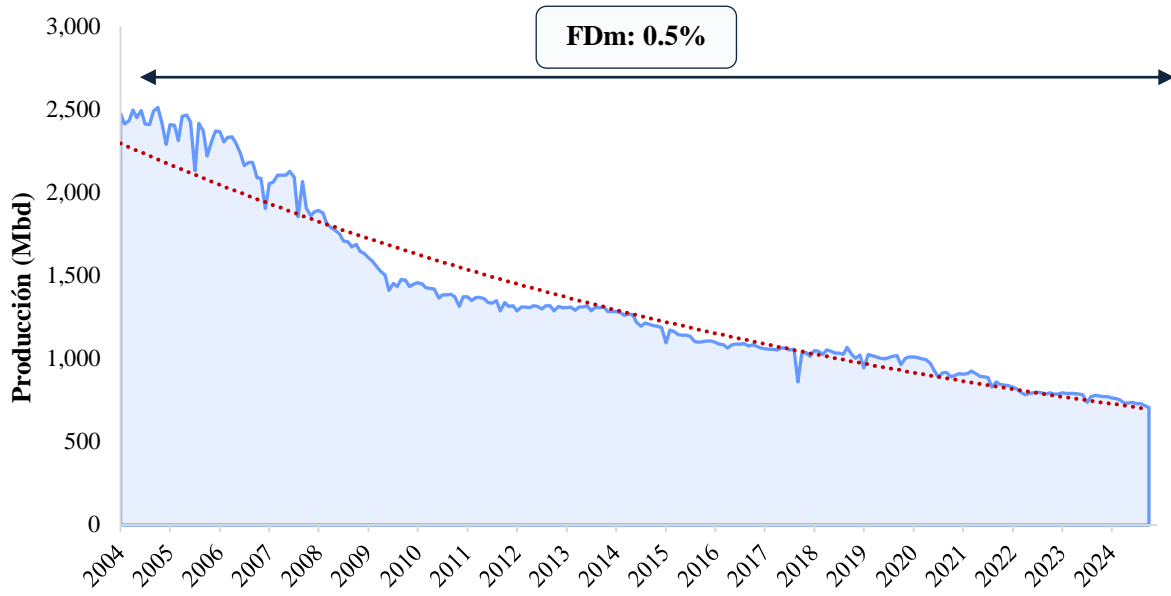


Figura 3.13 Comportamiento de la producción de crudo de la RMNE. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

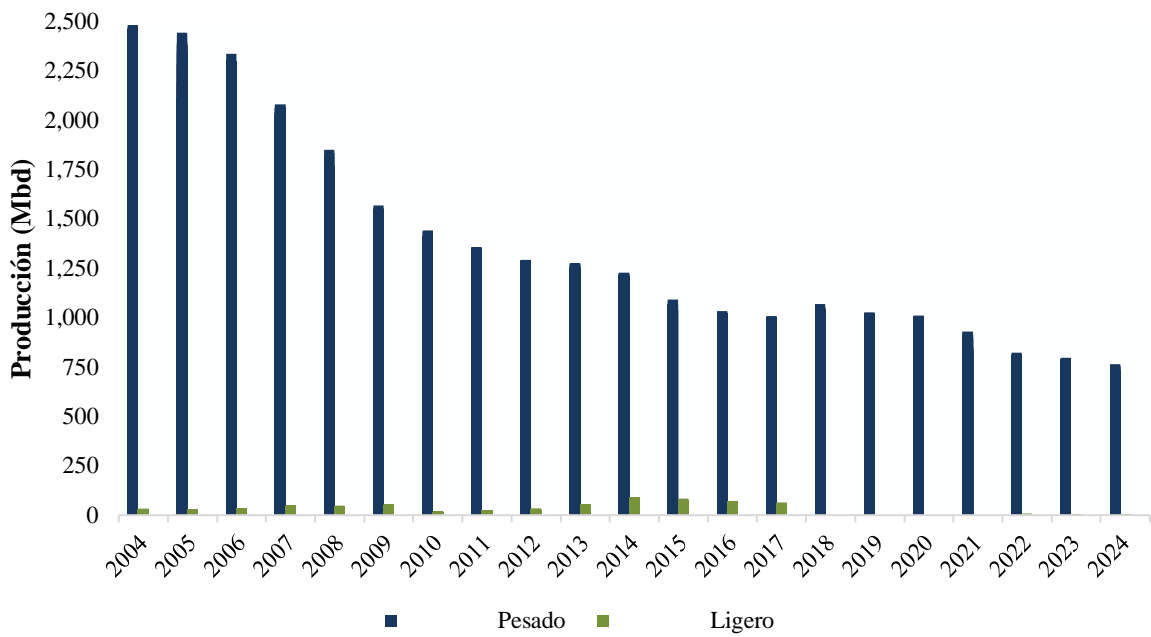


Figura 3.14 Producción por tipo de crudo de la RMNE de 2004-2024. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

3.2.2 Región Marina Suroeste.

La RMSO es la tercera región más productora de crudo en México, pero es la cuarta en volumen total de reservas 1P. Los campos en esta región producen mayormente crudo ligero, superligero y en una minoría crudo pesado. La ubicación de esta Región se ilustra en la Figura 3.15.



Figura 3.15 Ubicación geográfica de la Región Suroeste

Durante el pico máximo de producción aportaba el 11.48% del volumen total, con 388.23 Mbd (BDI Pemex, 2025). A diferencia de la RMNE, esta región fue aumentado su producción diaria y por consecuencia su producción anual un 4% aproximadamente hasta 2015 cuando alcanzó su pico máximo de 633.88 Mbd. A partir de ese periodo, la producción fue declinando. El volumen de reservas 1P con las que la región contaba en 2004 era de 1,680.5 MBPCE, pero en su pico máximo alcanzó, en 2015, 2,227.3 MMBPCE, en un periodo de 20 años alcanzó su volumen más bajo en reservas en 2022 con 826.64 MMBPCE (BDI Pemex, 2025), la gráfica de la figura 3.16 muestra el comportamiento de la declinación de las reservas 1P.

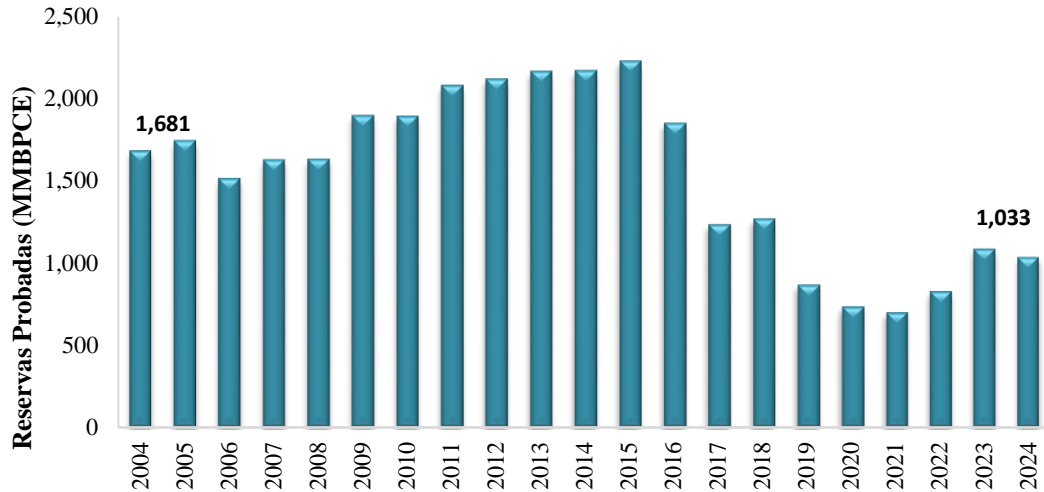


Figura 3.16 Reservas Probadas de la RMSO en un periodo de 20 años. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En 2024 la RMSO solo produjo 376.14 Mbd de petróleo crudo (BDI Pemex, 2025), la tasa de declinación desde 2004 no fue tan pronunciada en comparación con la RMNE, el factor de declinación anual fue de 0.53%. Uno de los factores por el cual se mantuvo la producción fue por la incorporación del volumen de condensados, aumentando el volumen de hidrocarburos líquidos en 2024 a 412.82 Mbd (BDI Pemex, 2025). En la gráfica de la Figura 3.17 se puede observar la declinación en la producción de la RMSO.

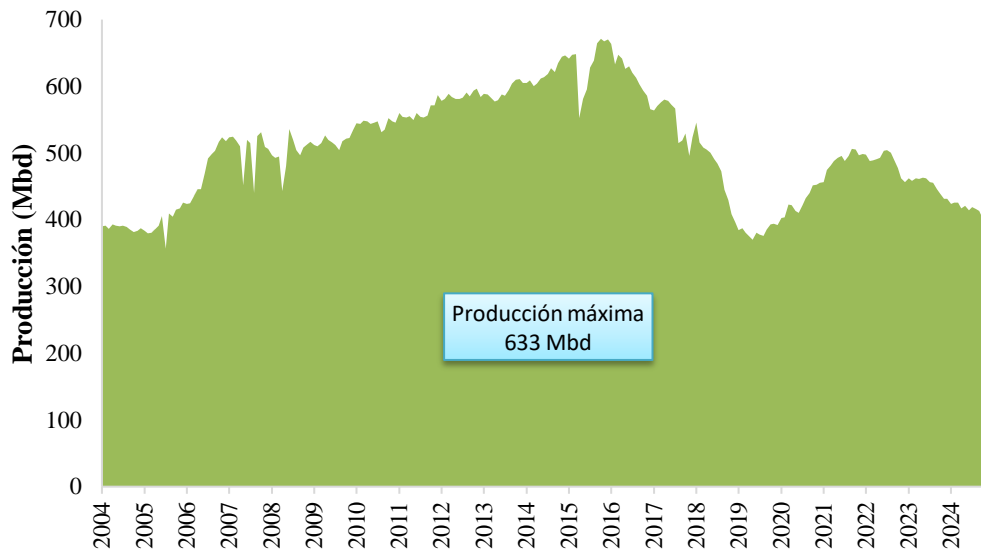


Figura 3.17 Comportamiento de la producción de crudo de la Región Marina Suroeste. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En 2004, la producción de crudo pesado era de 0.27 Mbd, pero para 2024 aumento exponencialmente hasta alcanzar una producción de 128.86 Mbd. En cuanto al crudo ligero, su producción fue de 364.17 Mbd, pero su producción fue declinando hasta producir, en 2024, tan solo 194.07 Mbd. Al igual que el crudo pesado, la producción de crudos superligeros fue aumentando. Paso de producir 23.8 Mbd en 2004 a producir 53.20 Mbd en 2024, este tipo de crudo alcanzó su pico máximo en 2014 con 505.48 Mbd. Lo anterior indica que la generación de crudo Maya aumento en un periodo de 20 años, mientras que el crudo Istmo disminuyó su generación. (BDI Pemex, 2025).

3.2.3 Región Sur.

La Región Sur es la segunda región más productora de crudo en México, así como la tercera en volumen total de reservas IP. Al igual que la RMSO, Los campos en esta región producen mayormente crudo ligero, superligero y en una minoría crudo pesado. La ubicación de la Región Sur se observa en el mapa de la Figura 3.18.

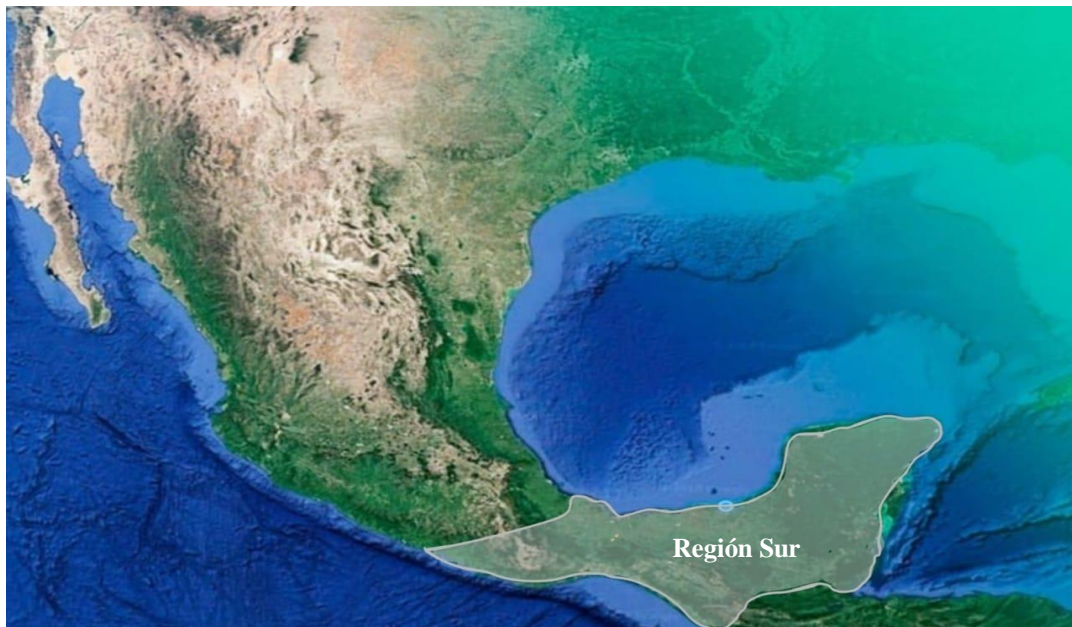


Figura 3.18 Ubicación geográfica de la Región Sur

Pero a partir de 2023 el volumen de condensados apporto un promedio de 37% a la producción de la RS. Durante el pico máximo de producción aportaba el 14% del volumen total, con 472.68 Mbd. El volumen de producción de esta región fue variable durante los últimos 20 años. En el periodo

de 2004 a 2009 mantuvo una producción por encima de los 450 Mbd, aumentando su producción por encima de los 500 Mbd. Pero a partir de 2013 empezó la declinación de sus campos hasta alcanzar una producción de 218.06 Mbd más 2.7 Mbd de condensados en 2019 (BDI Pemex, 2025). La región paso a ser la segunda región con mayor volumen de reservas. El volumen de reservas 1P con las que la región contaba en 2004 era de 5,756.3 MBPCE, aunque este volumen fue agotándose considerablemente, en la actualidad solo cuenta con 1,247.19 Mbd (BDI Pemex, 2025), Figura 3.19.

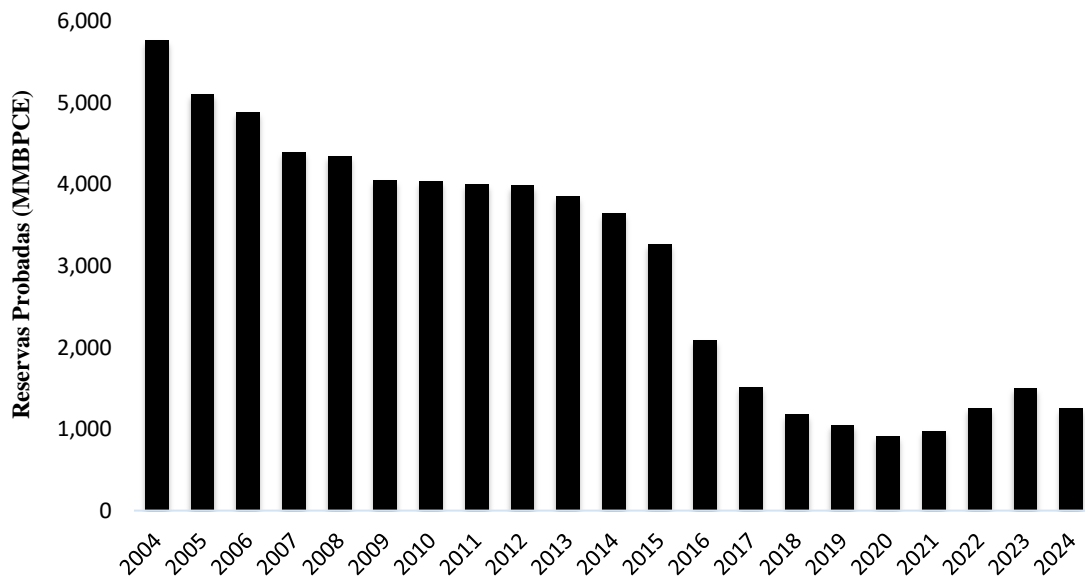


Figura 3.19 Volumen de Reservas Probadas de la Región Sur de 2004 a 2024. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En 2004, la producción de crudo pesado era de 7.11 Mbd, su producción no fue estable, pero su producción fue en ascenso hasta aumentar cinco veces su producción, para 2014 fue de 34.9 Mbd. En 2024 se tuvo una producción de 19.59 Mbd. En cuanto al crudo ligero, su producción era de 354.05 Mbd, pero su producción fue declinando hasta que en 2024 produjo 213.99 Mbd, con un factor de declinación anual de 2.48%, afectando el volumen incorporado para la generación de crudo Istmo. La producción de crudo superligero fue aumentando, paso de producir 111.52 Mbd en 2004 a producir 241.67 Mbd en 2011, a partir de ese año comenzó a declinar su producción hasta llegar a producir 86.34 Mbd en 2024 afectando la producción de crudo Olmeca, con un factor de declinación anual de 1.27% desde 2004 a 2024. (BDI Pemex, 2025).

En 2024 la RS solo produce 320.03 Mbd de crudo teniendo un factor de declinación anual de 3.7% con una pérdida mensual promedio de 7.63 Mbd. Pero se observa que el volumen total de producción es de 490.60 Mbd debido a la incorporación del volumen de condensados (BDI Pemex, 2025). El comportamiento de la declinación en la producción se puede observar en la Figura 3.20.

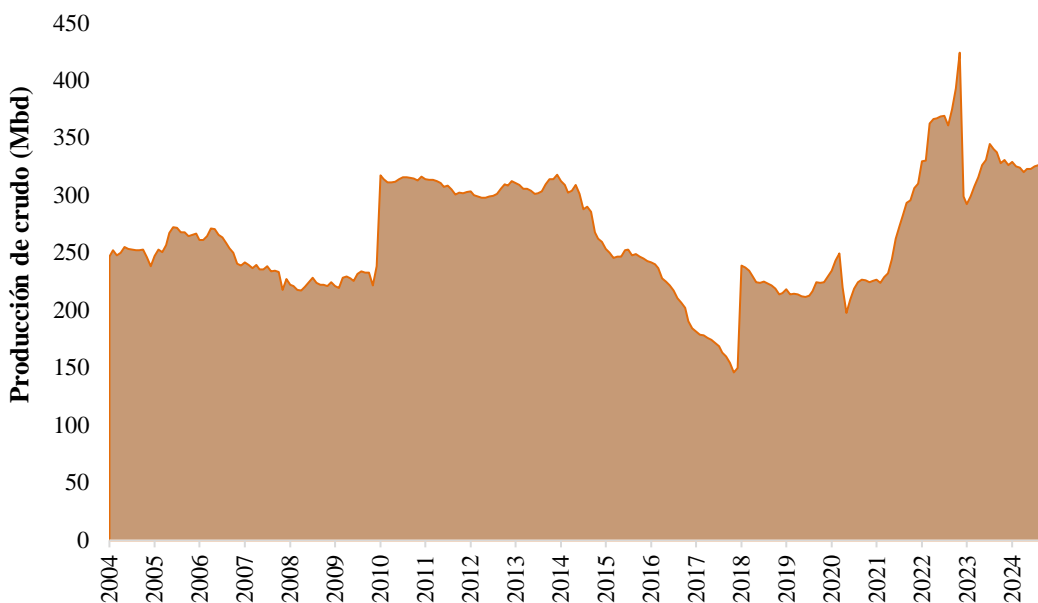


Figura 3.20 Comportamiento de la producción de crudo de la Región Sur (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

3.2.4 Región Norte.

La Región Norte es la zona que menor aporte de producción realiza al volumen total de crudo de México, su ubicación se ilustra en la Figura 3.21, aunque cuenta con un mayor número de reservas 1P que la RMSO y la Región Sur. Aunque su producción es mínima se caracteriza por producir crudo pesado, ligero y cuenta con una producción despreciable de crudo superligero, pero a partir de 2022 la producción de condensados fue aumentando hasta sobrepasar la producción de crudo.



Figura 3.21 Ubicación geográfica de la Región Norte

Durante el pico máximo de producción en 2004, esta región produjo solo el 2.4% del volumen total, con una producción de 81.19 Mbd. Esta región alcanzó su pico máximo de producción en 2012 con 145.07 Mbd. Después del pico, su producción comenzó a declinar hasta producir solo 61.95 Mbd en 2024 (sin contabilizar condensados), BDI Pemex, 2025. El volumen de crudo en 2024 representó un factor de declinación anual de 1.36% con respecto a 2004 y con respecto a su pico máximo (2012) fue de 7.13%. El volumen de reservas 1P con las que la región contaba en 2004 era de 5,756.3 MMBPCE, pero en 2024 se disminuyeron a 2,107.8 MMBPCE (BDI Pemex, 2025), como se muestra en la Figura 3.22.

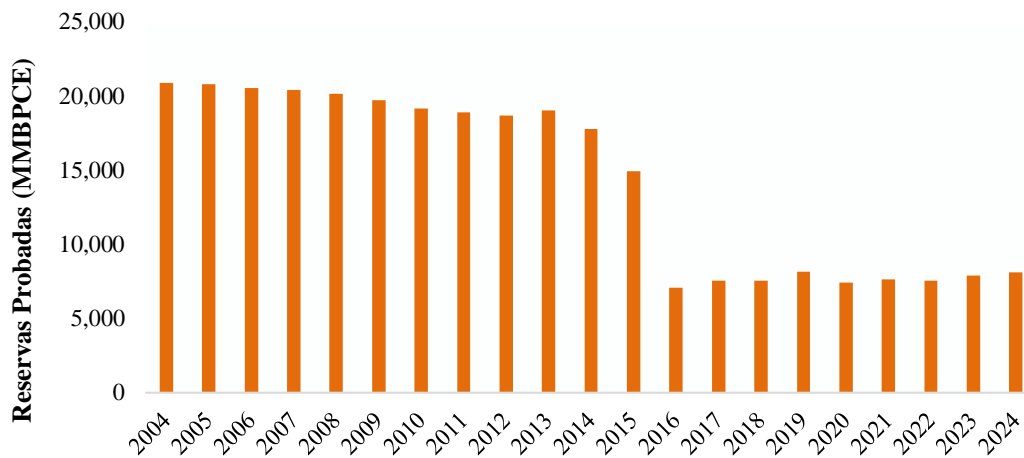


Figura 3.22 Reservas Probadas de la Región Norte. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

De la producción de la RN, de crudo pesado se produjeron 38.58 Mbd y 42.61 Mbd de crudo ligero en 2004. Para 2024 la producción de crudo pesado aumento, pero la de crudo ligero disminuyó considerablemente. De crudo pesado se produjeron 38.58 Mbd y de crudo ligero 42.61 Mbd en 2004. La producción de crudo superligero no es periódica, dentro de los últimos 20 años solo se ha producido de 2010 a 2014 un promedio de 4.29 Mbd y de 2022 a 2024 tan solo 0.1 Mbd. El aumento de la producción de crudo pesado para 2024 fue de 48.78 Mbd. De acuerdo con esas cifras la incorporación de crudo pesado fue para la generación de crudo Talam y Altamira. Por el contrario, el crudo ligero fue en declive llegando a producir 13.11 Mbd. (BDI Pemex, 2025).

En 2024 el volumen total de hidrocarburos reportados aumentó a 106.42 Mbd debido a la incorporación de condensados puesto que del volumen total de crudo solo se producen 52.79 Mbd de crudo y el resto es de condensados. La Región Norte se ha caracterizado por producir principalmente gas No asociado y condensados (BDI Pemex, 2025). La gráfica de la Figura 3.23 muestra la declinación en la producción de la Región Norte.

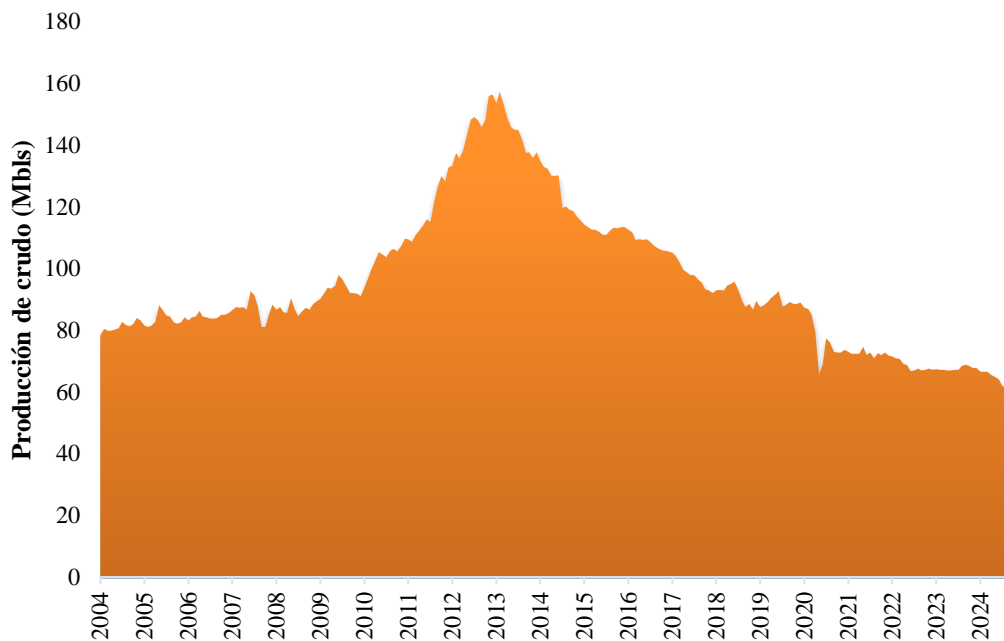


Figura 3.23 Comportamiento de la producción de la Región Norte de 2004-2024 (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Capítulo 4 . Distribución de crudo al Sistema Nacional de Refinación y exportación de crudo en México

4.1 Distribución de la producción de crudo al Sistema Nacional de Refinación.

La distribución de la producción de crudo hacia el Sistema Nacional de Refinación (SNR) constituye un proceso estratégico dentro de la cadena de valor de la industria petrolera nacional. Este proceso contempla la producción nacional de hidrocarburos líquidos por parte de la Dirección de Exploración y Extracción (DEE) de Pemex, así como el petróleo crudo entregado al Sistema Nacional de Refinación, el proceso de crudo y la elaboración de productos petrolíferos para consumo interno y exportación en cada refinería del SNR a cargo de la Dirección de Procesos Industriales (DPI) de Pemex. El SNR está conformado por siete refinerías: Tula, Salamanca, Minatitlán, Cadereyta, Ciudad Madero, Salina Cruz y Dos Bocas, cada una con capacidades y configuraciones de proceso específicas que determinan la estrategia de volúmenes entregados.

La distribución de crudo inicia con la producción de hidrocarburos líquidos provenientes de cada una de las regiones petroleras (Región Marina Noroeste, Región Marina Sureste, Región Sur y Región Norte). La producción de crudo es caracterizada mediante análisis de laboratorio y pruebas PVT que determinan su gravedad API, viscosidad, presión de burbuja, contenido de azufre y composición fraccionaria para realizar la entrega y proceso del crudo por parte de la DEE al SNR. La entrega y proceso de crudo se realiza bajo criterios técnicos y operativos que consideran la demanda interna, el esquema de refinación de cada refinería y las condiciones del mercado energético.

Una vez entregado al Sistema Nacional de Refinación, el petróleo crudo se somete a procesos de destilación atmosférica y al vacío para separar fracciones ligeras, intermedias y pesadas, seguidos por unidades de conversión como craqueo catalítico, coquización y reformación, así como tratamientos de hidrotratamiento con el objetivo de maximizar la producción de combustibles y productos de alto valor agregado. Los petrolíferos de alto valor obtenidos de la refinación del crudo son: gasolinas, diésel, turbosina y gas licuado.

Los petrolíferos resultantes son posteriormente comercializados en el mercado nacional, donde su valor está determinado por factores como la calidad del combustible, los precios internacionales del petróleo y las políticas de regulación energética. Los productos refinados más relevantes

incluyen gasolinas, diésel, turbosina, gas licuado de petróleo y combustóleo, cuyo valor de mercado se determina en función de referencias internacionales y el precio de la mezcla mexicana de exportación.

4.1.1 Producción de hidrocarburos líquidos por Región y tipo de crudo.

En el capítulo anterior se examinó detalladamente el comportamiento histórico de la producción de hidrocarburos líquidos en México durante el periodo de 2004-2024. Como resultado de este análisis, se identificaron las tendencias generales en la producción nacional. En 2024 se alcanzó un volumen de 1.76 MMbd.

Por otro lado, en el primer cuatrimestre de 2025 se reportó una producción promedio de 1.62 MMbd. La gráfica de la Figura 4.1 ilustra la producción total de hidrocarburos líquidos por parte de la Dirección de Exploración y Extracción, donde se observa que esta se discretiza por Región petrolera.

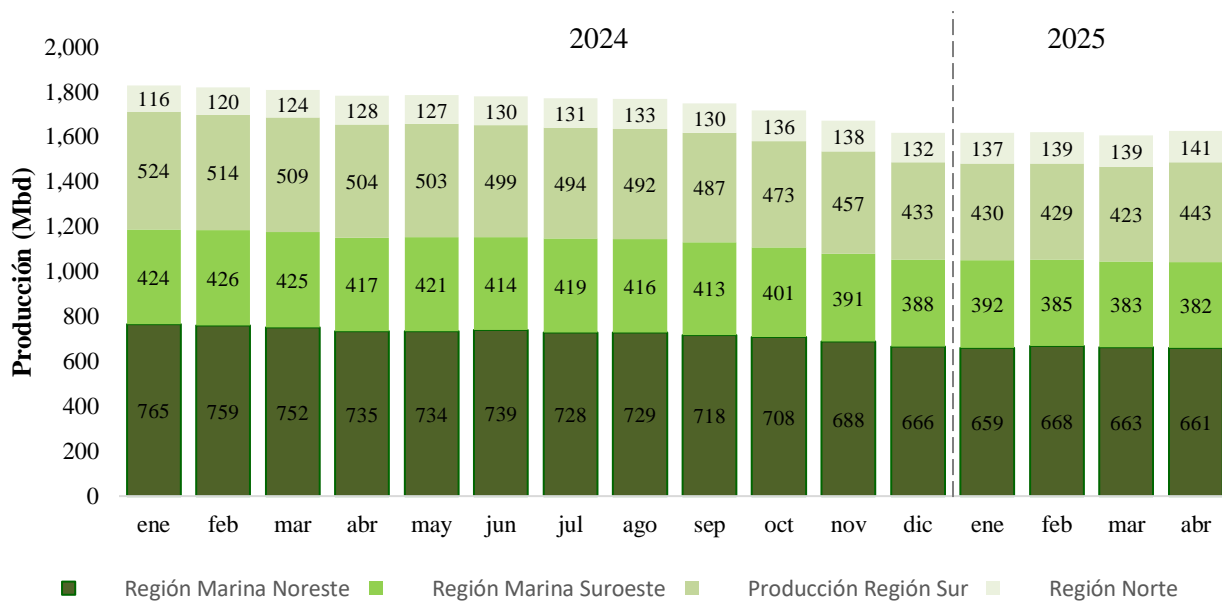


Figura 4.1 Gráfica de la producción Nacional de hidrocarburos líquidos 2024-2025 (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Es relevante destacar la producción por tipo de crudo ya que es clave para determinar el comportamiento de este. El crudo pesado es considerado el de mayor relevancia productiva del país con una producción de 921.78 Mbd en 2024 y 827.35 Mbd en el primer cuatrimestre de 2025. Seguido de crudo ligero, el cual tuvo una producción de 423.59 Mbd en 2024 y 400.28 Mbd en 2025. Por su parte, del crudo superligero se tuvo un volumen de 139.68 Mbd en 2024 y 142.60 Mbd en 2025. Finalmente, los condensados tuvieron una producción de 274.17Mbd en 2024 y 141.88 Mbd de enero a abril de 2025 (BDI Pemex, 2025). La gráfica de la Figura 4.2 se observa el comportamiento de la producción de enero de 2024 a abril de 2025 por cada tipo de crudo.

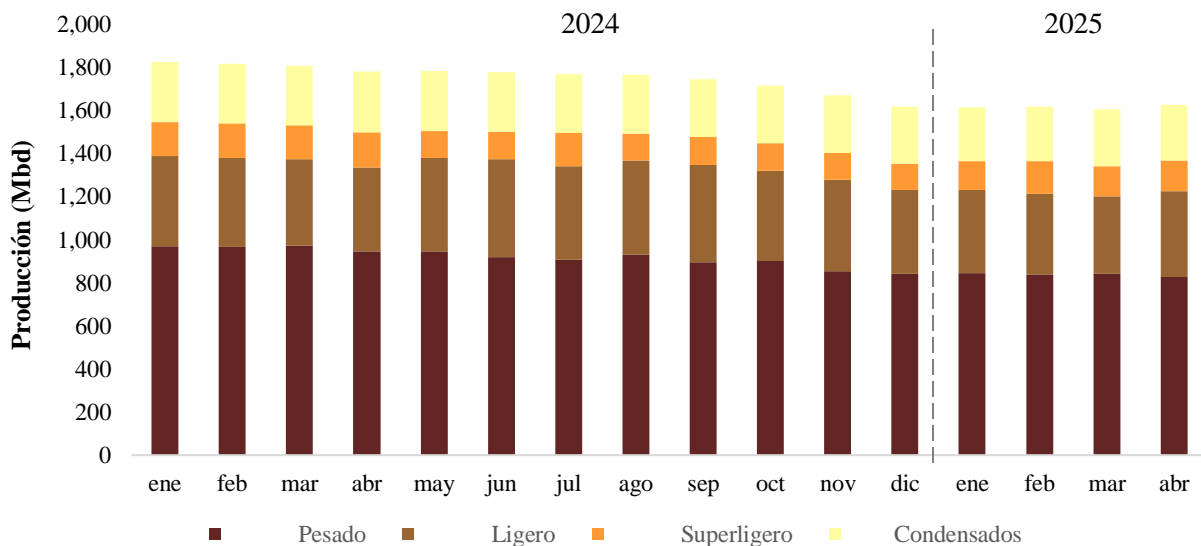


Figura 4.2 Gráfica de la producción de hidrocarburos líquidos por tipo (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Conocer la producción nacional de crudo, contemplando la producción por tipo de crudo es indispensable para adaptar la infraestructura necesaria para la refinación del crudo.

4.1.2 Sistema de transporte al Sistema Nacional de Refinación.

El sistema de transporte para el envío de petróleo crudo y mezclas al Sistema Nacional de Refinación (SNR) es una red de distribución integrada por cada Región petrolera (Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste, Región Sur y Región Norte), líneas de distribución que transportan el crudo hacia el SNR (cuatro principales líneas) y finalmente el Sistema Nacional de

Refinación que cuenta con siete refinерías, ubicadas en: Salina Cruz, Minatitlán, Tula, Cd. Madero, Dos Bocas, Cadereyta y Salamanca.

El sistema de transporte consiste en transportar el volumen de crudo considerando la calidad de este de las regiones hasta cada refinera. El mapa de la Figura 4.3 ilustra la ubicación y distribución de cada una de las instalaciones del sistema de transporte de petróleo crudo al Sistema Nacional de Refinación.



Figura 4.3 Red de transporte de crudo al Sistema Nacional de Refinación

La logística de envío de crudo al Sistema Nacional de Refinación (SNR) contempla la integración de la producción de crudo que aporta cada una de las cuatro regiones petroleras. Esta logística se describe desde las regiones marítimas: Región Marina Noreste (RMNE) y Región Marina Suroeste (RMSO), las cuales concentran una parte significativa de la producción costa afuera hasta las regiones terrestres: Región Sur (RS) y Región Norte (RN), donde se integran los volúmenes para su distribución final a las refineras del SNR.

El crudo de tipo ligero que es producido en la Región Marina Suroeste es enviado a la Región Marina Noreste para incorporarse al crudo pesado y producir crudo Maya, otra parte del crudo

producido en esta Región es enviado a la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) por medio de las Líneas 3 y 4. Una parte del crudo producido en la Región Marina Noreste (crudo pesado) es enviado a la Terminal Marítima Dos Bocas mediante las Líneas 1 y 2, la otra parte de crudo pesado y mezcla de crudo maya es entregado al FPSO (Floating Production, Storage and Offloading por sus siglas en inglés) para su exportación, en ciertas ocasiones el crudo producido en las Regiones marinas es enviado a Cayo Arcas para su exportación.

El crudo enviado a la TMDB es exportado como crudo Maya y Olmeca. La Terminal Marítima Dos Bocas cuenta con tres salidas (líneas) las cuales son: Línea 1, Línea 2 y Línea 3. Las Líneas 1 y 3 transportan crudo Maya y la Línea 2 crudo Istmo. La producción de la Región Sur (crudo superligero) se incorpora a la Línea 2 por medio de Plantas deshidratadoras y Baterías de separación y CPG La Venta, y otra parte es enviado directamente al Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas). De la Región Sur solo los campos de Puerto Ceiba, El Golpe y Santuario envían su crudo producido (crudo ligero) directamente a la Terminal Marítima Dos Bocas.

Parte del crudo Maya que llega a la Terminal Marítima Dos Bocas es transportado y entregado directamente a la refinería Olmeca ubicada en Dos Bocas, Tabasco debido a la cercanía entre la TMDB y la refinería.

El volumen total de crudo de las 3 regiones petroleras (RMNE, RMSO y RS) es transportado por las Líneas 1 y 2 hacia el C.C.C Palomas donde se realizan pruebas de calidad al crudo, para posteriormente enviarlo a las seis refinerías. Al Centro Comercializador de Crudo Palomas llega crudo Maya, Istmo, Zapoteco y crudo superligero. Este centro distribuye crudo Maya, Istmo y Zapoteco principalmente a la Estación Nuevo Teapa, posteriormente a la Terminal Marítima Pajaritos y al Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl.

La estación de bombeo Nuevo Teapa es la encargada de distribuir las dietas de crudo a las distintas refinerías.

La estación Nuevo Teapa distribuye crudo Maya, Istmo, Mezcla y Zapoteco a la Refinería de Salina Cruz, el volumen de crudo excedente (volumen entregado mayor al volumen que la refinería es capaz de procesar) de esta Refinería se envía a la Terminal Marítima Salina Cruz para su exportación.

Posteriormente, la estación Nuevo Teapa distribuye crudo Maya, Mezcla e Istmo a la Refinería de Minatitlán. La estación Nuevo Teapa, por medio de líneas de transporte, distribuye crudo Mezcla a las Refinerías de Tula y Salamanca. En las líneas de transporte que envían el crudo a estas refinerías se incorpora crudo Ixachi-Perdiz y Xcaanda (crudos ligeros) provenientes de la Región Norte. El crudo Pozoleo (proveniente de la Región Norte) es un crudo ligero que es enviado a las refinerías ubicadas en Salamanca y Cadereyta.

Las líneas de transporte que distribuyen el crudo de la estación de Nuevo Teapa a las refinerías de Madero y Cadereyta transportan crudo Mezcla, a una de estas líneas se incorpora el volumen de crudo producido en la Región Norte. Los crudos que se incorporan son Álamo, Naranjos, Muro, Horcón, Marfo y Papaloapan (crudos de tipo pesado, producidos en cantidad mínima). Posteriormente el crudo es distribuido a la Refinería Madero como crudo Mezcla y finalmente se envía a la refinería Cadereyta igual como crudo Mezcla. De este modo el crudo que es producido en las cuatro regiones petroleras y reconfigurado para convertirlo en crudos comerciales es distribuido a cada una de las refinerías.

El esquema que se muestra en la Figura 4.4 ilustra la logística de envío y entrega del crudo producido en cada Región petrolera a cada refinería, así como la infraestructura de comercialización de crudo en México y que tipo de crudo se distribuye al SNR.

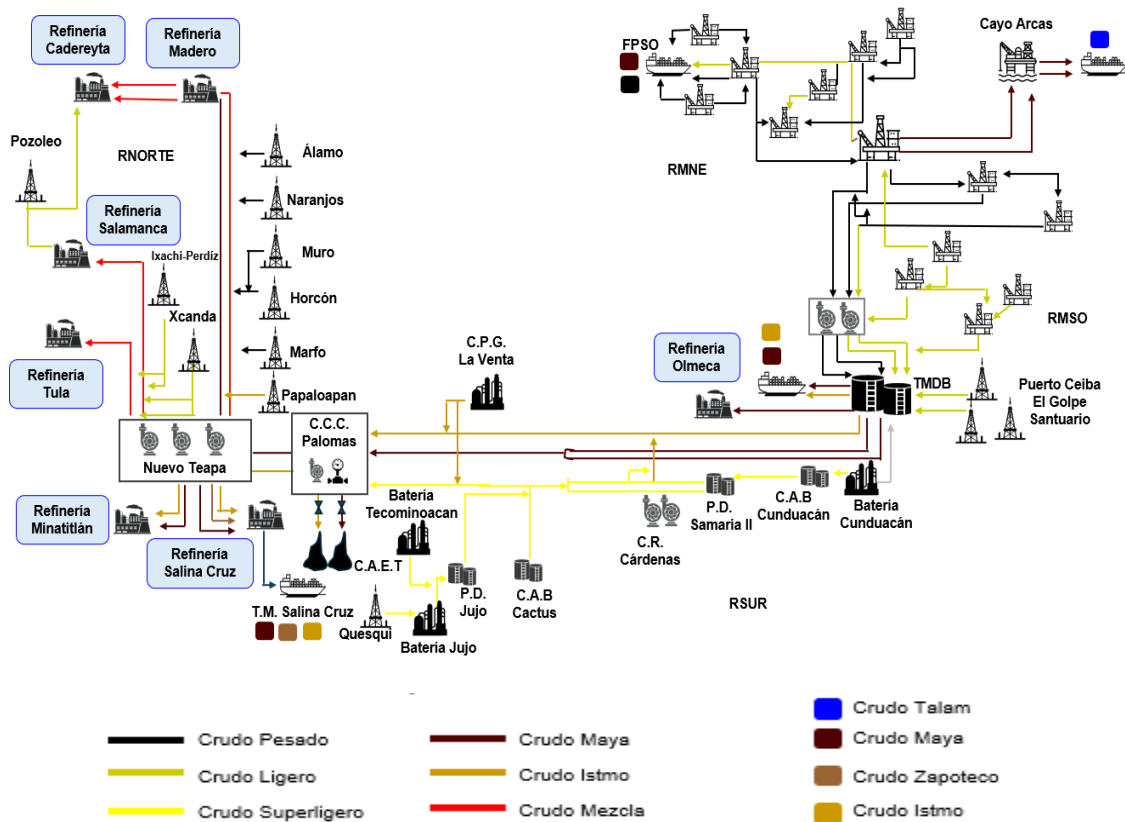


Figura 4.4 Diagrama del transporte de hidrocarburos líquidos al Sistema Nacional de Refinación

4.1.3 Refinación del petróleo crudo y estado actual al Sistema Nacional de Refinación.

El petróleo crudo cuenta con un valor económico mínimo y una utilidad nula, esto quiere decir que es de baja rentabilidad. Para aumentar su utilidad y su valor económico en el mercado debe de someterse a procesos de refinación para obtener derivados útiles en el mercado.

La refinación se define como el proceso de conversión de energía primaria a secundaria, mediante un conjunto de procesos físicos y químicos a los que se somete el petróleo crudo con la finalidad de separar sus componentes útiles y obtener diversos derivados del petróleo (petrolíferos) que se comercializan en el mercado. Los principales procesos de la refinación del petróleo crudo son:

- Destilación atmosférica: Consiste en la separación de hidrocarburos líquidos en componentes específicos (fracciones).
- Destilación al vacío: Proceso empleado para extraer del residuo atmosférico el gasóleo y fracciones para elaborar lubricantes.

- Desintegración catalítica: Consiste en la descomposición de moléculas de hidrocarburo pesadas en más ligeras mediante temperatura, presión y catalizadores para incrementar el rendimiento de la gasolina.
- Hidrotratamiento: El objetivo es eliminar los componentes contaminantes mediante una reacción catalítica con hidrogeno.
- Reducción de viscosidad: Proceso utilizado para obtener hidrocarburos de baja viscosidad.
- Coquización: Consiste en someter residuos pesados a altas temperaturas rompiendo las moléculas pesadas y convirtiéndolas en coque.
- Alquilación: Proceso que produce gasolina con alto octanaje utilizando un catalizador a alta presión.
- Reformación: Consiste en mejorar la calidad antidetonante de la gasolina por medio de calor o utilizando un catalizador.
- Isomerización: Transforma la gasolina de bajo octanaje en una de gasolina de alto octanaje.
- TAME y MTBE: Mejora la combustión de las gasolinas.

El Sistema Nacional de Refinación está conformado por siete refinerías ubicadas en diferentes partes de México. Las refinerías son: Gral. Lázaro Cárdenas del Rio (Minatitlán, Veracruz), Olmeca (Dos Bocas, Tabasco), Ing. Antonio Dovalí Jaime (Salina Cruz Oaxaca), Ing. Antonio M. Amor (Salamanca, Guanajuato), Miguel Hidalgo (Tula, Hidalgo), Ing. R. Lara Sosa (Cadereyta, Nuevo León) y Francisco I. Madero (Cd. Madero, Tamaulipas). Cada una de las refinerías son distintas, debido a la variedad de crudos producidos en México y a su ubicación, estas están configuradas para procesar tipo un crudo específico. El mapa de la Figura 4.5 muestra la ubicación geográfica y el tipo de crudo que reciben y procesan cada una de las refinerías.

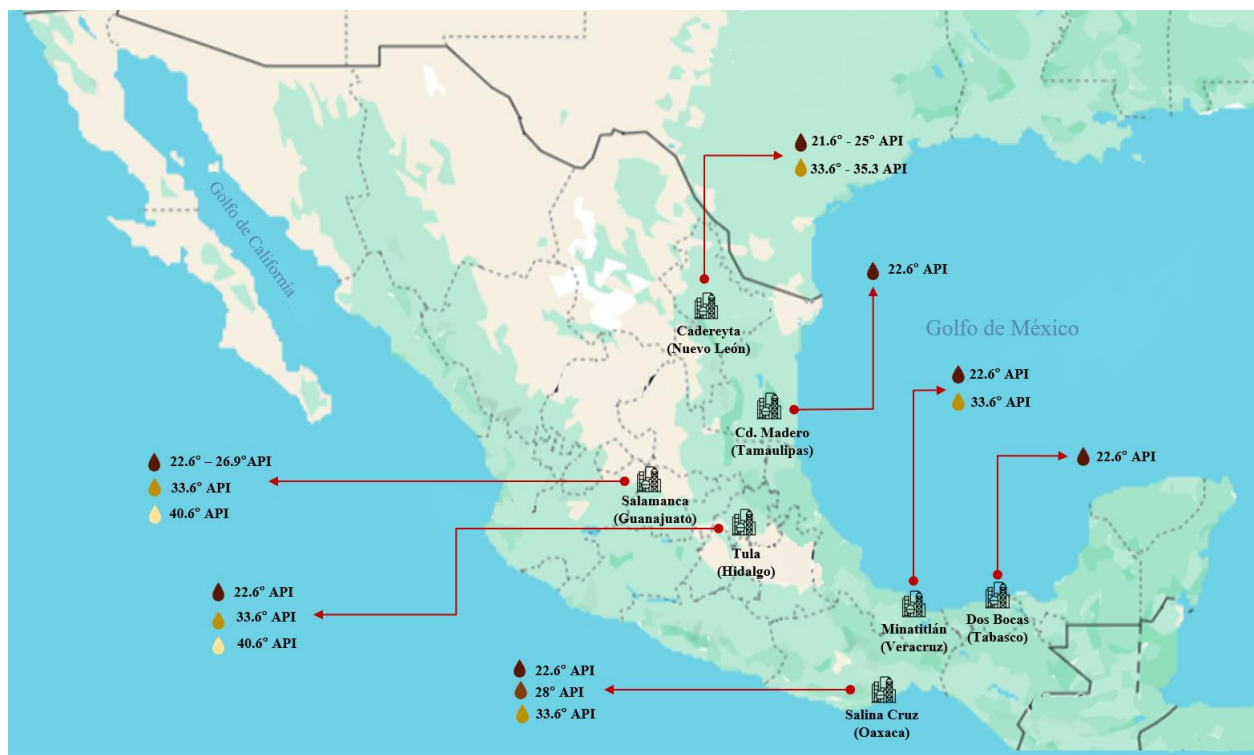


Figura 4.5 Distribución geográfica y tipo de crudo distribuido al Sistema Nacional de Refinación (Elaboración propia)

La Refinería “Lázaro Cárdenas del Río” ubicada en Minatitlán, Veracruz, actualmente se le distribuye una dieta de crudo Maya (crudo pesado de 22.6° API) y crudo Istmo (crudo ligero de 33.6°API).

La Refinería “Olmeca” se encuentra en Dos Bocas, Tabasco. Esta refinería está diseñada para recibir crudo Maya (crudo pesado de 22.6° API).

A la Refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” ubicada en Salina Cruz, Oaxaca, se le distribuye una dieta de crudo Maya (crudo pesado de 22.6° API), crudo Istmo (crudo ligero de 33.6°API) y Zapoteco (crudo mediano de 28° API).

La Refinería “Ing. Antonio M. Amor” se encuentre en Salamanca, Guanajuato. En la actualidad se le entrega una dieta de crudo Maya (crudo pesado de 22.6° API), crudo Istmo (crudo ligero de 33.6°API), crudo Pozóleo (crudo pesado de 26.6°API), Xcaanda (crudo pesado de 26.9° API) y crudo Ixachi (crudo superligero de 40.6° API).

La Refinería “Miguel Hidalgo” ubicada en Tula, Hidalgo, actualmente se le distribuye una dieta de crudo Maya (crudo pesado de 22.6° API), crudo Istmo (crudo ligero de 33.6°API) y crudo Ixachi (crudo superligero de 40.6° API).

La Refinería “Ing. R. Lara Sosa” se encuentra en Cadereyta, Nuevo León. Hoy en día recibe una dieta de crudo Maya (crudo pesado de 22.6° API), crudo Istmo (crudo ligero de 33.6°API), crudo Matapionche (crudo ligero de 35.3° API), Naranja (crudo pesado de 25° API), Marfo (crudo pesado de 21.7° API), Álamo (crudo pesado de 24.7° API) y Horcón (crudo pesado de 21.6° API).

Finalmente, a la Refinería “Francisco I. Madero” ubicada en Cd. Madero, Tamaulipas, se le distribuye una dieta de crudo Maya (crudo pesado de 22.6° API).

En el esquema mostrado en la Figura 4.6 se ejemplifica el tipo de crudo que cada refinería es capaz de recibir y procesar.

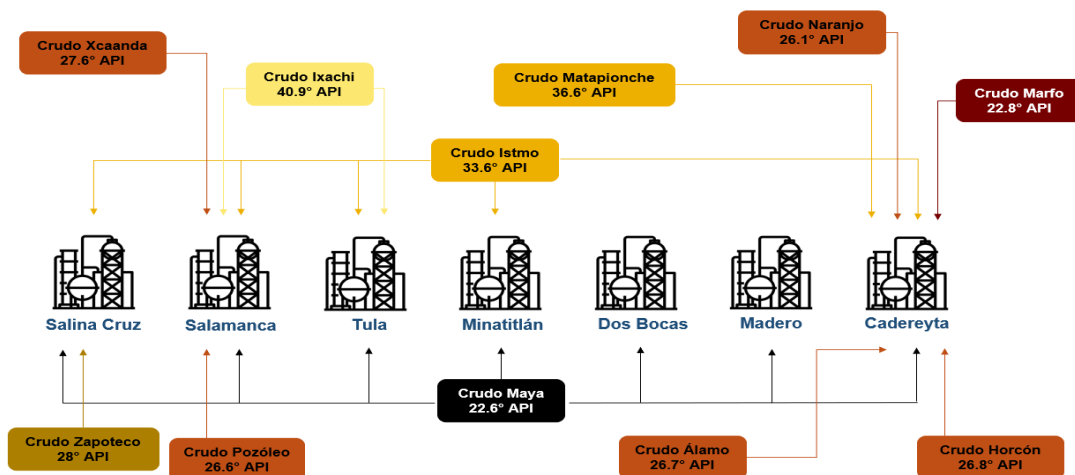


Figura 4.6 Distribución de tipo de crudo enviado a cada refinería

4.1.4 Entrega y proceso de la producción de crudo de la Dirección de Exploración y Extracción al Sistema Nacional de Refinación.

La Dirección de Exploración y Extracción (DEE) se encarga de la extracción, producción, entrega y comercialización del petróleo crudo hacia el Sistema Nacional de Refinación (SNR), el cual se encarga de procesarlo para obtener derivados del crudo. La gestión de recibo (entrega) y proceso implica la coordinación logística de la distribución de la producción nacional total de petróleo

crudo, tomando en cuenta la producción por tipo de crudo, la capacidad de proceso de cada una de las refinerías y la calidad con la que cuenta el crudo al momento de ser entregado al Sistema Nacional de Refinación.

Como ya se mencionó anteriormente, la entrega y proceso de petróleo crudo al SNR se realiza diariamente, además de que el volumen de crudo recibido y procesado no es constante.

La entrega o recibo de crudo por parte de la Dirección de Exploración y Extracción al SNR no tiene un límite establecido, pero depende de la producción de crudo. De acuerdo con datos analizados en un periodo de 2015 a marzo de 2025, no ha mostrado una tendencia lineal. Sin embargo, en el periodo analizado, se observó que en 2015 el SNR tuvo un mayor recibo de crudo con respecto a los demás años. En 2015 al SNR se le entregaron un promedio mensual de 1,063.68 Mbd. El volumen entregado fue disminuyendo cada año hasta que, en 2019 alcanzó un mínimo de volumen recibido con 587 Mbd y 590 Mbd en 2020. Posteriormente, se volvió a incrementar el volumen de crudo entregado por parte de PEP al SNR. En 2024, la Dirección de Exploración y Extracción de Pemex (DEE) entregó un volumen de crudo de 889.83 Mbd. Actualmente (primer trimestre de 2025) el SNR recibe un promedio mensual de 921.55 Mbd (BDI Pemex, 2025). En la gráfica de la Figura 4.7 se observa el comportamiento de la distribución de petróleo crudo al Sistema Nacional de Refinación.

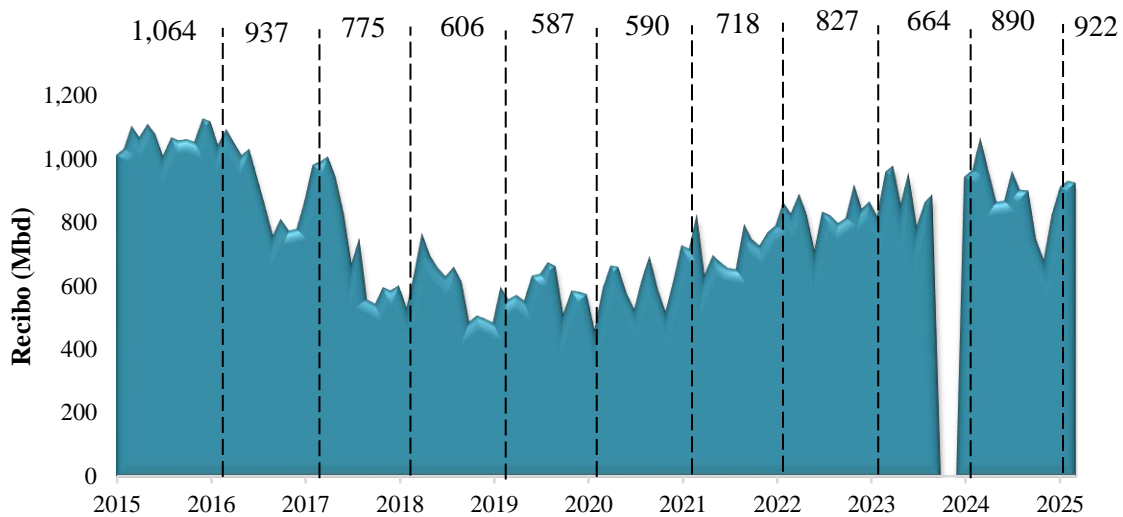


Figura 4.7 Gráfica del comportamiento del recibo de crudo al SNR. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

La entrega de crudo al SNR por tipo de crudo se discretiza en crudo Maya, crudo Istmo y otros crudos (crudo pesado más crudo ligero). Históricamente (contemplando un periodo de 2015 a 2023), del total de crudo enviado al SNR el 40.75% fue de crudo Maya, 49.07% de crudo Istmo y 10.18% de otros crudos, la Figura 4.8 se muestra la aportación de cada tipo de crudo al SNR.

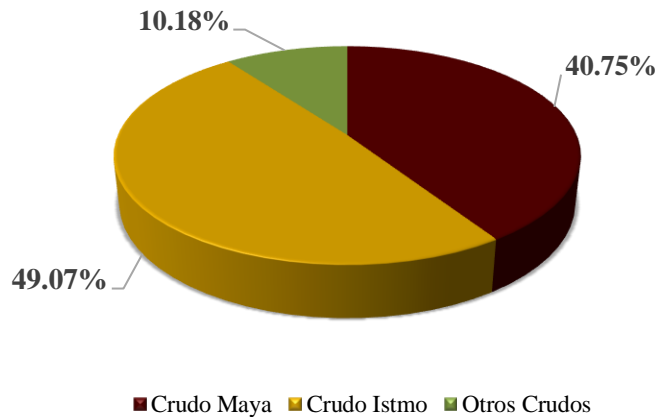


Figura 4.8 Porcentaje de distribución de entrega de crudo al SNR 2015-2023. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El crudo Maya tuvo su mayor volumen de envío en 2015 con 423.56 Mbd, por el contrario, en 2018 se envió el menor volumen de crudo con 176.64 Mbd. En 2023 se entregó al SNR un volumen de crudo Maya de 412 Mbd (BDI Pemex, 2025). En la gráfica de la Figura 4.9 se observa la entrega histórica de crudo Maya.

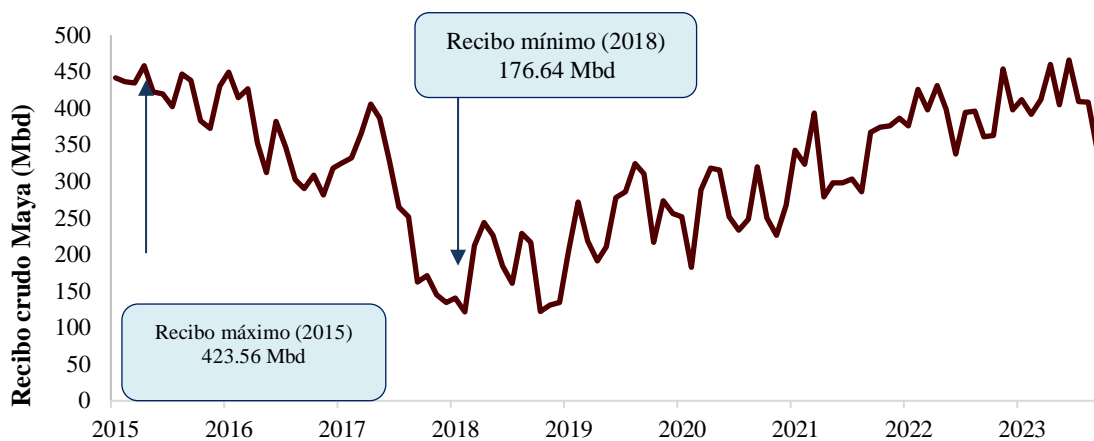


Figura 4.9 Gráfica de entrega de crudo Maya al SNR de 2015 a 2023. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El crudo Istmo, al igual que el crudo Maya, tuvo el mayor volumen entregado al SNR en 2015 con 558.56 Mbd. La entrega de crudo Istmo fue disminuyendo hasta que, en 2020 solo se entregó un volumen de 259.42 Mbd de este tipo de crudo. En 2023 se envió un volumen de crudo Istmo de 386.83 Mbd, al Sistema Nacional de Refinación (BDI Pemex, 2025). En la Figura 4.10 se muestra la gráfica del comportamiento de la entrega de crudo Istmo al SNR.

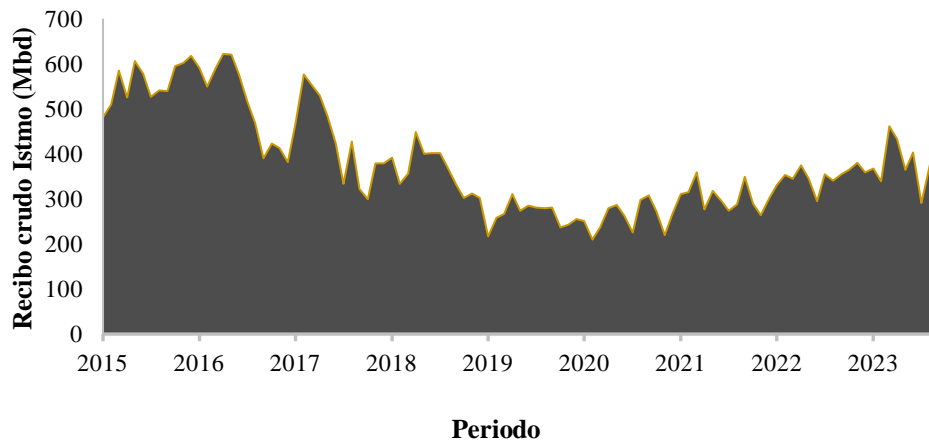


Figura 4.10 Gráfica del comportamiento de volumen de crudo Istmo entregado al SNR 2015-2023. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Finalmente, para el restante de los crudos pesado y ligero, en 2018 se envió un volumen de 67.03 Mbd, pero fue aumentando hasta alcanzar un volumen entregado de 86.85 Mbd en 2023 (BDI Pemex, 2025). Este volumen histórico entregado se observa en la gráfica de la Figura 4.11.

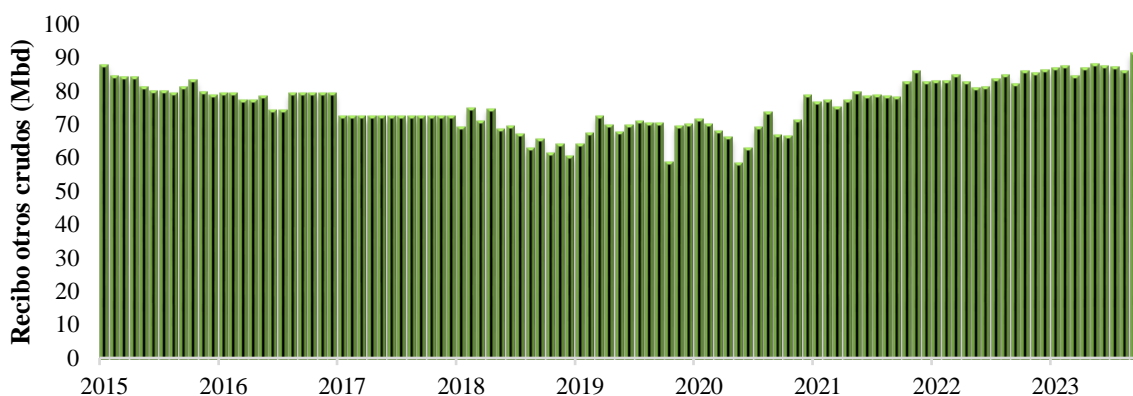


Figura 4.11 Gráfica del comportamiento de recibo de otros crudos del SNR. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025)

La calidad del crudo que es entregado al Sistema Nacional de Refinación es determinada por la salinidad y el porcentaje de agua contenidos en el crudo que es producido y transportado, además de la gravedad API que requiere cada refinería. De acuerdo con los parámetros establecidos, el crudo que es entregado al SNR debe contener un límite de 50 LBM de sal y un porcentaje de agua de 0.5%. Los resultados de los datos analizados en el periodo de 2024 se observaron niveles elevados de salinidad y porcentaje de agua, el crudo enviado al SNR en ese año tuvo una salinidad de 169 LBM y un porcentaje de agua de 1.5% (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025). En la Tabla 4.1 se muestra la calidad del crudo entregado a cada refinería, donde se observa que todas las refinerías incumplen con los límites de los parámetros establecidos. Por otro lado, en la gráfica de la Figura 4.12 se observa el comportamiento de la calidad de crudo entregado al Sistema Nacional de Refinación.

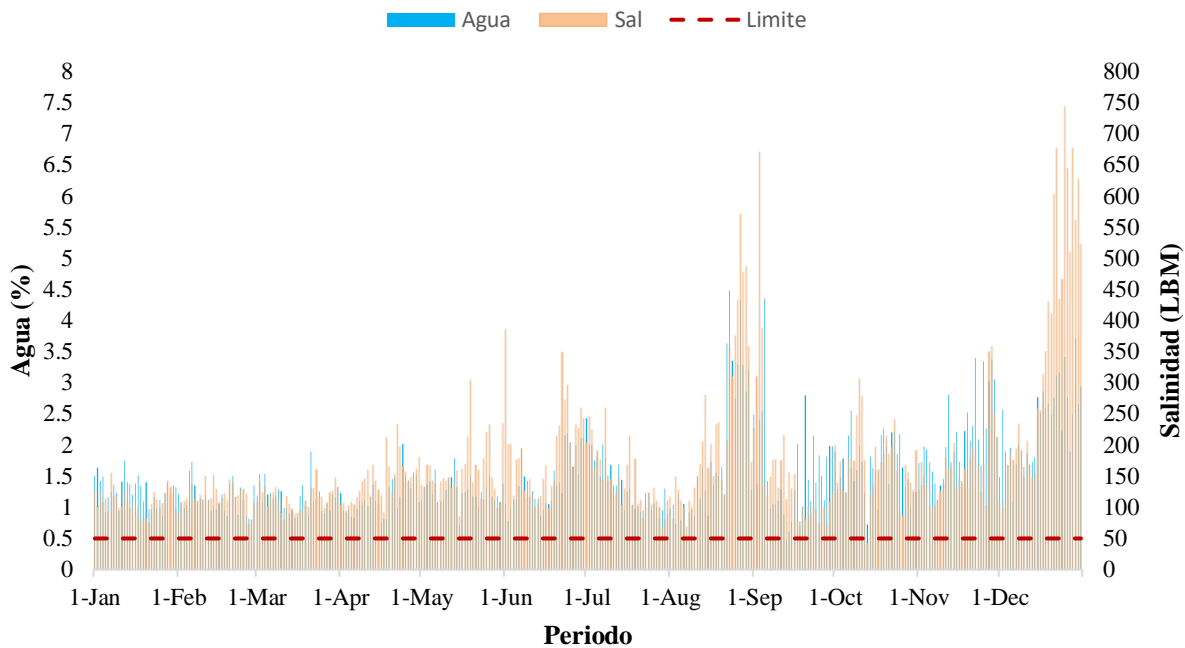


Figura 4.12 Gráfica de la calidad de crudo enviado al SNR en 2024. (Fuente: Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025)

Tabla 4.1 Calidad del crudo entregado a cada refinería del Sistema Nacional de Refinación en 2024

Refinería	Salinidad (LBM)	Agua (%)	Cumplimiento
Cadereyta	114	1.0	Fuera de rango
Salamanca	175	2.2	Fuera de rango
Tula	327	1.9	Fuera de rango
Madero	134	0.7	Fuera de rango
Minatitlán	128	1.1	Fuera de rango
Salina Cruz	97	0.9	Fuera de rango
Dos Bocas	55.30	0.29	Dentro de rango

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025.

En 2025, la calidad del crudo que se envía a cada refinería sobrepasa los límites, la salinidad es de 668 LBM, el porcentaje de agua reportado fue de 3.5%, en cuanto a la gravedad API, esta es de 27.91 °API (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025). La Tabla 4.2 muestra la calidad del crudo reportada por cada refinería en 2025. El comportamiento que ha tenido la calidad del crudo en un periodo de 2024 a 2025 se observa en la gráfica de la Figura 4.13, así como el incumplimiento de la calidad en el crudo por cada refinería.

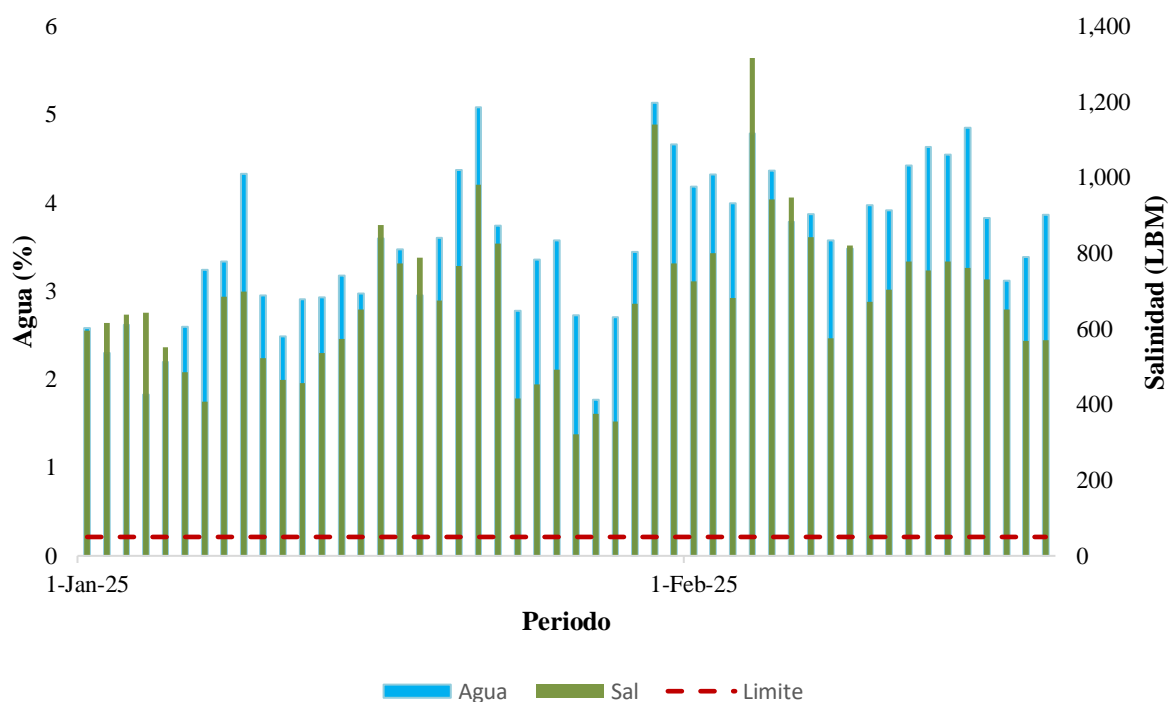


Figura 4.13 Gráfica de la calidad de crudo entregado al SNR en 2025. (Fuente: Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025)

Tabla 4.2 Calidad del crudo entregado a cada refinería del Sistema Nacional de Refinación en 2025

Refinería	Salinidad (LBM)	Agua (%)	Gravedad (°API)
Cadereyta	378	3.0	27.62
Salamanca	285	2.7	29.43
Tula	869	2.8	32.71
Madero	1,706	5.0	20.96
Minatitlán	1,601	6.3	21.25
Salina Cruz	159	2.5	29.28
Dos Bocas	97.07	0.38	22.6

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025.

El proceso de petróleo crudo se refiere a la cantidad de crudo refinado relacionado con la cantidad de crudo entregada al Sistema Nacional de Refinación. A diferencia de la entrega de petróleo crudo a cada refinería, el Sistema Nacional de Refinación cuenta con una capacidad de proceso límite establecida. La capacidad de proceso del SNR total es de 2,320 Mbd. La Tabla 4.3 muestra la capacidad de proceso por refinería.

Tabla 4.3 Capacidad de proceso de petróleo crudo de cada refinería del Sistema Nacional de Refinación

Refinería	Ubicación	Capacidad de proceso (Mbd)
Ing. Antonio Dovalí Jaime	Salina Cruz, Oaxaca	330
Miguel Hidalgo	Tula, Hidalgo	315
Ing. Antonio M. Amor	Salamanca, Guanajuato	245
Gral. Lázaro Cárdenas del Río	Minatitlán, Veracruz	285
Ing. Héctor Lara Sosa	Cadereyta, Nuevo León	275
Francisco I. Madero	Madero, Tamaulipas	190
Dos Bocas	Paraíso, Tabasco	340

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Anuario estadístico Pemex, 2024.

El volumen de crudo procesado ha ido disminuyendo con el paso del tiempo en un periodo analizado de 2015 a 2024. En 2015, el SNR procesó un promedio de 1,064.32 Mbd de crudo, pero en 2024 solo se procesaron 905.33 Mbd. En 2020 se procesó el menor volumen de crudo con 590.16 Mbd. En el primer trimestre de 2025 el SNR tuvo un volumen de proceso de 934.72 Mbd, para el segundo trimestre de 2025 el proceso de crudo aumentó situándose en 987 Mbd (BDI Pemex, 2025). El aumento en el volumen de crudo procesado se debe principalmente a la continuidad

operativa del SNR y la puesta en marcha de dos trenes de la refinería de Dos Bocas. La gráfica de la Figura 4.14 muestra el comportamiento del proceso de crudo en un periodo de diez años.

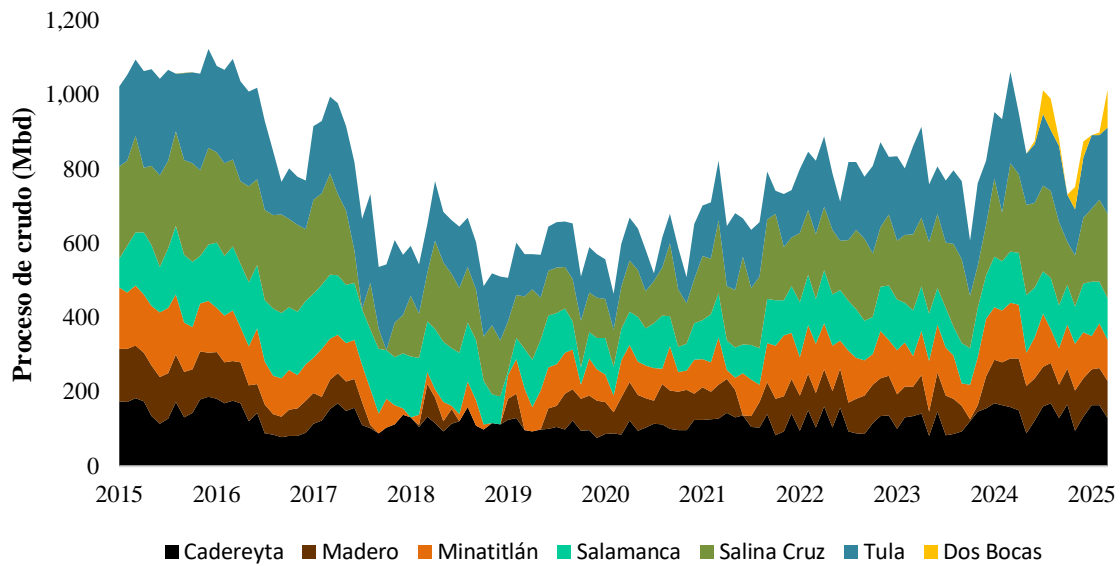


Figura 4.14 Gráfica del proceso de crudo por cada refinera del SNR 2015-2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Los volúmenes de proceso de crudo por cada refinera han tenido variaciones con el paso del tiempo. Históricamente la refinera ubicada en Salina Cruz es la que mayor volumen de crudo es capaz de procesar. De acuerdo con los datos analizados en el periodo de 2015-2024, en 2015 fue el año en que proceso más crudo que en años posteriores con un volumen de proceso de 239.50 Mbd. Pero el volumen de proceso fue disminuyendo hasta que en 2019 solo proceso un volumen de crudo de 125.10 Mbd. Posteriormente la cantidad de crudo procesado fue aumentando paulatinamente, para 2024 el volumen de crudo procesado fue de 198.39 Mbd. En la actualidad, esta refinera procesa en promedio 214.78 Mbd (BDI Pemex, 2025). En gráfica de la Figura 4.15 se observan las variaciones en los volúmenes de crudo procesados en la refinera de Salina Cruz.

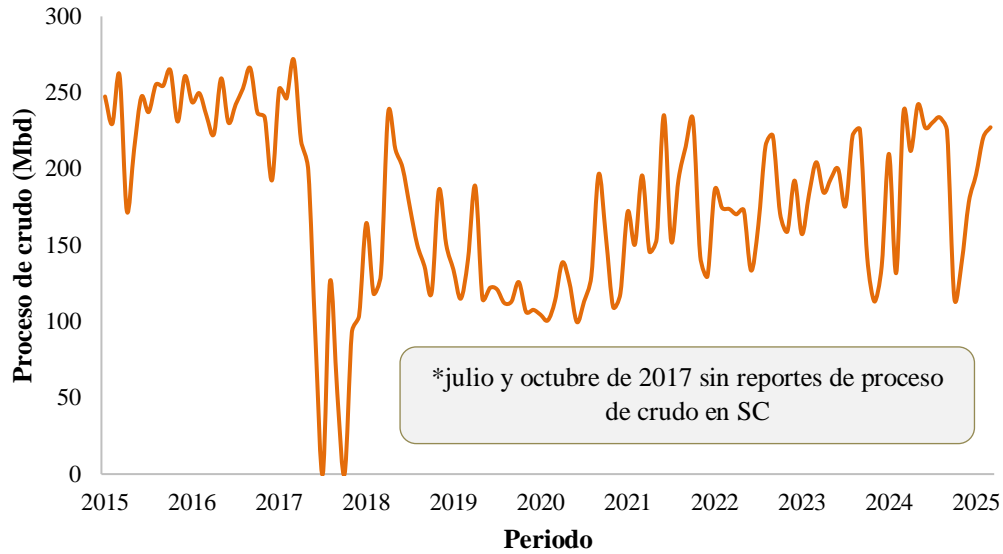


Figura 4.15 Gráfica del comportamiento de proceso de crudo en la refinería Salina Cruz 2015-2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

La refinería de Tula es la segunda refinería que mayor volumen de petróleo crudo ha procesado. Al igual que la refinería de Salina Cruz, en 2015 alcanzó el mayor volumen de proceso, con 236.30 Mbd. En 2020 manejó una menor cantidad de crudo en comparación con otros años, con un volumen de 97.63 Mbd. Sin embargo, en 2024 procesó 176.24 Mbd y actualmente procesa 201.17 Mbd de petróleo crudo (BDI Pemex, 2025). En la gráfica de la Figura 4.16 se observa el comportamiento del proceso de crudo en un periodo de diez años de esta refinería.



Figura 4.16 Gráfica del volumen de crudo procesado en la refinería de Tula. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Dentro de las refinerías que procesan más crudo, se encuentra la refinería ubicada en Salamanca, Guanajuato. En 2016 esta refinería tuvo un volumen de proceso de crudo de 170.86 Mbd en promedio, siendo el periodo con mayor volumen de proceso. Por el contrario, en 2019 solo procesó un volumen de 92.69 Mbd de crudo. El volumen de crudo que procesa la refinería de Salamanca fue aumentando gradualmente, hasta que en 2024 alcanzó a procesar 128.11. Al presente la refinería procesa un promedio de 123.35 Mbd de petróleo crudo. (BDI Pemex, 2025). La gráfica de la Figura 4.17 muestra el comportamiento del volumen de crudo que ha procesado la refinería de Salamanca en un periodo de diez años.

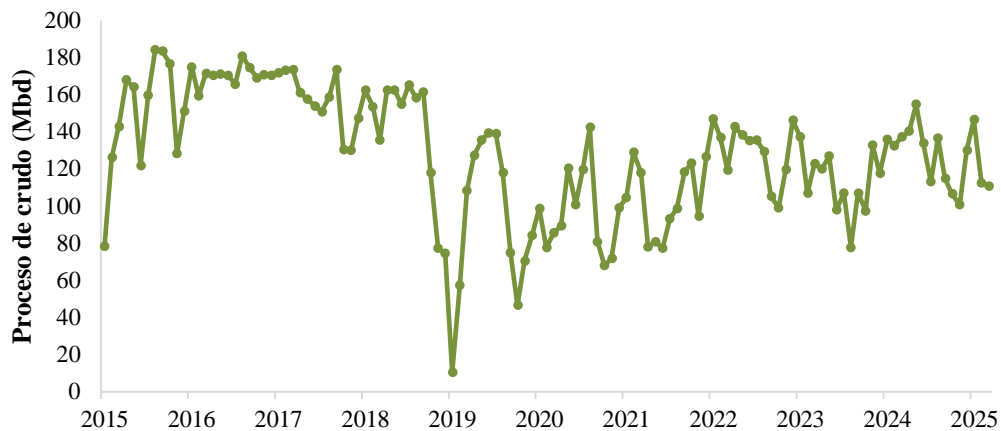


Figura 4.17 Proceso de crudo en un periodo de 10 años de la refinería de Salamanca. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Además de las refinerías ubicadas en Salina Cruz, Tula y Salamanca, la refinería ubicada en Cadereyta, Nuevo León (a lo largo del tiempo) ha procesado volúmenes significativos de crudo. En 2015 procesó un volumen de 158.56 Mbd de crudo. Pero, para 2020 tan solo procesó 102.66 Mbd de petróleo crudo. Posterior a ese periodo, logró aumentar su volumen de proceso, en 2024 el volumen que procesó de crudo fue de 142.88 Mbd. Hoy en día la refinería ubicada en Cadereyta procesa 152.95 Mbd. (BDI Pemex, 2025). En la gráfica de la Figura 4.18 se observa el comportamiento del proceso de crudo de 2015 a 2025.

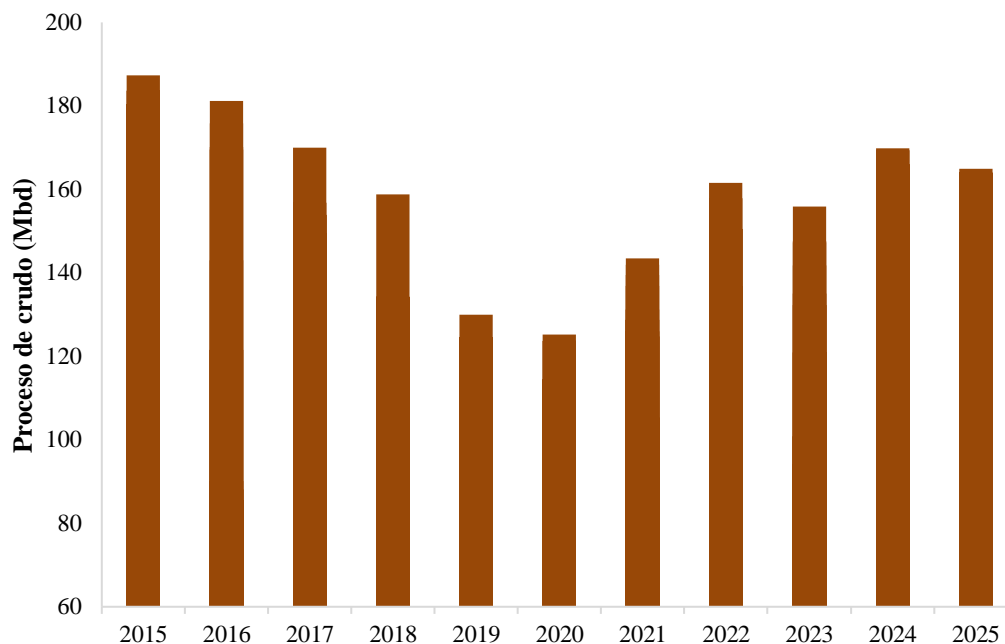


Figura 4.18 Gráfica del proceso de crudo de la refinería ubicada en Cadereyta. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Las refinерías ubicadas en Madero y Minatitlán son las refinерías que han procesado una menor cantidad de crudo a lo largo del tiempo. La refinерía de Minatitlán, Veracruz tuvo un mayor volumen de proceso de 151.64 Mbd de crudo en 2015. El volumen de proceso fue disminuyendo periódicamente hasta que, en 2018 solo procesó un volumen de 26.19 Mbd debido a que durante tres meses no reportó volúmenes de crudo procesado. Pero fue recuperando la capacidad de proceso y en 2024 se reportó un volumen procesado de 123.56 Mbd. En la actualidad, procesa un volumen de 106.80 Mbd. (BDI Pemex, 2025). La gráfica de la Figura 4.19 muestra el comportamiento del volumen de crudo procesado un periodo de 10 años.

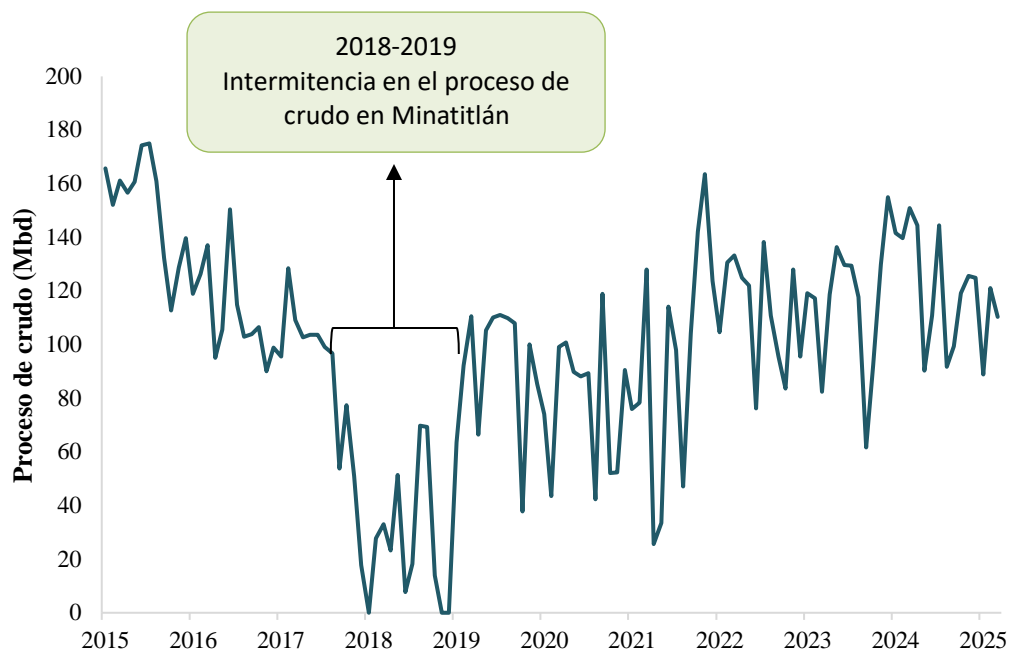


Figura 4.19 Gráfica del comportamiento de proceso de crudo en la refinería de Minatitlán. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

La refinería ubicada en Madero, Tamaulipas reportó en 2015 un volumen de proceso de crudo de 129.49 Mbd (siendo el año en que mayor volumen de crudo proceso). La capacidad de proceso de esta refinería fue disminuyendo notoriamente hasta que en 2018 solo procesó petróleo crudo de febrero a junio, reportando un promedio de 19.14 Mbd para ese año. El proceso de crudo en la refinería de Madero no ha sido constante, aunque ha logrado aumentar el proceso de crudo. En 2024 procesó 112.84 Mbd y hoy en día el volumen de crudo procesado es de 99.06 Mbd. (BDI Pemex, 2025). En la gráfica de la Figura 4.20 se ilustra el comportamiento del volumen de proceso de crudo en un periodo de 2015 a 2025.

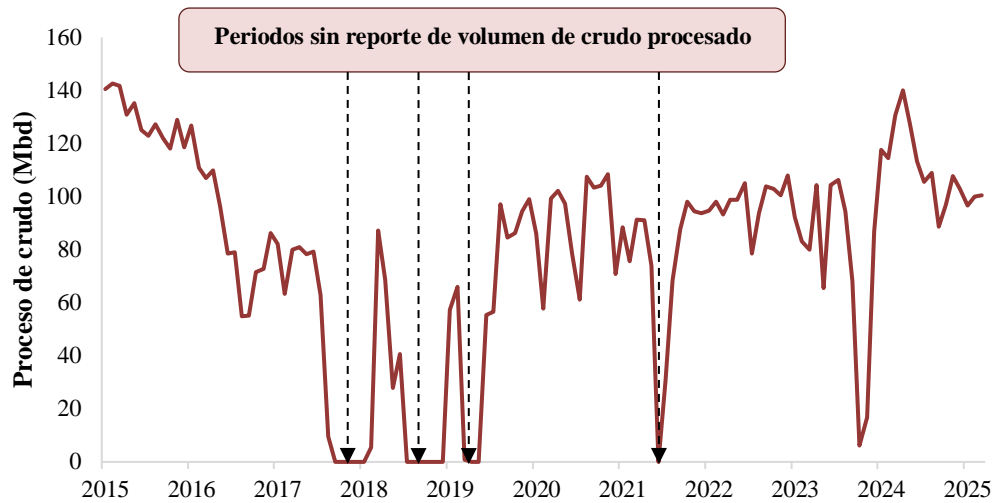


Figura 4.20 Gráfica del volumen de crudo procesado en la refinería de Madero de 2015-2025 (Elaboración propia con datos de BD Pemex, 2025)

Por el contrario, la refinería Olmeca ubicada en Dos Bocas, Tabasco empezó su funcionamiento en 2024. El proceso de crudo en esta refinería no ha sido constante debido a que se encuentra en etapa de pruebas. En 2024 solo procesó un volumen de 23.27 Mbd de crudo, puesto que solo procesó crudo de junio a septiembre y de noviembre a diciembre. En 2025 solo ha procesado crudo de febrero a marzo de acuerdo con los registros, donde se observó que ha procesado 36.57 Mbd de petróleo crudo. (BDI Pemex, 2025). En la gráfica de la Figura 4.21 se observa el registro de volumen de crudo procesado en la refinería Olmeca, desde su arranque.

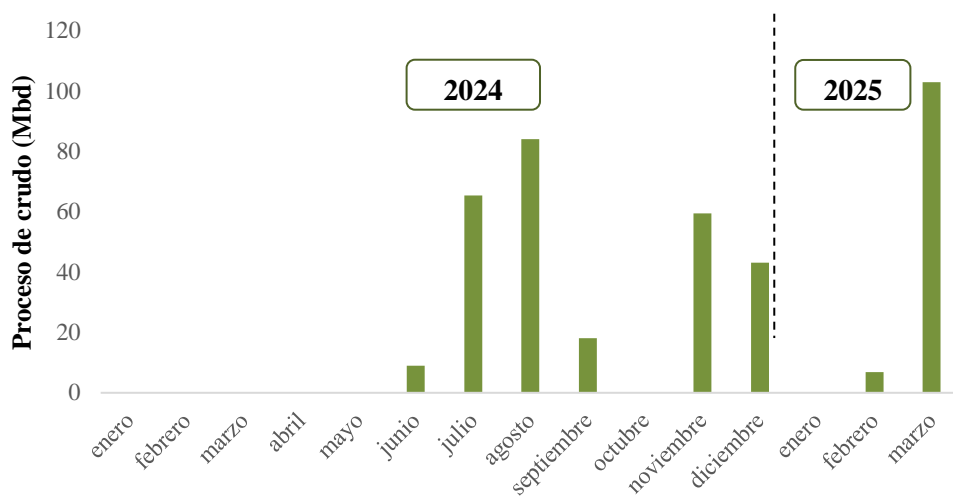


Figura 4.21 Gráfica de proceso de crudo en la refinería Dos Bocas desde su arranque 2024-2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

4.1.5 Productos refinados y su valor en el mercado.

Los productos obtenidos de la refinación del petróleo crudo realizada en cada una de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación se les conoce como petrolíferos y gas licuado. Los petrolíferos obtenidos en el SNR son:

- Gas licuado
- Gasolinas
- Turbosina
- Combustóleo
- Asfaltos
- Gas seco
- Otros petrolíferos (lubricantes, parafinas, coque, gasóleo de vacío, aeroflex, extracto furfural y aceite cíclico ligero)

En México, la industria de la elaboración de productos refinados y su comercialización es gestionada por la Dirección de Procesos Industriales (DPI). La elaboración de productos petrolíferos y gas licuado está condicionada por el volumen de recibo y proceso de crudo, así como por la eficiencia operativa de cada refinería del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

En un periodo analizado de diez años (2015-2025) se observó que la elaboración de productos refinados no ha sido estable, aunque el volumen de productos elaborados para el 2025 es similar a la producción de 2015 esta ha ido disminuyendo. En 2015 la elaboración de productos refinados tuvo un resultado de 1.09 MMbd, por otro lado, en el 2025 el volumen obtenido de estos productos es de 919.43 Mbd. El año en que se reportó menor elaboración de petrolíferos fue en 2020 con un volumen de 590.51 Mbd como resultado de que en ese año el recibo y proceso de crudo fue mínimo para el SNR. (BDI Pemex, 2025).

Los productos que se producen en mayor cantidad son: gasolina, Diesel y combustóleo, contrario a la turbosina, otros petrolíferos, gas seco, gas licuado y asfaltos que se producen en menor medida. La elaboración de gasolinas en 2015 tuvo un volumen de 381.42 Mbd y en la actualidad es de 322.14 Mbd, aunque la elaboración de este producto ha disminuido, ha logrado mantener una

producción estable. Para el caso del Diesel, en 2015 se produjo un volumen de 274.66 Mbd y en 2025 solo 170.45 Mbd teniendo una disminución en su producción del 34%. La elaboración de combustóleo al igual que la gasolina y el Diesel ha disminuido, en 2015 se tuvo un volumen de 237.31 Mbd, pero en 2025 la elaboración de combustóleo aumentó a 239.82 Mbd. (BDI Pemex, 2025).

De la elaboración de otros petrolíferos (lubricantes, parafinas, coque, gasóleo de vacío, aeroflex, extracto furfural y aceite cíclico ligero) en 2015 se obtuvo un volumen de 71.73 Mbd, pero en 2018 disminuyó su elaboración un 64% con 26.11 Mbd, posterior a ello su elaboración fue en aumento y actualmente se obtiene un volumen de 70.72 Mbd. El gas seco también es considerado un producto refinado y la obtención de este producto mediante la refinación es mínima, en 2015 se obtuvo un volumen de 62.18 Mbd y en 2025 de 63.89 Mbd. La turbosina es uno de los petrolíferos que se elabora en menor volumen, en 2015 se produjeron 47.84 Mbd de turbosina y aunque disminuyó su elaboración en 2020, en la actualidad se obtiene un volumen de 42.34 Mbd. Finalmente, los asfaltos son el producto petrolífero que se obtiene en menor cantidad, en 2015 se obtuvo un volumen de 17.67 Mbd y en 2025 produce solo el 56.87% de lo que se producía hace una década con 10.05 Mbd. (BDI Pemex, 2025).

En la gráfica de la Figura 4.22 se observa el volumen de cada producto refinado en el Sistema Nacional de Refinación, como se ha comportado la capacidad de refinación en un periodo de diez años.

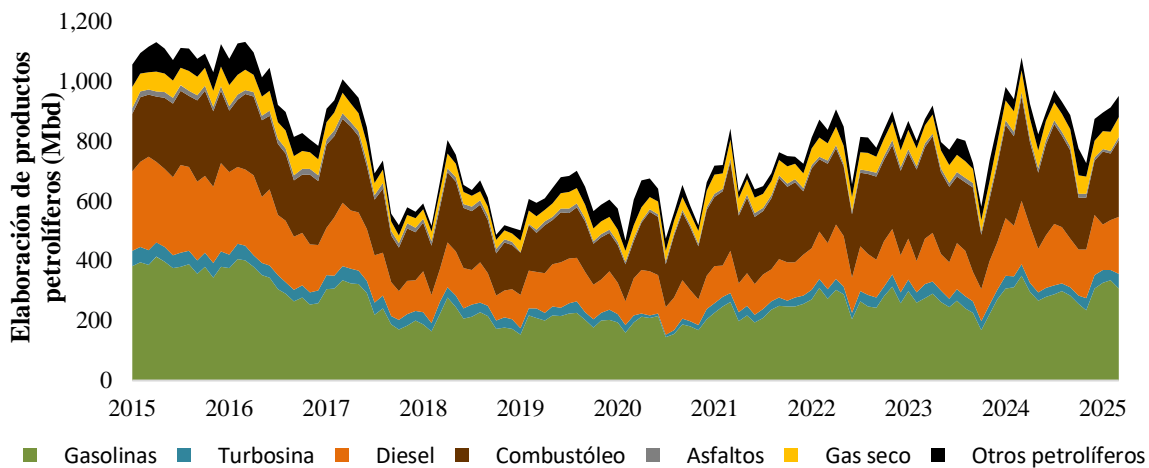


Figura 4.22 Comportamiento de la elaboración de productos refinados en el Sistema Nacional de Refinación. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025)

En el segundo trimestre de 2025, la elaboración de productos petrolíferos se ubicó en 1.034 MMbd obteniendo destilados de alto valor, con un porcentaje de 64.4% de la producción total (BDI Pemex, 2025). El aumento de la producción de petrolíferos respecto al 2024 es reflejo de los avances en la eficiencia del Sistema Nacional de Refinación como: la continuidad operativa del SNR y la entrada en operación de dos trenes en la refinería Olmeca.

La producción de petrolíferos en el segundo trimestre de 2025 se distribuyó de la siguiente manera: 383 Mbd de gasolinas, 210 Mbd de diésel, 43 Mbd de turbosina, y 398 Mbd de otros petrolíferos y gas LP. En consecuencia, al aumento de la producción de petrolíferos el rendimiento de gasolinas, diésel y turbosina incrementó de 57.4% en 2024 a 64.4% en el segundo trimestre de 2025 resultado de la mejora en la rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación. (BDI Pemex, 2025). Lo anterior se puede observar en la gráfica de la Figura 4.23.

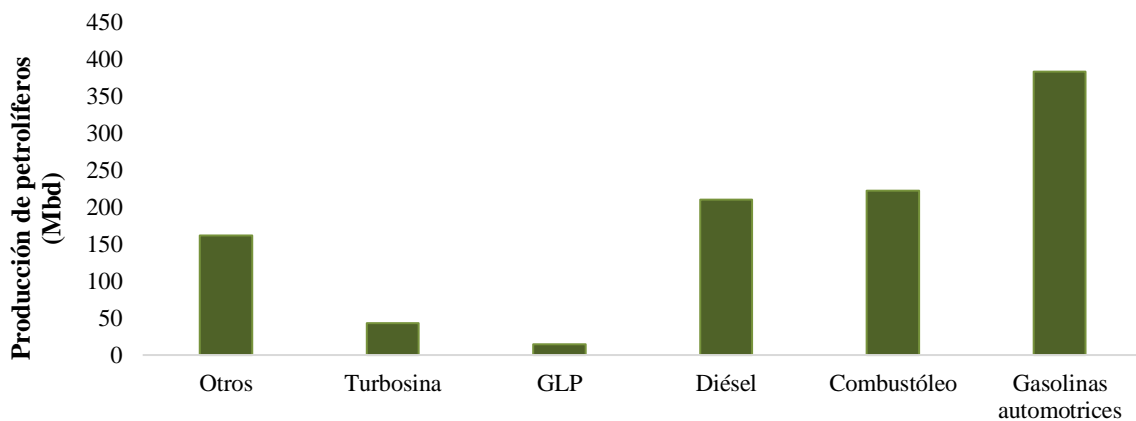


Figura 4.23 Producción de productos petrolíferos en el segundo trimestre de 2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Por el contrario, la producción de gas seco disminuyó en el segundo trimestre de 2025 con respecto a 2024 debido a una menor producción de gas en los complejos procesadores de gas: Nuevo Pemex, La Venta y Burgos. Lo anterior también repercutió en una menor producción de líquidos del gas, con un volumen de 117 Mbd, por su parte el volumen de condensados en el segundo trimestre de 2025 fue de 8.6 Mbd. (BDI Pemex, 2025).

Los productos refinados obtenidos en el Sistema Nacional de Refinación son comercializados internamente, es decir son vendidos dentro de México. El volumen de las ventas internas y el valor que tienen en el mercado son resultado de la demanda y del volumen de productos obtenidos en la refinación.

La gráfica de la Figura 4.24 muestra el comportamiento del volumen total de petrolíferos comercializados en México y el valor que adquieren en el mercado. De acuerdo con la gráfica se observa que en general, el valor total de los petrolíferos en el mercado no depende únicamente del volumen comercializado, aunque si es el factor principal. En el año 2020 fue cuando se comercializó un menor volumen de productos refinados y se obtuvieron menores ingresos, con 918 Mbd y un valor de 430 MMdp. Caso contrario al 2016 (donde se comercializó mayor volumen de 2015 a 2024) con 1,446 Mbd, pero el valor en el mercado solo fue de 527 MMdp. Otro ejemplo es el del año 2022 cuando el valor de las ventas de petrolíferos fue el mayor en el periodo de 2015-2025 con 1,035 MMdp, pero el volumen comercializado fue de 1,163 Mbd, menor al de 2016. (BDI Pemex, 2025).

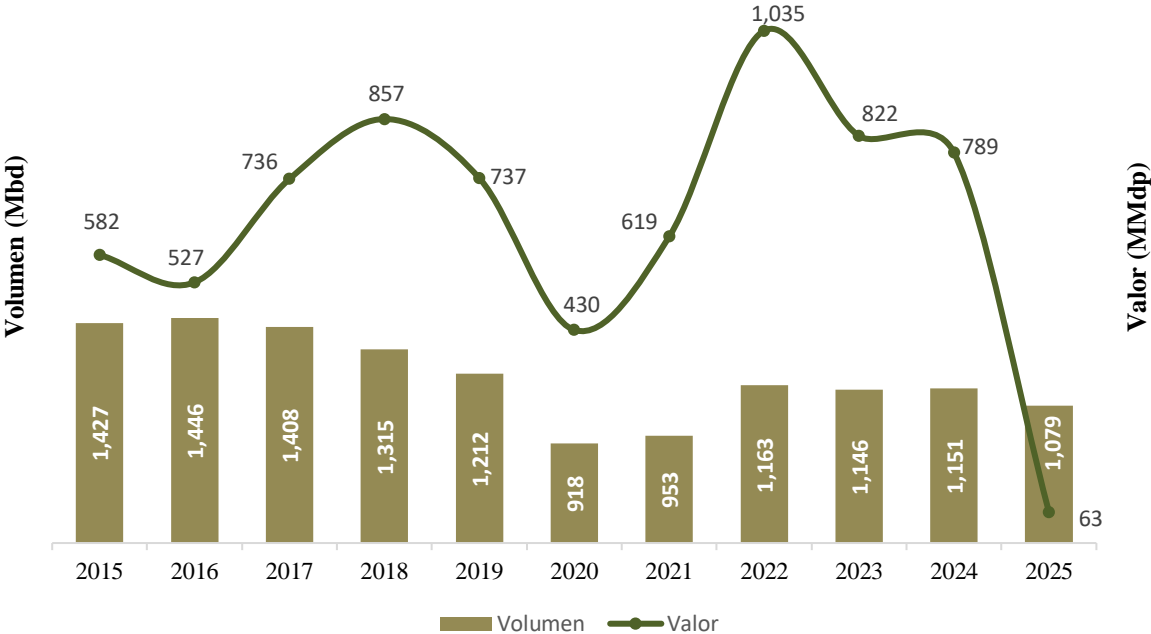


Figura 4.24 Gráfica del volumen y valor de la comercialización de productos refinados en México. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En el segundo trimestre del 2025 el margen de variable de refinación del SNR fue de 4.40 USD/b debido al decremento del precio del crudo, pero a un aumento en la producción de destilados.

Respecto al precio de referencia de la gasolina, este fue de 91.60 USD/b en el segundo trimestre de 2025 reflejando una disminución de 13.4% con respecto al 2024. Esta disminución en el precio de la gasolina se debe principalmente a la caída de los precios del crudo. En este contexto, el precio de referencia del diésel también disminuyó 12.2% con respecto al 2024, con un precio de 96.06 USD/b. Este decremento fue impulsado por diversos factores como las políticas arancelarias, aunque aumento al final del segundo trimestre debido al conflicto de Medio Oriente. (BDI Pemex, 2025).

De los productos refinados obtenidos en cada una de las refinerías de México, al igual que el volumen que se obtiene de cada uno de ellos, los productos con mayor volumen de comercialización son las gasolinas, Diesel, turbosina y combustóleo. A diferencia de los asfaltos, parafinas, lubricantes y otros petrolíferos, en que su volumen de ventas internas es mínimo o nulo. El comportamiento del volumen de los petrolíferos comercializados se ilustra en la gráfica de la Figura 4.25. En la gráfica se observa que en 2016 se comercializó un mayor volumen de petrolíferos: Gasolinas 822.59 Mbd, Diesel 387.22 Mbd, combustóleo 102.56 Mbd, Turbosina 76.24 Mbd, otros 37.71 Mbd, Asfaltos 15.93 Mbd, Lubricantes 3.13 Mbd y Parafinas 0.56 Mbd. (BDI Pemex, 2025).

Por el contrario, en 2020 fue el año que menor volumen de petrolíferos se comercializó debido a la disminución en la elaboración de productos refinados, además, en el 2025 el Sistema Nacional de Refinación tuvo una disminución en el proceso de crudo. El volumen de cada producto refinado que se comercializó fue de la siguiente manera: Gasolinas 571.21 Mbd, Diesel 217.47 Mbd, combustóleo 55.21 Mbd, Turbosina 38.86 Mbd, otros 26.67 Mbd, Asfaltos 8.46 Mbd, Lubricantes 0.33 Mbd y Parafinas 0.02 Mbd. (BDI Pemex, 2025).

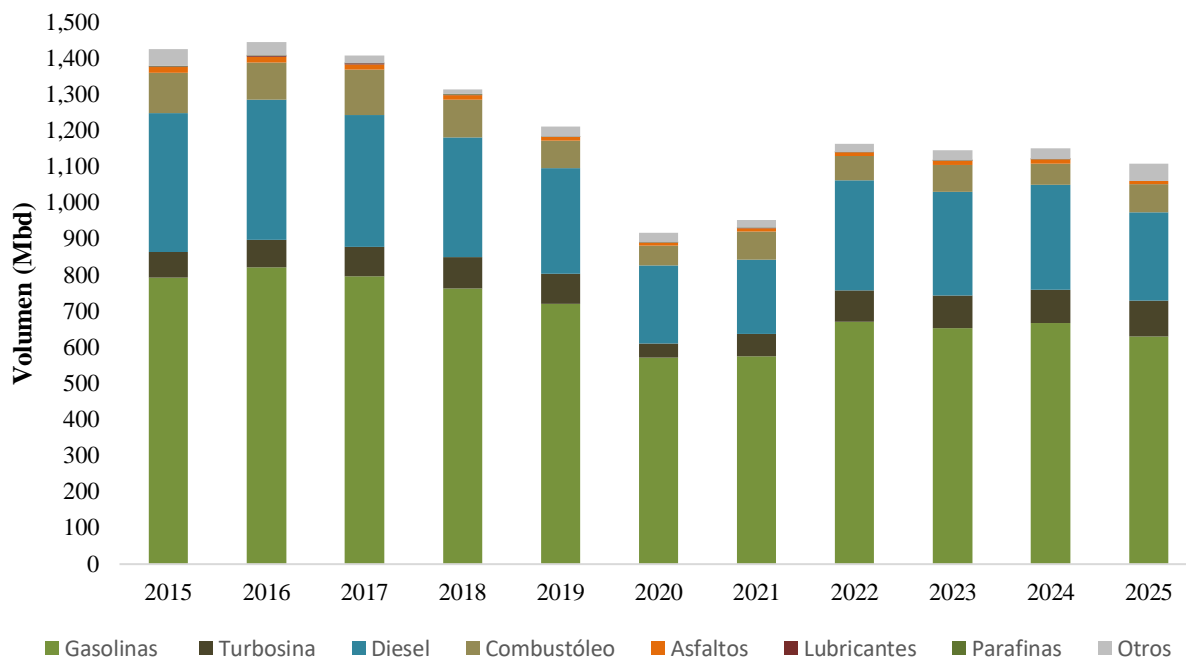


Figura 4.25 Gráfica del volumen de comercialización por cada producto refinado. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Como ya se mencionó anteriormente, el valor económico que cada producto refinado adquiere no depende únicamente de la cantidad que se comercializa. En la Figura 4.26 se encuentra la gráfica de la variación del valor económico para cada producto refinado en un periodo de diez años. De acuerdo con lo observado, los productos refinados que tienen un mayor valor económico son aquellos que más volumen han comercializado, sin embargo, no es el único factor a excepción de 2020. En el año 2020 fue cuando el valor de comercialización de petrolíferos estuvo por debajo de los demás años, el valor para cada producto petrolífero fue: Gasolinas 284.91 MMdp, Diesel 110.61 MMdp, combustóleo 9.13 MMdp, Turbosina 20.15 MMdp, otros 0.80 MMdp, Asfaltos 4.57 MMdp, Lubricantes 0.19 MMdp y Parafinas 0.001 MMdp. (BDI Pemex, 2025).

El valor de los productos refinados es volátil, aunque en 2022 no se tuvo el mayor volumen de petrolíferos comercializados fue el periodo donde el valor de los petrolíferos fue mayor. El valor total adquirido para cada producto refinado fue: Gasolinas 605.60 MMdp, Diesel 301.27, combustóleo 21.20 MMdp, Turbosina 96.98 MMdp, otros 2.07 MMdp, Asfaltos 7.95 MMdp, Lubricantes 0.12 MMdp y Parafinas 0.03 MMdp. (BDI Pemex, 2025).

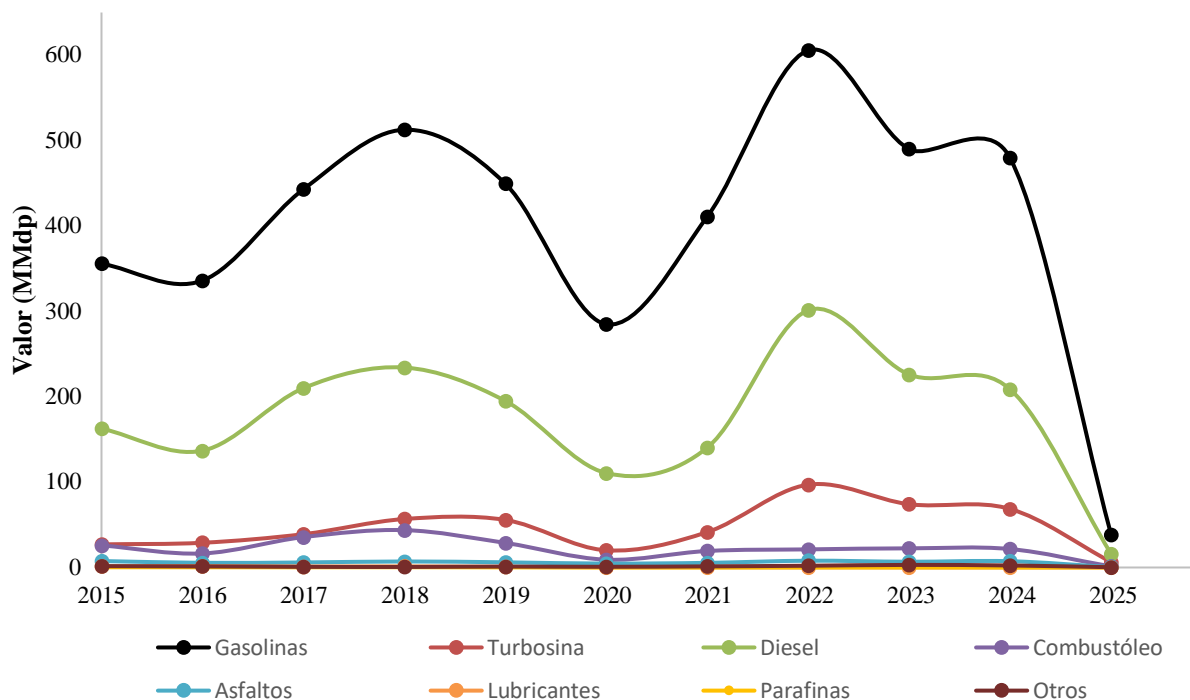


Figura 4.26 Gráfica del valor económico adquirido por cada producto refinado en un periodo de diez años. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025)

En la actualidad (2025) el valor de cada producto refinado disminuyó con respecto al volumen obtenido que ha ido aumentando. En la Tabla 4.4 se observa el valor de las ventas internas en relación con el volumen de las ventas para cada tipo de petrolífero. Los tres productos con un mayor porcentaje de ventas en el segundo trimestre de 2025 son: gasolinas, diésel y Gas LP. En la gráfica de la Figura 4.27 se observa el porcentaje de ventas de petrolíferos en México.

Tabla 4.4 Comercialización de productos refinados en México en la actualidad (2025)

Producto refinado	Volumen (Mbd)	Valor (mdp)
Gasolinas	631.06	38,341.34
Turbosina	97.98	6,369.59
Diesel	245.39	15,873.64
Combustóleo	47.95	1,200.97
Asfaltos	9.32	468.65
Lubricantes	-	-
Parafinas	-	-
Otros	46.90	301.97

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de BDI Pemex, 2025.

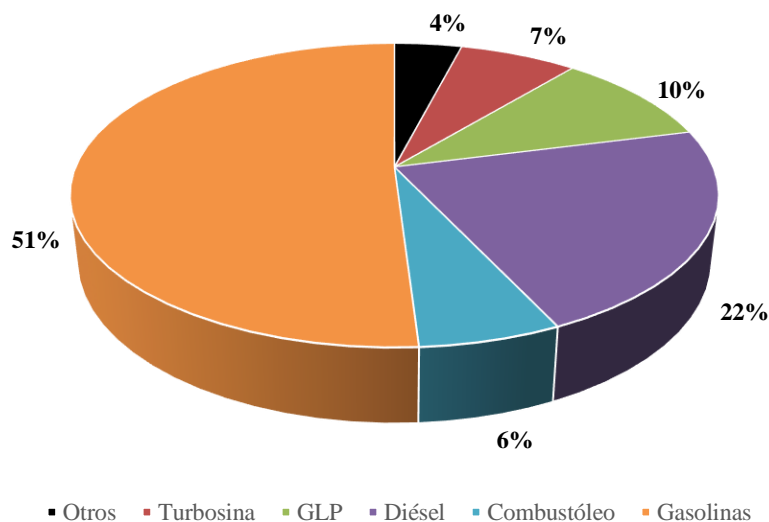


Figura 4.27 Porcentaje de ventas de petrolíferos en México. (Elaboración propia, con datos obtenidos de BDI Pemex, 2025).

4.2 Exportación de la producción nacional de crudo en México.

La exportación de crudo ha sido históricamente uno de los pilares fundamentales de la economía mexicana. A través de Petróleos Mexicanos (Pemex), el Estado ha gestionado la producción y comercialización del petróleo crudo. Sin embargo, en los últimos años, la dinámica del sector ha experimentado importantes transformaciones debido a factores como el agotamiento de campos maduros, la creciente demanda interna de combustibles, y un cambio en la política energética orientado hacia la autosuficiencia y la refinación nacional. En este contexto, el análisis de la exportación de crudo en México resulta esencial para comprender el papel actual del petróleo en la economía nacional y el comportamiento futuro de las exportaciones en México.

4.2.1 Producción de crudo de la Dirección de Exploración y Extracción (DEE) de Pemex por tipo de mezcla comercial.

Como ya se mencionó anteriormente la producción de las mezclas comerciales de crudo resultan de la producción nacional por tipo de crudo, ya sea pesado, ligero o superligero por ello es relevante analizar la producción por tipo de crudo, para conocer la cantidad de volumen que se obtiene de cada mezcla comercial. En la Tabla 4.5 se observa los diferentes tipos de crudo que se producen en México y las mezclas comerciales que resultan del volumen producido de estos crudos.

Tabla 4.5 Tipos de crudos producidos y mezclas comerciales en México

Tipo de crudo	Mezcla comercial	Gravedad (°API)
Pesado	Maya	22.6
	Altamira	16
	Talam	15.8
Ligero	Istmo	32
	Zapoteco	29
Superligero	Olmeca	39

De acuerdo con la producción por tipo de crudo, el crudo tipo pesado es el que mayor producción tiene, seguido de los crudos ligero y superligero. La producción por tipo de crudo ha ido en decadencia, como se observa en la Tabla 4.6. En un periodo de 2020-2025 la producción de crudo pesado disminuyó 18.84%, el volumen de crudo Istmo declinó 20.42% y en cuanto al crudo Superligero, este tuvo una disminución del 6%. Lo anterior impacta en que la elaboración de mezclas comerciales de crudo disminuya considerablemente.

Tabla 4.6 Producción de hidrocarburos por tipo de crudo de 2020-2025

	Producción (Mbd)					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total	1,659	1,686	1,685	1,588	1,484	1,358
Pesado	1,039	1,002	933	970	921	843
Ligero	468	531	502	461	423	373
Superligero	151	153	249	157	139	142

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de BDI Pemex, 2025.

4.2.2 Sistema de exportación de crudo en México.

La exportación de petróleo crudo en México comprende la extracción de crudo de los campos que pertenecen a las cuatro regiones petroleras, el proceso de tratamiento del crudo para eliminar impurezas como agua y sal, asegurando que cumpla con las especificaciones necesarias para su transporte y exportación posterior a su extracción, finalmente el crudo es transportado a través de una red de ductos hacia terminales marítimas clave, donde se almacena y se carga en buques para su exportación a los distintos destinos geográficos. El mapa de la Figura 4.28 muestra la red de transporte del crudo a cada terminal de exportación.



Figura 4.28 Mapa de la distribución de petróleo crudo hacia cada terminal marítima de exportación

El crudo producido en la Región Marina Noreste es crudo pesado, parte del volumen de crudo obtenido en esa Región es enviado directamente hacia el FPSO (Floating Process Storage and Offloading). La Región Marina Suroeste produce principalmente crudo ligero, parte del volumen producido es enviado hacia la RMNE. El crudo ligero y crudo pesado que las regiones marinas envían son almacenados y procesados en el FPSO. El crudo procesado en esta terminal marítima es exportado como crudo Maya y crudo Talam.

La terminal marítima Cayo Arcas también almacena y exporta el crudo producido en las regiones marinas. Esta terminal de exportación, a diferencia de todas las terminales que existen en México, solo opera en caso de que se presente algún problema operativo debido a los cambios climatológicos que se llegan a presentar. Cuando esta terminal se encuentra en funcionamiento la RMSO envía parte del crudo ligero que produce por medio de los ductos de transporte hacia las instalaciones de la RMNE, por su parte la Región Marina Noroeste envía parte del crudo pesado que produce hacia la terminal marítima de Cayo Arcas para incorporarse al crudo ligero y obtener crudo Maya. La terminal de Cayo Arcas almacena y exporta crudo Maya.

Además de enviar su crudo para exportación hacia el FPSO, el crudo pesado producido en la Región Marina Noreste es transportado mediante las líneas 1 y 2 hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), principal terminal de almacenamiento y exportación de crudo en México. Por otra parte, el crudo ligero producido en la Región Marina Suroeste se transporta hacia la TMDB mediante las

líneas 3 y 4. Además de las regiones marinas, únicamente tres campos de la Región Sur envían su crudo ligero producido directamente hacia la TMDB, los campos de la RS son: Puerto Ceiba, Santuario y El Golpe. El total de crudo que recibe y almacena la Terminal Marítima Dos Bocas tiene dos destinos diferentes, una parte se exporta por medio de esta terminal como crudo Maya e Istmo. La otra parte del crudo almacenado en esta terminal es transportada mediante tres líneas: las Líneas 1 y 3 transportan crudo Maya y la Línea 2 crudo Istmo.

La producción de crudo superligero proveniente de la Región Sur llega a: Planta Deshidratadora Samaria y Jujo, Centrales de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán y Cactus, y a la Batería Cunduacán para que posterior a ello se incorpore a la Línea 2 que transporta crudo Istmo. El crudo Maya e Istmo que envía la Terminal Marítima Dos Bocas más la producción de crudo superligero que se incorpora (proveniente de la RS) es transportado mediante las Líneas 1, 2 y 3 hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas) para ser distribuido al resto de las distintas terminales marítimas de exportación.

Al Centro Comercializador de Crudo Palomas llegan volúmenes de crudo Maya, Istmo por medio de dos líneas de transporte y crudo superligero directamente de la Región Sur. El crudo que llega al C.C.C. Palomas es enviado hacia la Terminal Marítima Pajaritos. Esta terminal almacena el crudo y posteriormente exporta crudo tipo Maya e Istmo. Una fracción de crudo Maya e Istmo que llega al Centro Comercializador es enviado al Centro de Almacenamiento Estratégico de Crudo Tuzandépetl.

Además de distribuir crudo a la T.M. Pajaritos y al CAET, el Centro Comercializador de Crudo Palomas envía otra parte del volumen de crudo que recibe hacia la Estación de Bombeo Nuevo Teapa. Esta estación se encarga de distribuir el crudo al SNR y al resto de las terminales marítimas. La Estación Nuevo Teapa recibe crudo tipo Maya, Istmo y Zapoteco y lo envía a la Refinería de Salina Cruz. El volumen de crudo excedente que recibe esta refinería es enviado hacia la Terminal Marítima Salina Cruz. La terminal de Salina Cruz es la única encargada de almacenar y distribuir crudo Zapoteco, además de crudo Maya.

Finalmente, parte de la producción de crudo tipo Altamira proveniente de la Región Norte es enviado hacia la Terminal Marítima Madero para ser almacenado y exportado por medio de esta terminal. De este modo finaliza el recorrido del crudo que es exportado por las terminales marítimas hacia cada destino geográfico.

El sistema de transporte de la producción de petróleo crudo hacia cada terminal marítima de exportación se muestra en el diagrama de la Figura 4.29.

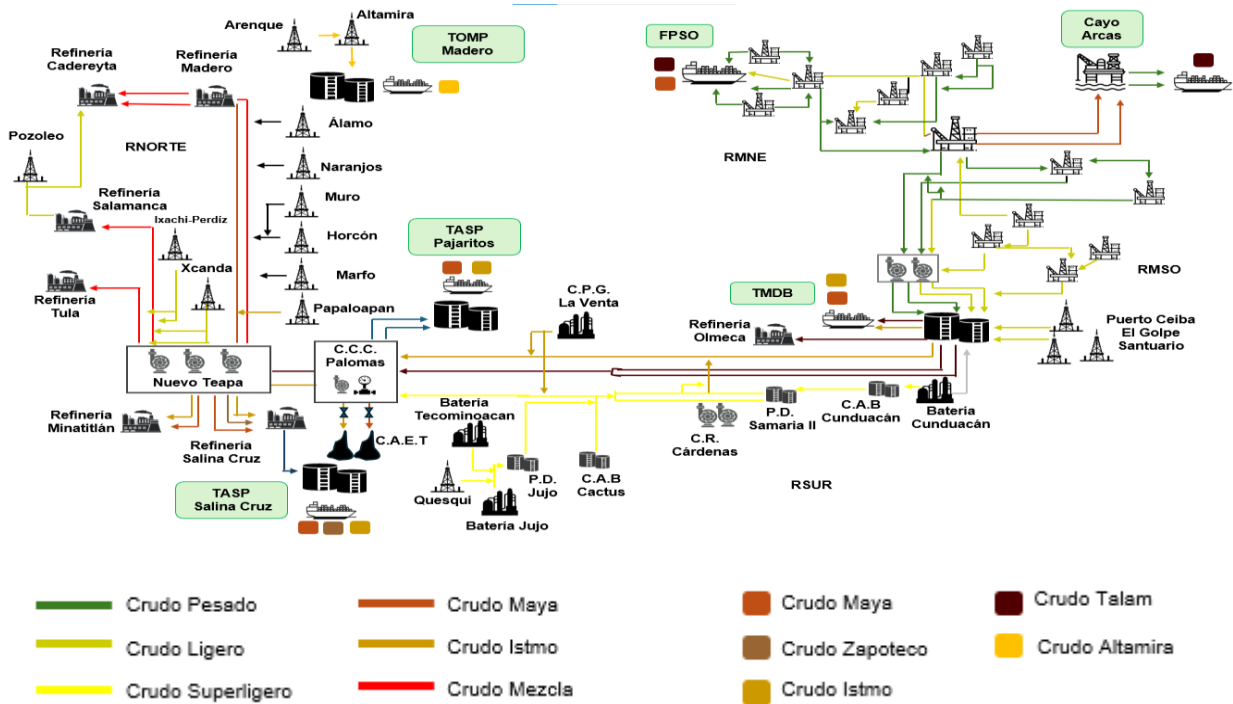


Figura 4.29 Diagrama de la distribución de petróleo crudo a cada una de las terminales de exportación

4.2.3 Tipos de crudo exportables en México.

Como se expuso anteriormente, en México se producen tres tipos de crudo: pesado, ligero y superligero. La cantidad de volumen que se produce por cada tipo de crudo, así como la calidad que tiene cada uno de estos crudos no cumplen con los requerimientos necesarios para ser comercializados en el mercado internacional, es por ello por lo que se producen mezclas comerciales de crudo a partir de los tipos de crudo pesado, ligero y superligero. Las mezclas mexicanas de crudo exportables son: crudo Maya, crudo Istmo, crudo Altamira, crudo Zapoteco, crudo Olmeca y crudo Talam. En la Tabla 4.7 se observa las diferentes mezclas comerciales de crudo en México que son para exportación, además de la calidad con la que cuenta cada una de estas mezclas.

Tabla 4.7 Calidad de los crudos exportables en México

Tipo de crudo	Calidad
Maya	°API: 21 – 22 Viscosidad (SSU 100°F): 320 Azufre (% peso): 3.4 PVR (lb/pg ²): 6 Punto de escurrimiento (°F): -25 Agua (100% Vol): 0.5 Sal (Lbs/1000Bls): 50
Istmo	°API: 32– 33 Viscosidad (SSU 100°F): 60 Azufre (% peso): 1.8 PVR (lb/pg ²): 6 Punto de escurrimiento (°F): -25 Agua (100% Vol): 0.5 Sal (Lbs/1000Bls): 50
Olmeca	°API: 38-39 Viscosidad (SSU 100°F): 38 Azufre (% peso): 0.73-0.95 PVR (lb/pg ²): 6.2 Punto de escurrimiento (°F): -55 Agua (100% Vol): 0.5 Sal (Lbs/1000Bls): 50
Zapoteco	°API: 29-29.9 Viscosidad (CST 122°F): 18.9 Azufre (% peso): 2.51 Agua (100% Vol): 0.5 Sal (Lbs/1000Bls): 50
Altamira	°API: 16-17.5 Viscosidad (SSU 100°F): 291.5 Azufre (% peso): 5.5 PVR (lb/pg ²): 5
Talam	°API: 15.8-16 Viscosidad (CST@ 122°F): 478 Azufre (% peso): 5.5 Agua (100% Vol): 0.5 Sal (Lbs/1000Bls): 60

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Productos Pemex, 2026.

4.2.4 Estado actual de la exportación de crudo en México y la estructura operativa de Petróleos Mexicanos (Pemex).

México es uno de los principales exportadores de petróleo crudo a nivel mundial. Petróleos Mexicanos (Pemex) a través de la Dirección de Comercialización, es el ente comercializador de petróleo crudo en los mercados internacionales. México ha desarrollado una infraestructura portuaria estratégica para la exportación de crudo. La infraestructura para la exportación de crudo en México consiste en seis principales terminales marítimas de almacenamiento y servicios portuarios ubicadas en distintos puntos geográficos del país. Las seis terminales marítimas son: FPSO Yùum K'ak Naab, Cayo Arcas, Dos Bocas, Salina Cruz, Pajaritos y Madero.

La Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga Yùum K'ak Naab (FPSO Yùum K'ak Naab) ubicado en la Sonda de Campeche a 105 Km de Ciudad del Carmen, Campeche realiza actividades de mezcla, almacenamiento y exportación de petróleo crudo. La capacidad de almacenamiento del FPSO es de 2.2 MMb. Los tipos de crudo que exporta son Maya y Talam.

La terminal Marítima Cayo Arcas se encuentra ubicada en la sonda de Campeche y su función es abastecer y transportar hidrocarburos para su exportación. A diferencia del resto de las terminales marítimas, el funcionamiento de las instalaciones de Cayo Arcas no es constante, debido a que el envío de hidrocarburos y exportación se efectúa únicamente en caso de que ocurran problemas operativos en alguna de las demás terminales. Esta terminal exporta crudo Maya.

La Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) se encuentra ubicada en Paraíso, Tabasco. La TMDB es el primer centro de almacenamiento y exportación de crudo en México. La Terminal de usos múltiples cuenta con dos monoboyas clave para la exportación de crudo. Esta terminal exporta crudo Maya e Istmo.

La Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios (TASP) de Salina Cruz está ubicada en Salina Cruz, Oaxaca. Además de exportar crudo, esta terminal almacena y exporta derivados del crudo. Los tipos de crudo que exporta la TASP Salina Cruz son Maya, Istmo y Zapoteco.

La Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios (TASP) Pajaritos se localiza en Coatzacoalcos, Veracruz y lleva a cabo el almacenamiento, reformulación, distribución de crudo por vía marítima (exportación) y ductos. Esta terminal exporta crudos de tipo Maya, Istmo y Olmeca.

La Terminal de Operación Marítima y Portuaria (TOMP) Madero se encuentra ubicada en Cd. Madero, Tamaulipas. Esta terminal exporta únicamente crudo Altamira.

En la Figura 4.30 se observa la ubicación geográfica de las terminales marítimas de exportación, así como el tipo de crudo que se exporta por cada terminal.



Figura 4.30 Ubicación geográfica de las Terminales Marítimas de exportación y tipo de crudo que exportan (Elaboración propia)

El manejo de la producción nacional de hidrocarburos en México es administrado por Petróleos Mexicanos (Pemex) a través de sus distintas instituciones. La Dirección de Exploración y Extracción (DEE) de Pemex es el ente encargado del manejo de hidrocarburos en México, desde su exploración hasta la extracción y producción de estos. La distribución de hidrocarburos hacia el Sistema Nacional de Refinación y las distintas terminales marítimas se lleva a cabo mediante Logística de Pemex. Finalmente, la Dirección de Procesos Industriales (DPI) de Pemex es el ente encargado del procesamiento de hidrocarburos para la obtención de productos mediante petroquímica y el Sistema Nacional de Refinación (SNR) y la Dirección de Comercialización (DC) de Pemex se encarga del almacenamiento y exportación de hidrocarburos líquidos. En el diagrama de la Figura 4.31 se observa la estructura productiva de Pemex.

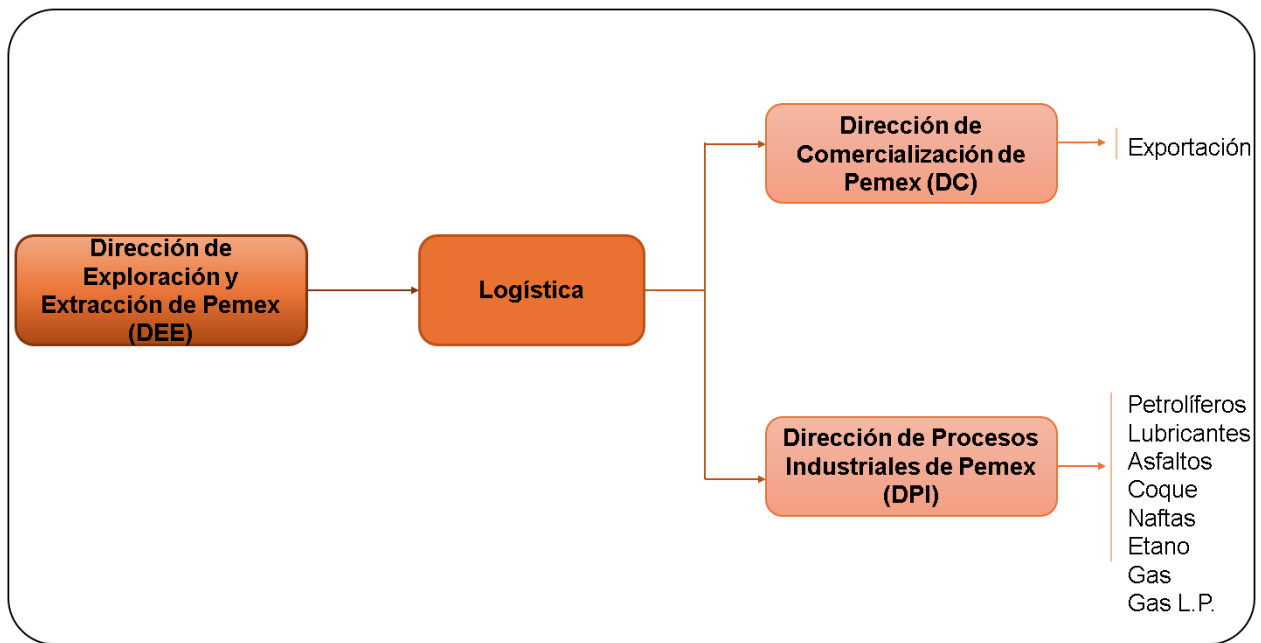


Figura 4.31 Diagrama de la estructura productiva de Petróleos Mexicanos (Elaboración propia)

4.2.4.1 Premisas de comercialización de petróleo crudo en México.

La comercialización de petróleo crudo en México administrada por la Dirección de Comercialización (DC) se rige por una serie de premisas fundamentales con el objetivo de maximizar el valor de las exportaciones de crudo en México, así como establecer y garantizar relaciones comerciales estables. Las premisas básicas de comercialización fueron establecidas para orientar y regular la comercialización de crudo basándose en la legislación emitida por los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y la operatividad de PMI. Las premisas fundamentales consisten en:

1. El objetivo principal de la Dirección de Comercialización es maximizar el valor de las exportaciones de petróleo crudo y de Petróleos Mexicanos (Pemex) a través de la prestación de servicios para llevar a cabo actividades de comercialización.
2. La Dirección de Comercialización de Pemex buscara y seleccionara clientes finales estratégicos con características particulares como ubicación geográfica y capacidad de sus equipos de procesamiento de crudo capaces de maximizar el valor del crudo mexicano al ser procesado. Además de establecer lazos comerciales duraderos.

3. El precio que se le asigna al crudo mexicano se determina con base en el precio utilizado como referencia en la cotización de materias primas similares en el mercado internacional.
4. La Dirección determinará el precio para cada crudo exportable empleando la misma fórmula para todos aquellos clientes comerciales ubicados en zonas geográficas determinadas, a excepción de que las condiciones de mercado requieran un ajuste específico.
5. La comercialización de petróleo crudo se realizará exclusivamente a clientes que sean consumidores finales (incluyendo reservas estratégicas de países con relaciones diplomáticas) para establecer relaciones comerciales favorables.
6. El petróleo crudo producido y exportado en México no podrá ser revendido en el mercado internacional sin autorización expresa de la Dirección de Comercialización.

Las relaciones comerciales que establece la Dirección de Comercialización de Pemex para comercializar crudo mexicano se basan en los contratos celebrados con cada uno de sus clientes, en los términos y condiciones generales para la venta de petróleo crudo, así como en la legislación vigente y aplicable a las actividades que se realizan para la comercialización de hidrocarburos.

Los contratos celebrados entre la Dirección de Comercialización y sus diferentes socios comerciales tienen tres modalidades diferentes:

- a) Contratos renovables los cuales pueden terminarse en cualquier momento mediante aviso expreso por alguna de las partes celebrantes del contrato con tres meses de anticipación.
- b) Contratos de tiempo o número de cargamentos predeterminados
- c) Contratos a largo plazo mayores a un año

Petróleos Mexicanos (Pemex) a través de la Dirección de Comercialización elabora tres diferentes programas operativos donde se presenta el volumen disponible por cada tipo de crudo para su comercialización. Los programas operativos son:

- Programa Operativo Anual (POA), elaborado con antelación al inicio de cada año por parte de Pemex en el que se presenta la disponibilidad de volumen por cada tipo de crudo para ser comercializado por parte de la DC. Dentro del POA se establecen los compromisos

contractuales de acuerdo con la disponibilidad de cada tipo de crudo. Como su nombre lo indica el programa establece la comercialización de crudo para el periodo de un año.

- Programa Operativo Trimestral, elaborado por Pemex con antelación al inicio de cada trimestre con la finalidad de ajustar el pronóstico de volumen para exportación disponible por cada tipo de crudo.
- Programa Operativo Mensual (POM), es elaborado por la DC en conjunto con la Dirección de Exploración y Extracción (DEE) para establecer el volumen definitivo para exportación de cada tipo de crudo. Es elaborado con diez días de antelación a cada mes.

El ajuste del volumen destinado a exportación se podrá realizar por parte de la Dirección de Comercialización de Pemex para los contratos de tipo renovables y contratos de tiempo o número de cargamentos predeterminados. En caso de los contratos a largo plazo, la DC tiene el objetivo de satisfacer a los socios comerciales con el volumen contractual establecido. Los ajustes se realizan con base en las políticas de la secretaria de Energía (SENER).

4.2.5 Volumen de exportación de petróleo crudo por tipo de terminal y tipo de crudo.

La exportación de crudo en México ha experimentado una notable transformación, marcada por una caída sostenida en los volúmenes exportados, reflejo de una crisis estructural profunda en la industria petrolera nacional. Esta tendencia ha estado acompañada por una reducción significativa en la producción y un progresivo deterioro en la posición competitiva de Pemex a nivel global. Al mismo tiempo, se ha impulsado un cambio estratégico enfocado en el fortalecimiento de la refinación interna, vinculado directamente con la disminución de exportaciones. En este contexto, destaca la entrada en operaciones de la refinería Olmeca (Dos Bocas), con el objetivo de incrementar la capacidad de procesamiento nacional y reducir la dependencia del mercado externo. El comportamiento de las exportaciones de crudo en México se analizó en un periodo de 2015 a 2025 donde se observa la tendencia que ha presentado.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, la exportación de crudo depende de la distribución de crudo hacia las terminales marítimas de exportación. En contraste con los datos observados de 2015-2025, del total de la distribución de crudo, en 2015 a las terminales marítimas se les distribuyó el 52.53%, de la producción de crudo con un volumen de 1.17 MMbd. El porcentaje de distribución de crudo hacia las terminales fue en aumento, pero el volumen de distribución experimentó un

decremento. En cuanto al volumen registrado en 2020 el volumen fue de 1.07 MMbd, para 2023 fue de 994.47 Mbd. En 2018, las terminales marítimas recibieron un volumen de crudo de 1.2 MMbd, con un porcentaje de 66.47% disponibilidad. Actualmente (primer cuatrimestre de 2025) a las terminales se les distribuyó el 43.30% de la disponibilidad de crudo con 695.77 Mbd. (BDI Pemex, 2025). El comportamiento de la distribución de crudo hacia las terminales se observa en la gráfica de la Figura 4.32.

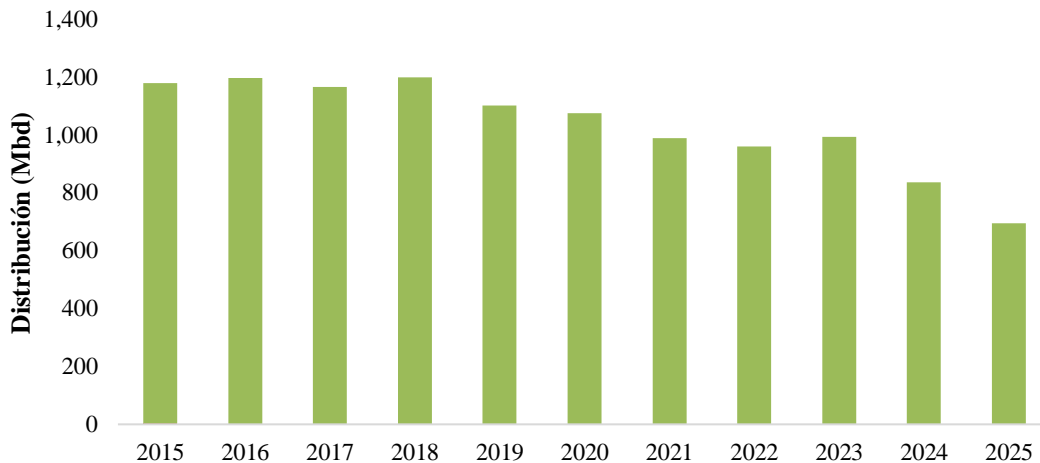


Figura 4.32 Distribución de petróleo crudo a las terminales de exportación en México. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Del total de la distribución de crudo a las terminales de exportación, la distribución por tipo de crudo en 2015 fue de: crudo pesado 848.58 Mbd, crudo ligero 204.7879 Mbd y crudo superligero 124.34 Mbd. El mayor volumen distribuido de crudo pesado fue en el periodo de 2018 con un volumen de 1.16 MMbd, el volumen distribuido de crudo pesado fue disminuyendo hasta la actualidad (2025) donde el volumen distribuido es de 434.50 Mbd. En cuanto al crudo ligero, el menor volumen de crudo distribuido fue en 2019 con un volumen de 4.74 Mbd, aunque la distribución de este tipo de crudo aumento en el primer trimestre de 2025 su volumen de distribución es de 125.72 Mbd. La distribución de crudo superligero en el periodo de 2015-2025 ha sido mínima, en los años de 2018 a 2023 no se reportaron volúmenes de este crudo enviado a las terminales, en 2025 el volumen de crudo superligero distribuido es de 88.84 Mbd. (BDI Pemex, 2025).

En la gráfica de la Figura 4.33 se muestra el comportamiento de la distribución por tipo de crudo, donde se puede observar la declinación en la distribución y como afecta a la exportación de este.

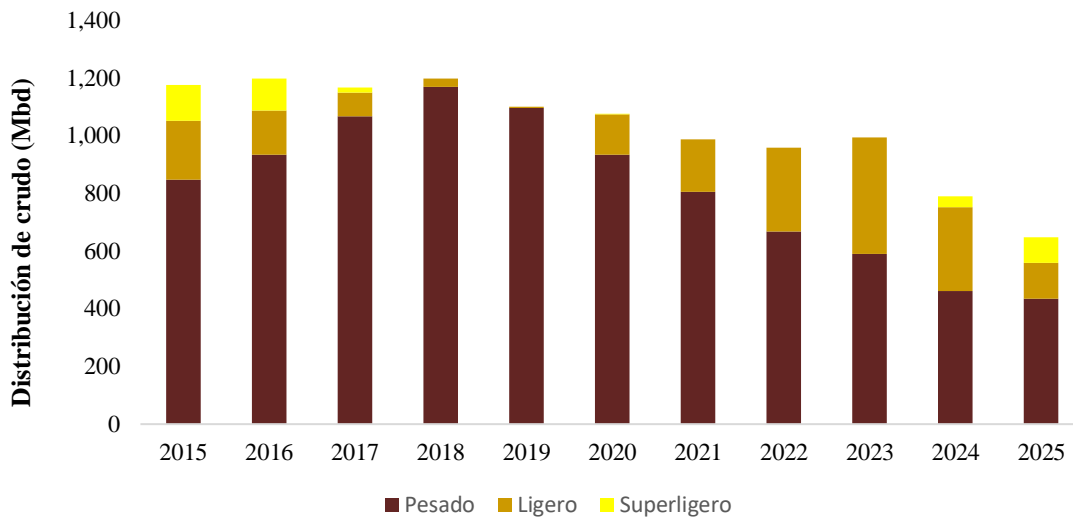


Figura 4.33 Gráfica de la distribución por tipo de crudo. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El comportamiento del volumen de exportación de petróleo crudo entre 2015 y 2025 ha ido declinando, como se observa en la gráfica de la Figura 4.34. En 2015, México exportó un volumen total de crudo de 1.17 MMbd y solo fue en aumento hasta 2016 (año con mayor exportación de crudo en México) con un volumen exportado de 1.19 MMbd. A partir de 2016 las exportaciones de crudo fueron disminuyendo un promedio de 58.87 Mbd. En 2025 (actualmente) la exportación total de crudo es de 664.43 Mbd, lo que equivale al 56.67% de la exportación que se tenía hace una década. (BDI Pemex, 2025).

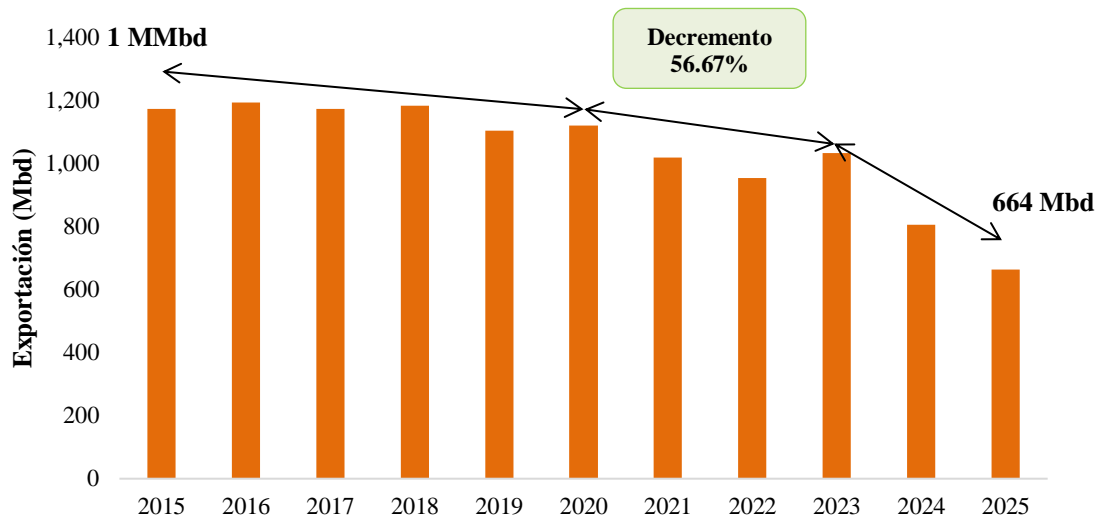


Figura 4.34 Gráfica de la exportación de crudo en México 2015-2025. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Conforme a lo señalado previamente, los tipos de crudos comerciales que se exportan en México son: Maya, Istmo, Olmeca, Talam, Altamira, Zapoteco y Mezcla Mexicana (MXB). De acuerdo con la cantidad de volumen exportado, se agrupa en cuatro crudos principales los cuales son: crudo Maya (incluye crudo Maya, Talam y Altamira), Crudo Istmo (incluye crudo Istmo y Mezcla Mexicana), crudo Olmeca y crudo Zapoteco. En un periodo de 2015 a 2025 se observó un comportamiento inestable en la exportación de los crudos Maya, Istmo y Olmeca, por su parte el crudo zapoteco comenzó su exportación en 2023. Dicho comportamiento se observa en la gráfica de la Figura 4.35, donde se observa que la exportación de crudo Maya prevalece en comparación con los demás tipos de crudo.

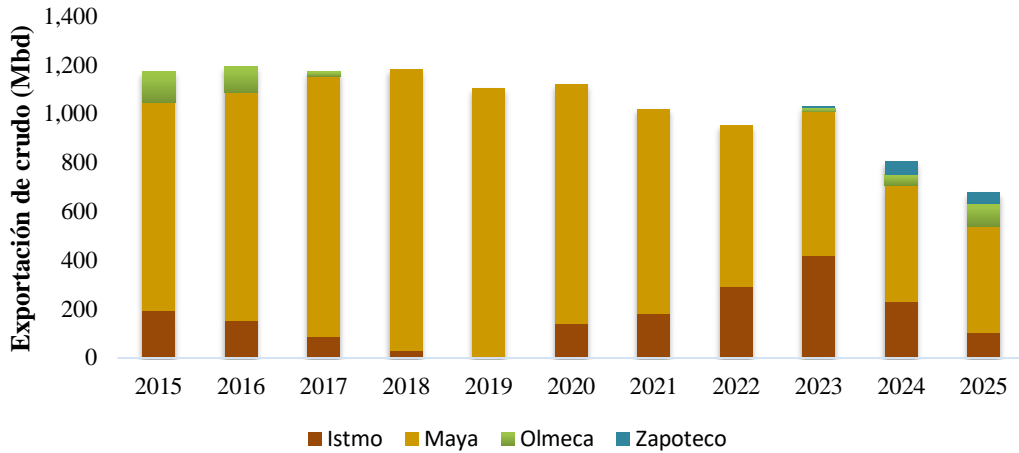


Figura 4.35 Gráfica de la exportación por tipo de crudo agrupado. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En 2015, el volumen de exportación de crudo Maya fue de 854.21 Mbd. La exportación de este tipo de crudo fue en aumento, hasta que en 2018 alcanzó un volumen de exportación de 1.15 MMbd. Posterior a ese año la exportación de crudo Maya comenzó a declinar considerablemente. En el periodo de 2019 a 2022 la exportación declinó 122.39 Mbd en promedio cada año. En cuanto al periodo de 2022 a 2025 la exportación de este crudo disminuyó un promedio de 75.25 Mbd cada año. En el primer trimestre de 2025 437.98 Mbd, lo que representa el 51.27% del volumen exportado en 2015. El crudo Maya equivale al 65.92% del total de volumen de crudo exportado en 2025. El comportamiento de la exportación de crudo Maya se muestra en la gráfica de la Figura 4.36. (BDI Pemex, 2025).

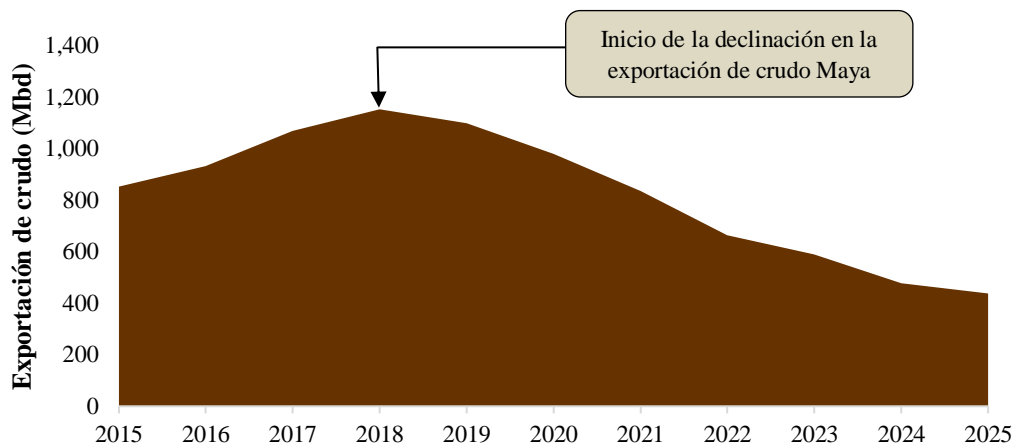


Figura 4.36 Gráfica de la exportación de crudo Maya, incluye Talam y Altamira. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

La exportación de crudo Istmo, al igual que el crudo Maya ha ido en declive, como se observa en la gráfica de la Figura 4.37. En 2015 la exportación de crudo Istmo fue de 193.96 Mbd. Por el contrario, en 2019 la exportación de este tipo de crudo fue nula hasta diciembre de ese año cuando se exportó un volumen de 48.12 Mbd. Aunque el volumen de exportación aumentó hasta alcanzar 420.50 Mbd en 2023, este declinó un 65.92% en 2025 con un volumen de exportación de 102.44 Mbd. (BDI Pemex, 2025). Actualmente el volumen de exportación de crudo Istmo representa el 15.41% del total exportado.

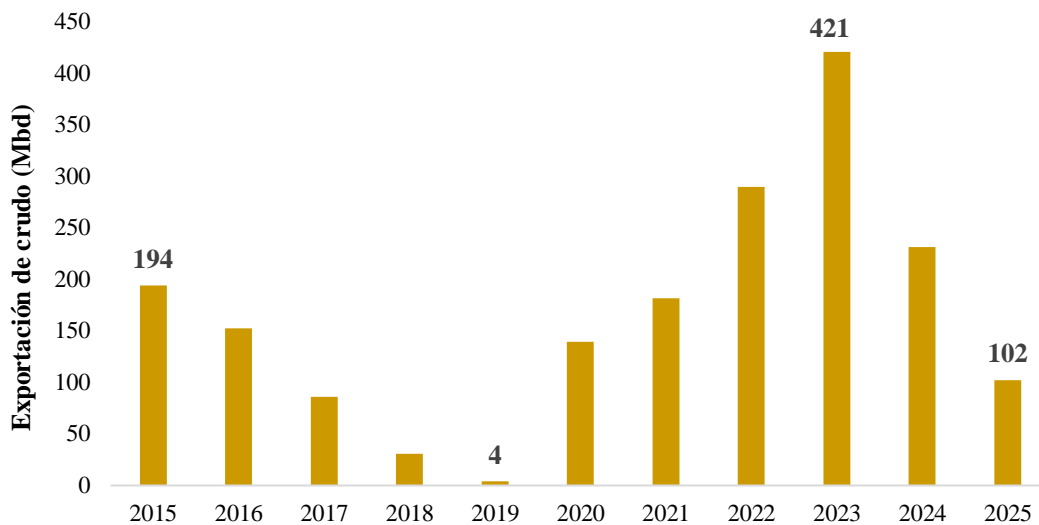


Figura 4.37 Gráfica de la exportación de crudo Istmo, incluye Mezcla MXBSC. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Por el contrario, las exportaciones de crudo Olmeca no han sido constantes debido a la producción mínima de crudo superligero. En 2015 las exportaciones de crudo Olmeca fueron de 124.21 Mbd, pero a partir de mayo de 2017 hasta junio de 2023 no se exportó este tipo de crudo. De julio a diciembre de 2023 el promedio de crudo Olmeca exportado fue de 15.40 Mbd. (BDI Pemex, 2025). En la actualidad, la exportación de crudo Olmeca es de 93.50 Mbd, el equivalente al 14.07% del volumen exportado total. Lo anterior se observa en la gráfica de la Figura 4.38.

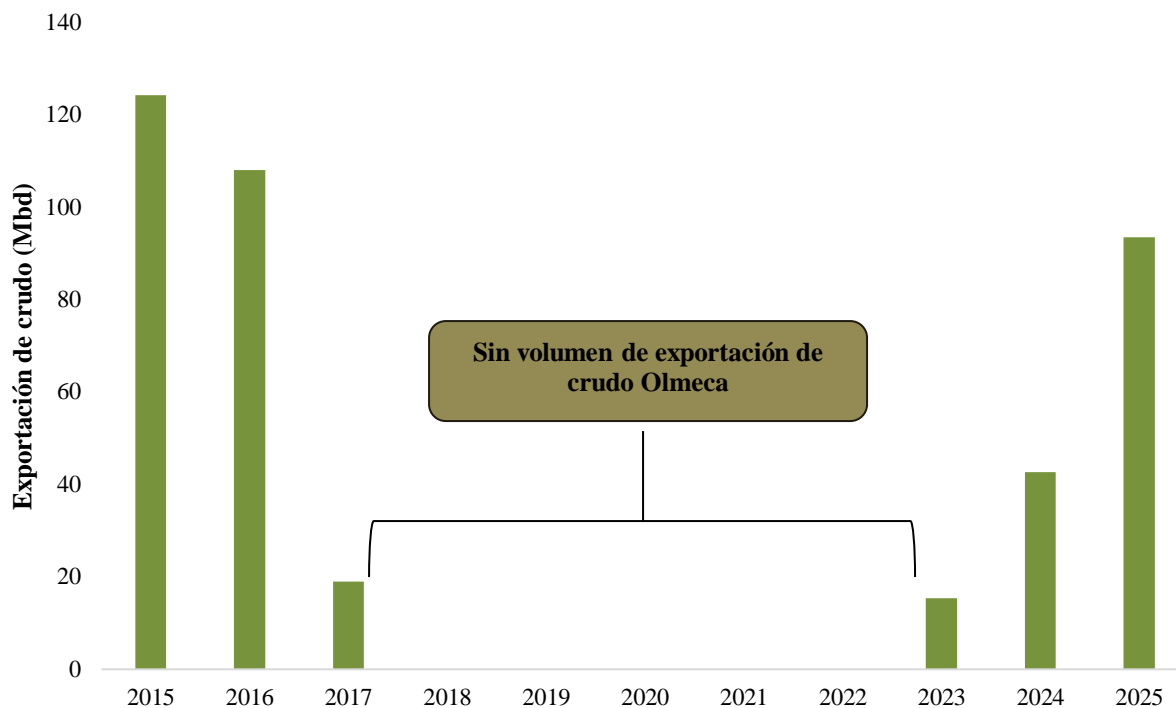


Figura 4.38 Gráfica de la exportación de crudo Olmeca. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Finalmente, la exportación de crudo Zapoteco comenzó en octubre de 2023, como se observa en la gráfica de la Figura 4.39, con el objetivo de incrementar la presencia de crudos ligeros en el mercado internacional. El inicio de su comercialización tuvo un volumen de exportación de 8.14 Mbd. La exportación de este crudo ha ido incrementando. En el primer trimestre de 2025 se exportó un volumen de 45.77 Mbd. (BDI Pemex, 2025). La exportación de este crudo es el 6.88% del total de la exportación de crudo.

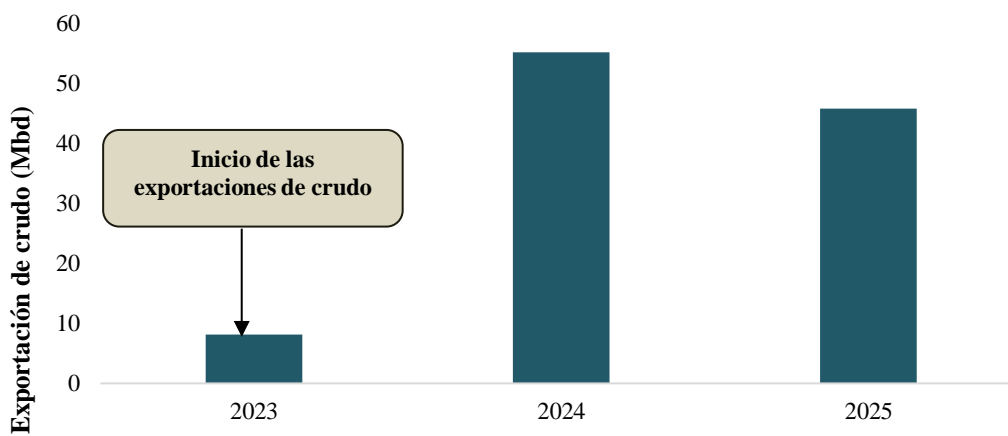


Figura 4.39 Gráfica de la exportación de crudo Zapoteco. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

4.2.6 Situación y perspectivas de exportación de los crudos mexicanos.

La industria petrolera mexicana ha desempeñado un papel estratégico en la economía nacional y en la dinámica energética debido a la relevancia de sus reservas, producción y exportación de crudo, además de caracterizarse por encontrarse en una continua transformación estructural. En un contexto global caracterizado por la volatilidad de los precios del petróleo, las fluctuaciones en la demanda internacional y las transformaciones en las políticas energéticas, México enfrenta retos significativos para mantener y diversificar su presencia en los mercados internacionales.

La situación actual y las perspectivas de los crudos mexicanos de exportación son determinadas considerando factores internos como las políticas nacionales direccionadas a la refinación de crudo en México, la calidad de los crudos exportados y la producción nacional de crudo, y factores externos como la transición energética a nivel mundial y políticas exteriores de comercialización de crudo. La evaluación de la producción, los volúmenes exportados, los destinos geográficos y la evolución de los precios internacionales son clave para fortalecer la posición de México en el mercado petrolero global.

En resumen, los crudos mexicanos de exportación enfrentan un contexto de reducción en volumen y presión en precios, con una estrategia gubernamental orientada a reducir exportaciones para privilegiar la refinación interna y la autosuficiencia energética. Al mismo tiempo, Pemex busca diversificar sus mercados hacia Asia y Europa ante las barreras comerciales en Estados Unidos, mientras la producción nacional muestra perspectivas de crecimiento a mediano plazo, pero con desafíos estructurales a largo plazo.

4.2.6.1 Valor económico y principales destinos geográficos de los crudos a exportación en México.

Los destinos geográficos de los crudos mexicanos que se exportan son: América, Europa, Lejano Oriente y África. De acuerdo con los requerimientos del mercado de cada destino es el tipo de crudo que se envía. En el diagrama se muestra el destino de exportación que ha tenido cada tipo de crudo en un periodo de 2015 a 2025, donde se observa el destino final de los cuatro crudos principales comercializados (Maya, Istmo, Olmeca y Zapoteco) en los cuales se incluyen crudo Talam y Altamira en el volumen de exportación de crudo Maya y Mezcla Mexicana en el volumen del crudo Istmo.

Los datos analizados en el periodo de diez años (2015-2025) se observó que el destino que recibió un mayor volumen de crudo proveniente de México exportado fue América, seguido de Europa y Lejano Oriente. Para el caso de África, el volumen de crudo exportado a esta región ha sido casi nulo donde se refleja que en el periodo de 2015-2025 no se exportó crudo a esta región. El porcentaje de volumen exportado en la actualidad a cada región es el siguiente: América 55.17%, Europa 28.30%, Lejano Oriente 16.52% y África 0%, como se observa en la gráfica de la Figura 4.40.

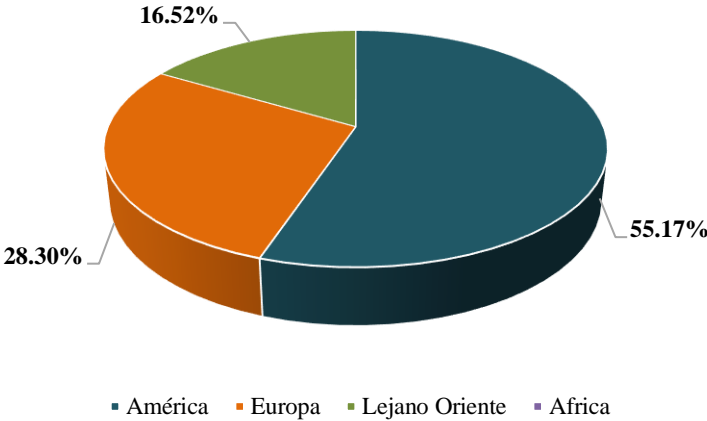


Figura 4.40 Distribución de la exportación de crudo por región geográfica. (Elaboración propia con datos obtenidos de BDI Pemex, 2025).

El volumen de crudo exportado hacia América se mantuvo constante de 2015 a 2023 aunque ha tenido variaciones, pero a partir de 2024 el volumen exportado hacia este destino comenzó a declinar. En 2015 se exportó un volumen de 404.91 Mbd. De 2016 a 2020 las exportaciones hacia América se mantuvieron por encima de los 600 Mbd. Aunque en 2021 el volumen exportado fue de 578.84 Mbd disminuyendo un 17.88%, en 2023 se exportó un volumen total de 719.50 Mbd (siendo el año en el cual se exportó el mayor volumen hacia América). En el primer trimestre de 2025 el volumen exportado de crudo hacia América fue de 366.59 Mbd, teniendo una disminución de 49.05% desde su auge. (BDI Pemex, 2025).

La exportación de crudo hacia Europa ha tenido un comportamiento de declive en el periodo de 2015-2025. En el año de 2015 las exportaciones a Europa fueron de 248.26 Mbd, siendo el año en que se exportó mayor volumen de crudo a este destino. El volumen de exportación fue

disminuyendo cada año hasta exportar 112.98 Mbd en 2022, representando un declive en el volumen exportado de 54.49%. En la actualidad el volumen de exportación hacia Europa es de 188.05 Mbd, de acuerdo con el primer trimestre de 2025, representando el 75.74% del volumen enviado a este destino con respecto a 2015. (BDI Pemex, 2025).

El volumen de las exportaciones de crudo hacia el Lejano Oriente ha sido similar al volumen exportado a Europa. En 2015 se exportó un volumen de 219.21 Mbd. En 2016 fue el año que mayor volumen de crudo se exporto a esta región con un volumen de 318.26 Mbd. En el periodo de 2016 a 2019 las exportaciones de crudo hacia el Lejano Oriente se mantuvieron por encima de los 300 Mbd, pero la exportación de crudo comenzó a declinar a partir de 2020. En el primer trimestre de 2025 la exportación de crudo al Lejano Oriente disminuyó un 65.50% con respecto a 2016, exportando un volumen de 109.79 Mbd. (BDI Pemex, 2025).

El comportamiento de exportación de crudo a cada ubicación geográfica se puede observar en la gráfica de la Figura 4.41.

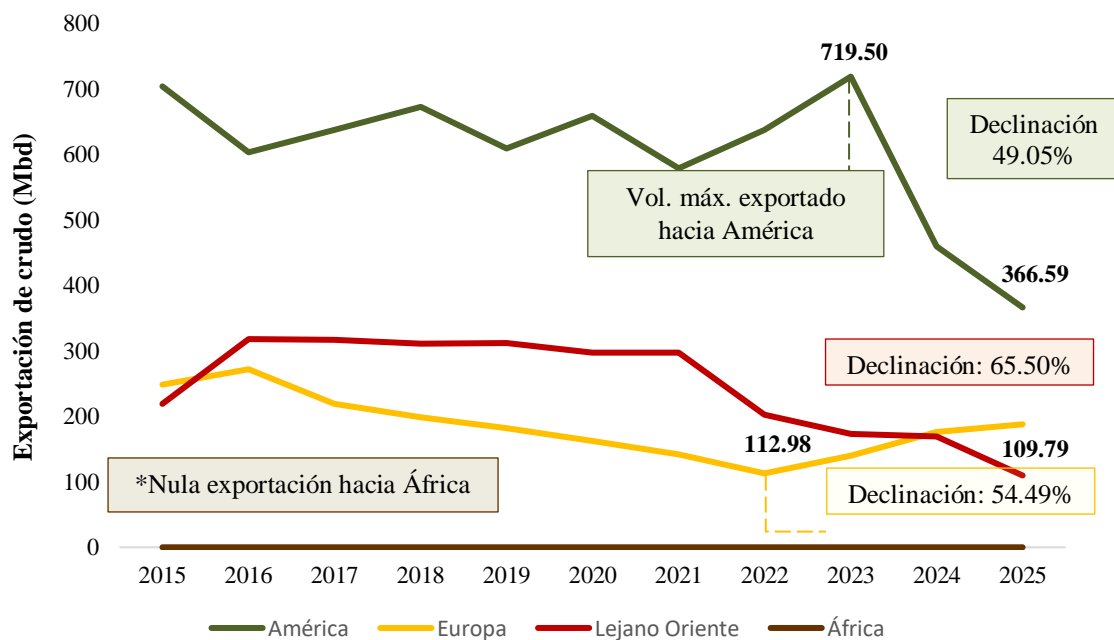


Figura 4.41 Gráfica del comportamiento de las exportaciones de crudo a cada región. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El principal destino de exportación de crudo Maya es América y en menor medida Europa y el Lejano Oriente, de acuerdo con lo observado en la gráfica de la Figura 4.42. En 2015 la exportación de crudo Maya a América fue de 572.83 Mbd. La mayor exportación de crudo Maya a América fue en 2018 con un volumen exportado de 670.76 Mbd. (BDI Pemex, 2025). El volumen enviado a este destino ha declinado a partir de 2018. En 2025 la exportación de crudo declinó un 60.65%, con un volumen de 263.94 Mbd. El envío de crudo Maya a Europa en 2015 fue de 142.39 Mbd. La exportación de crudo Maya hacia Europa fue en aumento solo hasta 2017, cuando el volumen exportado a este destino fue de 202.46 Mbd. La exportación de crudo Maya a Europa comenzó a declinar y en 2023 el volumen exportado fue de 78.94 Mbd. (BDI Pemex, 2025). En el año 2025 el volumen de exportación de crudo Maya a Europa es de 106.54 Mbd. Finalmente, la exportación de crudo Maya al Lejano Oriente en 2015 fue de 138.99 Mbd, este volumen de exportación fue en aumento hasta alcanzar los 310.94 Mbd de exportación. El volumen de exportación hacia el Lejano Oriente comenzó su declive a partir de 2020 y en la actualidad (primer trimestre de 2025) la exportación de crudo Maya al Lejano Oriente fue de 101.23 Mbd. (BDI Pemex, 2025). El porcentaje de exportación de crudo para cada destino geográfico es de: América 55.95%, Europa 22.59% y Lejano Oriente 21.46%.

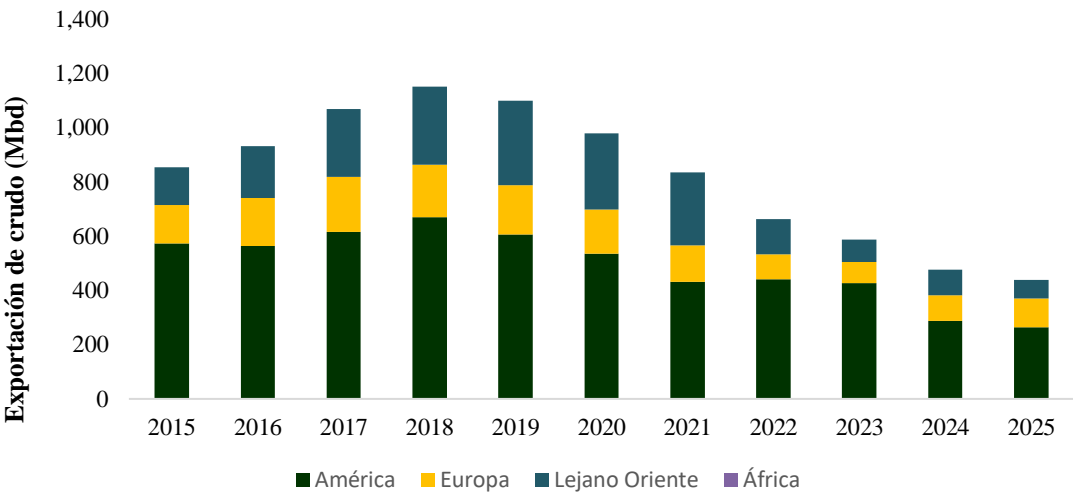


Figura 4.42 Gráfica de la exportación de crudo Maya hacia los destinos geográficos. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Entre 2015 y 2018, el valor de las exportaciones de crudo Maya creció de 12,629 a 25,818 millones de dólares, impulsado por mayores exportaciones a América, Europa y Asia. En 2020 cayó a 12,934

millones debido a factores externos como la pandemia, y aunque repuntó en 2021–2022, volvió a descender desde 2023. En 2025, el valor se desplomó a solo 832 millones, con caídas fuertes en todos los destinos. (BDI Pemex, 2025). América fue el principal mercado, aunque su participación también disminuyó. África no registró exportaciones en ningún año del periodo. En la gráfica de la Figura 4.43 se observa el comportamiento económico del valor económico de la exportación de crudo Maya hacia cada destino geográfico.

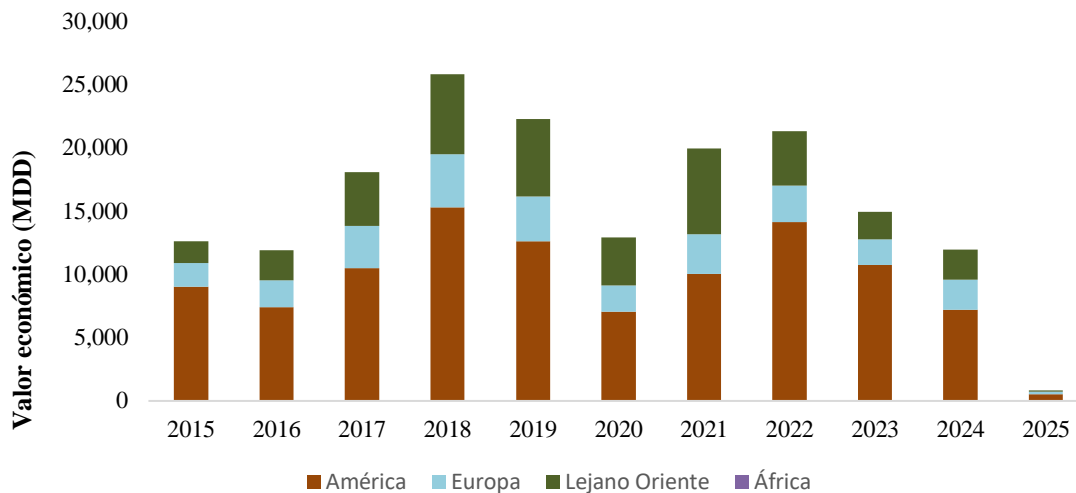


Figura 4.43 Gráfica del valor económico de la exportación de crudo Maya. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

La exportación de crudo Istmo es principalmente hacia América y Lejano Oriente, y finalmente a Europa. El comportamiento de exportaciones de crudo Istmo no ha sido constante hacia América, en 2015 fue de 84.01 Mbd, pero fue en declive hasta 2019 con 2.72 Mbd. Posterior a ello, la exportación comenzó a aumentar y en 2023 el volumen exportado fue de 284.59 Mbd. En 2025 la exportación de crudo declinó un 67.68% con respecto a 2023, con un volumen de 91.97 Mbd. El envío de crudo Istmo al Lejano Oriente en 2015 fue de 80.22 Mbd. (BDI Pemex, 2025). La exportación de crudo hacia el Lejano Oriente tuvo su auge en 2016 cuando el volumen exportado a este destino fue de 121.12 Mbd. La exportación de crudo Istmo al Lejano Oriente continuo en un declive constante alcanzando un volumen de 1.36 Mbd y en 2024 el volumen de exportación de crudo a este destino es de 24.28 Mbd, (BDI Pemex, 2025) con un porcentaje de disminución de 69.73% con respecto a 2015 aunque en 2025 no se registró volumen de crudo Istmo exportado al Lejano Oriente. Finalmente, la exportación de crudo Istmo hacia Europa fue nula de 2019-2020.

La exportación a este destino ha sido volátil, en el primer trimestre de 2025 el volumen exportado fue de 15.69 Mbd. (BDI Pemex, 2025). El porcentaje de exportación de crudo para cada destino geográfico es de: América 85.42%, Europa 14.58% y Lejano Oriente 0%. El volumen exportado de crudo Istmo hacia cada destino geográfico se muestra en la gráfica de la Figura 4.44.

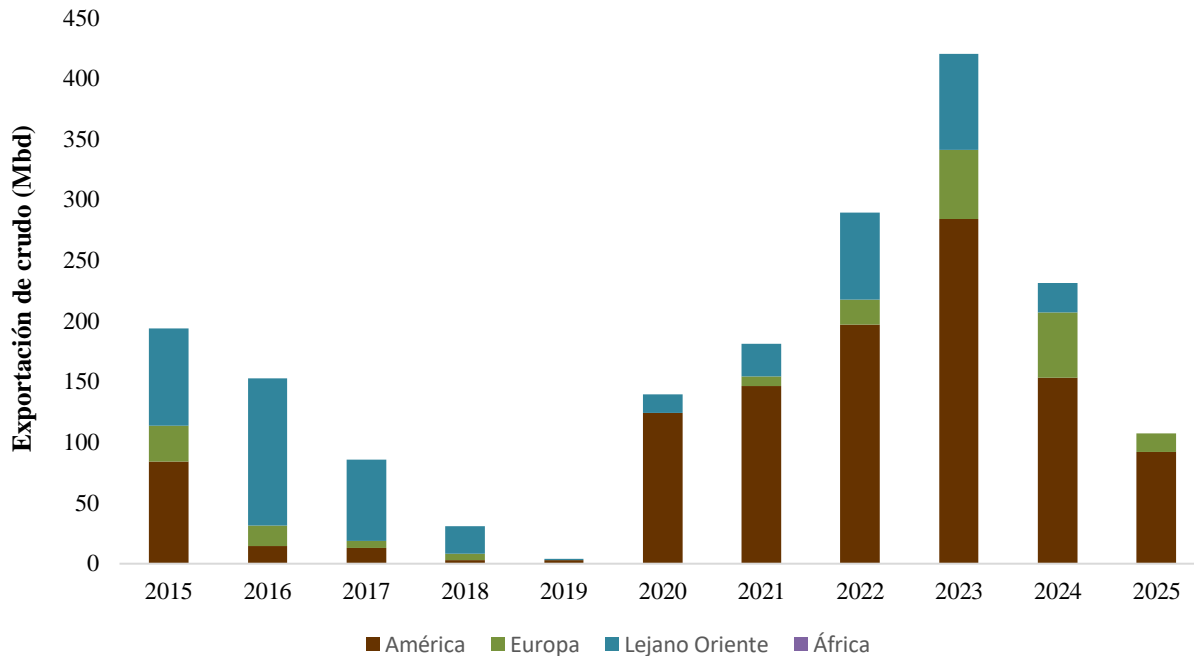


Figura 4.44 Gráfica de la exportación de crudo Istmo hacia cada destino geográfico (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El valor económico de la exportación de crudo Istmo se muestra en la gráfica de la Figura 4.45 donde se observa que entre 2015 y 2019, el valor económico de las exportaciones de crudo Istmo cayó drásticamente de 3,489 a solo 85 millones de dólares, reflejando una pérdida del 98% en ese periodo. En 2020 comenzó una recuperación, alcanzando un máximo de 11,136 millones en 2023, (BDI Pemex, 2025) impulsado principalmente por América, que representó el 68% del total ese año. Sin embargo, en 2024 y 2025 el valor volvió a declinar a 6,213 y 214 millones, respectivamente. Europa y el Lejano Oriente tuvieron participaciones variables; Europa dejó de registrar exportaciones en 2019 y 2020, y en 2025 solo recibió 22 millones. África no registró exportaciones en ningún año del periodo. (BDI Pemex, 2025).

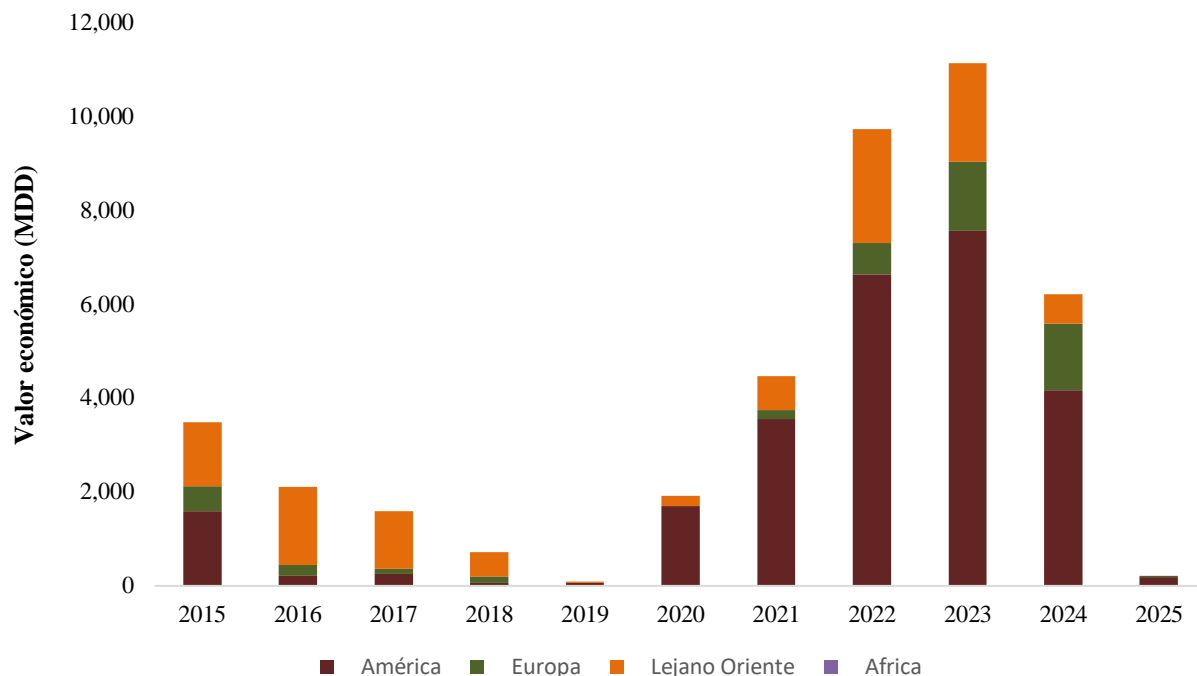


Figura 4.45 Gráfica del valor económico de la exportación de crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

El principal destino de crudo Olmeca es Europa, seguido de América y finalmente el Lejano Oriente. Pero la exportación de crudo Olmeca hacia los distintos destinos en el periodo de 2018 a 2022 fue nula. Las exportaciones hacia Europa han sido cambiantes a lo largo del periodo de 2015-2025, la mayor exportación fue en 2016 con 78.38 Mbd y el menor volumen exportado fue en 2023 con 4.48 Mbd. Actualmente (primer trimestre de 2025) la exportación de crudo Olmeca hacia Europa es de 71.03 Mbd. En 2015 se exportó un volumen de 48.07 Mbd hacia América, la exportación fue disminuyendo y en 2023 se exportó un volumen de 5.47 Mbd. En 2025 la exportación de crudo Olmeca hacia América es de 32.01 Mbd. En cuanto al Lejano Oriente, la exportación de crudo Olmeca no ha sido constante y los volúmenes mínimos. En 2016 se exporto un volumen de 4.51 Mbd. En la actualidad el volumen de crudo exportado hacia el Lejano Oriente es de 35.36 Mbd. (BDI Pemex, 2025). El porcentaje de exportación de crudo para cada destino geográfico es de: América 23.12%, Europa 51.32% y Lejano Oriente 25.55%. Las variaciones en el volumen exportado a cada destino geográfico se muestran en la gráfica de la Figura 4.46.

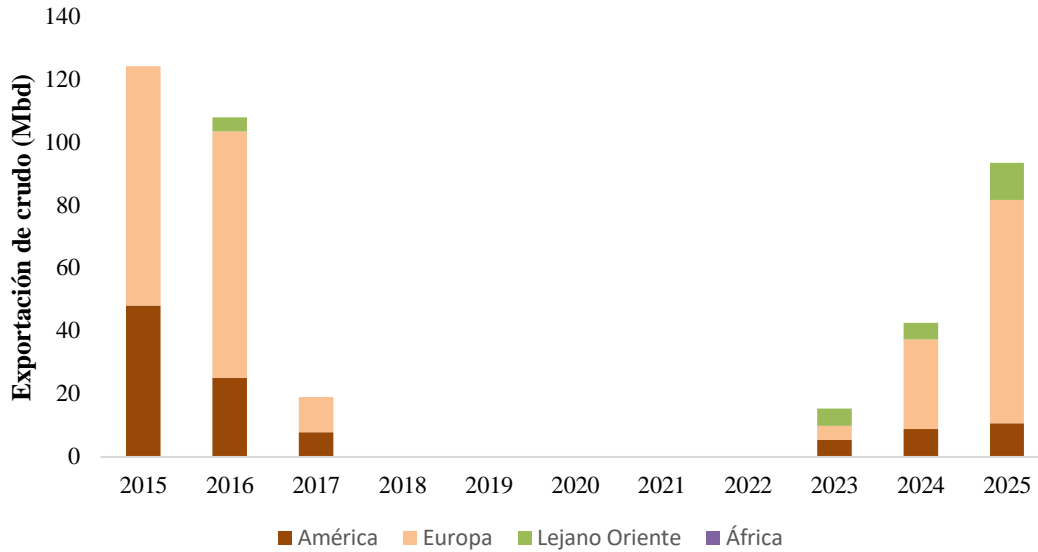


Figura 4.46 Gráfica de la exportación de crudo Olmeca a cada destino geográfico. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Entre 2015 y 2017, el valor económico de las exportaciones de crudo Olmeca cayó de 2,333 a 358 millones de dólares, para luego desaparecer completamente del mercado internacional entre 2018 y 2021. A partir de 2022, se reanudaron las exportaciones con 456 millones, alcanzando un pico de 1,108 millones en 2024, antes de volver a caer a 190 millones en 2025. Europa fue el principal destino en casi todos los años, recibiendo hasta 722 millones en 2024, mientras que América tuvo un rol secundario y el Lejano Oriente solo participó entre 2016 y 2025. África no registró exportaciones en ningún año. (BDI Pemex, 2025). Estos datos reflejan una interrupción significativa en la comercialización de este crudo, seguida de una recuperación parcial en los últimos años. Lo anterior se puede observar en la gráfica de la Figura 4.47.

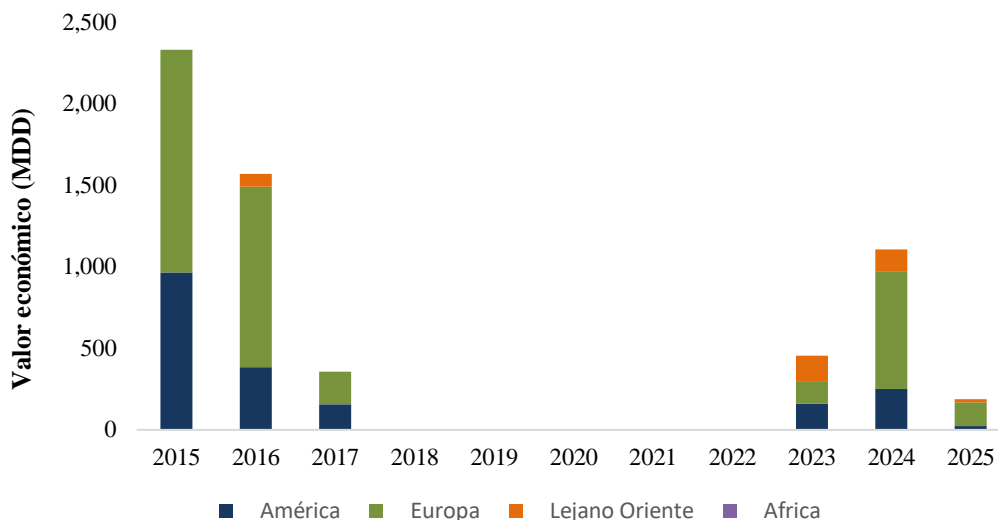


Figura 4.47 Gráfica del valor económico de crudo Olmeca por cada destino geográfico (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025)

El principal destino del crudo Zapoteco es el Lejano Oriente, en cuanto a América las exportaciones de este tipo de crudo son mínimas como se observa en la gráfica de la Figura 4.48. Cuando comenzó su exportación, en 2023, el volumen exportado al Lejano Oriente fue de 5.42 Mbd y para el primer trimestre de 2025, el volumen a exportación fue de 45.77 Mbd. La exportación de crudo Zapoteco hacia América solo ocurrió en 2023 con 2.71 Mbd y 2024 con 10.17 Mbd. (BDI Pemex, 2025). El porcentaje de exportación de crudo para cada destino geográfico en 2024 fue de: América 18.46% y Lejano Oriente 81.53%. Actualmente el volumen exportado de crudo Zapoteco es 100% hacia el Lejano Oriente.

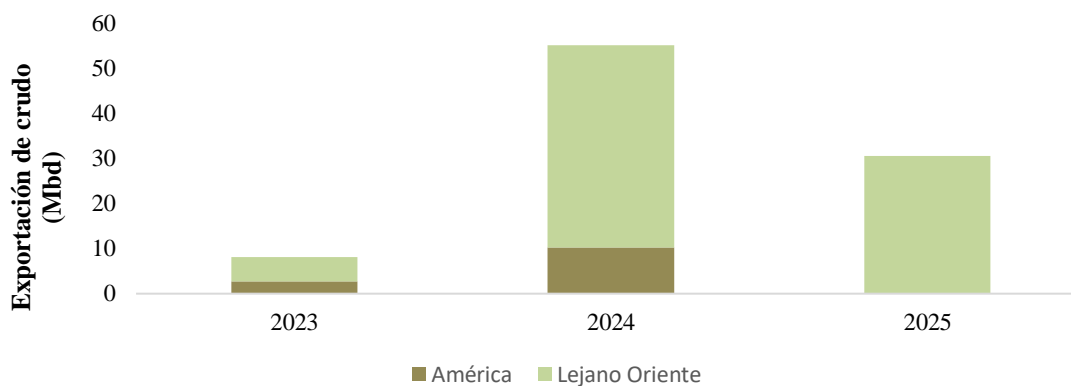


Figura 4.48 Gráfica de la exportación de crudo Zapoteco hacia cada destino geográfico (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025)

El crudo Zapoteco comenzó a exportarse en 2023, con un valor económico inicial de 231.5 millones de dólares, el cual se incrementó considerablemente a 1,460.3 millones en 2024, antes de caer a 63.2 millones en 2025. El principal destino ha sido el Lejano Oriente, que recibió más del 60 % del valor exportado en 2023 y más del 80 % en 2024. América también fue un mercado relevante en 2023 y 2024, aunque su participación fue menor. No se registraron exportaciones hacia Europa ni África en ningún año. (BDI Pemex, 2025). Este comportamiento refleja un ingreso reciente pero dinámico del crudo Zapoteco en el mercado internacional, con una marcada orientación hacia Asia, como se muestra en la gráfica de la Figura 4.49.

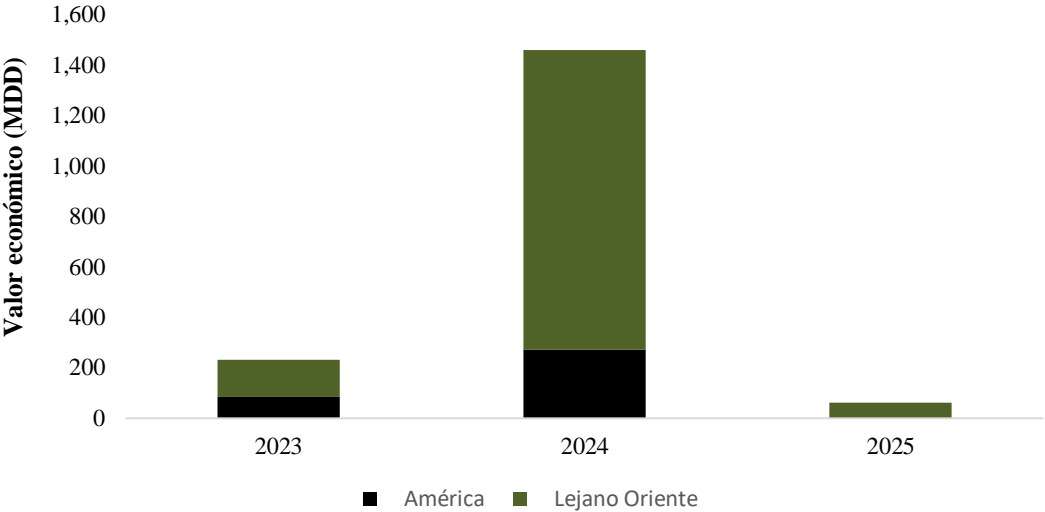


Figura 4.49 Valor económico del crudo Zapoteco por cada destino geográfico. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

Capítulo 5 . Evolución histórica del comportamiento de las propiedades, rendimientos y valor económico de los tipos de crudo entregados al Sistema Nacional de Refinación, su afectación en las dietas y exportación en México.

El estudio de la evolución histórica del comportamiento de las propiedades, rendimientos y valor económico de los tipos de crudo entregados al Sistema Nacional de Refinación (SNR) representa un componente fundamental para comprender el desempeño operativo y económico del sector petrolero mexicano. A lo largo de los últimos años, las variaciones en la composición y calidad de los crudos, particularmente en parámetros como la gravedad API, el contenido de azufre y la proporción de fracciones ligeras y pesadas, han incidido directamente en la eficiencia de los procesos de refinación y en la rentabilidad del sistema nacional y el valor de los productos exportados.

El análisis de los rendimientos de los distintos procesos de refinación, como el Fluid Catalytic Cracking (FCC), el Coker y la Fracción Catalítica de Asfalto (FCCA), permite evaluar el grado de aprovechamiento energético y la evolución de los rendimientos de los diferentes tipos de crudo procesados en las refinerías del país. Estos rendimientos son indicadores clave del desempeño del SNR, ya que reflejan la proporción de productos de alto valor comercial, como gasolinas, diésel y turbosina, obtenidos a partir del procesamiento de cada tipo de crudo.

Por otro lado, el valor económico de los crudos está estrechamente relacionado con su calidad y con la facilidad para transformarlos en productos de mayor demanda en el mercado. Los crudos ligeros y con bajo contenido de azufre suelen presentar un mayor valor debido a que permiten obtener mayores proporciones de destilados medios y ligeros, al contrario de los crudos pesados. Aunque se debe tomar en cuenta que la configuración de las refinerías del SNR están configuradas en mayor medida a procesar crudo pesado. Analizar la evolución del valor económico de los distintos tipos de crudo permite, por tanto, identificar su conveniencia dentro de las dietas de refinación, su efecto en la rentabilidad del SNR y el impacto en la competitividad de México como exportador de hidrocarburos.

Por tal motivo se debe de abordar de manera integral la evolución de las propiedades, rendimientos y valor económico de los crudos procesados entre los años 2020 y 2024, considerando su participación en las dietas de refinación y en las mezclas comerciales destinadas a la exportación. Lo anterior, permitirá identificar las tendencias que han definido el desempeño del Sistema Nacional de Refinación, determinar los factores que han influido en las variaciones observadas y evaluar las implicaciones económicas asociadas al aprovechamiento de los recursos petroleros nacionales, así como el comportamiento que tienen en el mercado internacional.

5.1 Configuración de proceso de la refinación de petróleo crudo.

Las instalaciones de procesamiento de las refinerías o la configuración y operación que tenga cada refinería van a depender de la ubicación donde se encuentre, su diseño de acuerdo con el tipo de crudo que se destine para refinación, los requisitos del mercado para los productos refinados y las especificaciones de calidad (contenido de azufre y °API) de las dietas de crudos, así como, las especificaciones para los productos refinados. En este sentido la configuración de una refinería se refiere al conjunto de unidades de proceso, la capacidad de proceso de cada unidad, sus características técnicas y los patrones de flujo de estas unidades.

La configuración de las refinerías se clasifica de acuerdo con su complejidad:

- Baja complejidad “Hydroskimming” (HSK por sus siglas en ingles)
- Mediana complejidad “FCC” (Fluid Catalytic Cracking)
- Alta complejidad Fondo de Barril (Coquizadora)

Las refinerías de baja complejidad o también conocidas como Hydroskimming se caracteriza por tener una configuración simple ya que cuenta solo con una unidad de destilación atmosférica y procesos para la producción de gasolinas, keroseno y gasóleo. El proceso de destilación atmosférica consiste en llevar el crudo a distintos puntos de ebullición, de cada uno de sus componentes, para separarlos por gravedad, donde los líquidos van al fondo de la torre y los gases ascenderán acomodándose en platos en orden inverso a su punto de ebullición. Por otro lado, el proceso de reformación catalítica transforma las naftas de bajo octanaje en naftas de alto octanaje. En conclusión, este proceso se encarga de reducir compuestos de azufre a partir de la reacción de hidrogeno, tiene la capacidad de mejorar los rendimientos y la calidad de los productos, e

incrementar el octanaje. En esta configuración se obtienen rendimientos de 28% para las gasolinas y 30% para el diésel.

Refinerías de mediana complejidad o mejor conocida como desintegración catalítica, craqueo catalítico o FCC (Fluid Catalytic Cracking). La configuración de esta refinería se caracteriza por incluir el proceso de destilación al vacío, además de la unidad de destilación atmosférica, proceso de alquilación y proceso de gases. El crudo reducido es enviado al proceso de destilación al vacío de la torre de desintegración atmosférica, el objetivo es separar en más fracciones el crudo con la destilación al vacío. En esta configuración se controlan los niveles de azufre de los productos mediante el hidrotatamiento, se mejoran los rendimientos y la calidad de los productos. Los productos obtenidos en estas refinerías son: gasóleo ligero y pesado, lubricantes, asfalto y combustóleo pesado.

Refinerías de alta complejidad Fondo de Barril (Coquizadora) o full conversión. Estas refinerías tienen la misma configuración que las refinerías de baja y mediana complejidad, además como su nombre lo dice, estas refinerías incluyen el proceso de coquización, el cual es el último proceso de conversión del crudo en productos de alto valor. Esta configuración se caracteriza por desintegrar térmicamente los residuos de la destilación al vacío en combustibles ligeros y coque. En otras palabras, esta configuración en las refinerías maximiza los rendimientos de productos refinados de alto valor agregado y la capacidad de mejoramiento de la calidad de los productos. Se obtienen rendimientos de 47% para gasolinas y 42% para diésel.

En el diagrama de la Figura 5.1 se observa de manera simplificada el proceso del crudo mediante las refinerías de baja, mediana y alta complejidad. Además de los diversos productos que se obtienen.

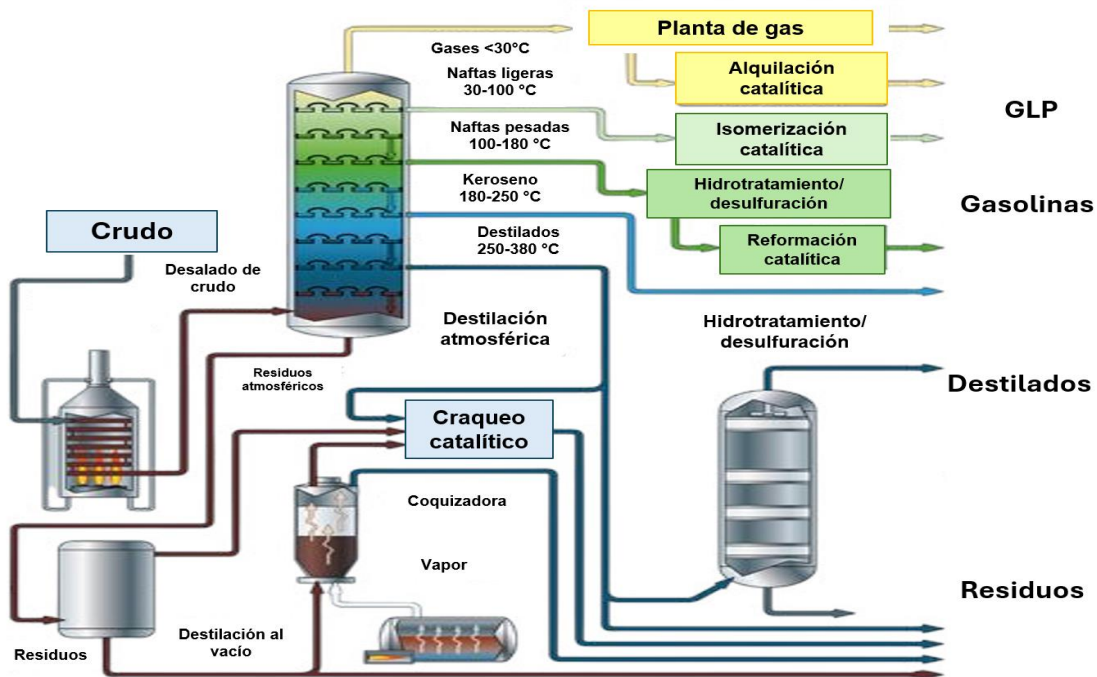


Figura 5.1 Proceso de refinación del petróleo crudo

5.2 Evolución del rendimiento de crudo por región petrolera.

El análisis de indicadores del rendimiento del crudo como su gravedad API, Fluid Catalytic Cracking (FCC) o fracción catalítica, Coker y fracción catalítica de asfalto (FCCA) permiten evaluar la evolución de la calidad del crudo procesado y la respuesta de las unidades de refinación ante los cambios en la composición de las corrientes de crudo entregadas al SNR. Además, el rendimiento obtenido en cada proceso determina el valor comercial del crudo. De la capacidad total de procesamiento de las refinерías, el 70% están configuradas para realizar procesos de fracción catalítica (FCC), 20% para coquización y el 10% restante para fracción catalítica de asfalto (FCCA). El rendimiento total de crudo va a definir su valor comercial y el volumen de petrolíferos que puede generar, este rendimiento total se obtiene con el promedio ponderado de los tres procesos. Si el promedio ponderado aumenta, su rendimiento aumenta, pero si disminuye, su rendimiento va a disminuir teniendo un menor valor económico y menor generación de petrolíferos.

Durante el periodo comprendido entre 2020 y 2024, las cuatro regiones productoras de crudo en México han presentado variaciones significativas en dichos indicadores reflejando la necesidad de

ajustar las operaciones a la calidad actual del crudo, con el propósito de mantener la productividad y garantizar la estabilidad de la calidad de los productos refinados.

5.2.1 Región Marina Noreste.

El crudo producido en la Región Marina Noreste presentó cambios en la calidad del crudo y en los rendimientos de los siguientes procesos: FCC, Coker y FCCA como se ilustra en la Figura 5.2.

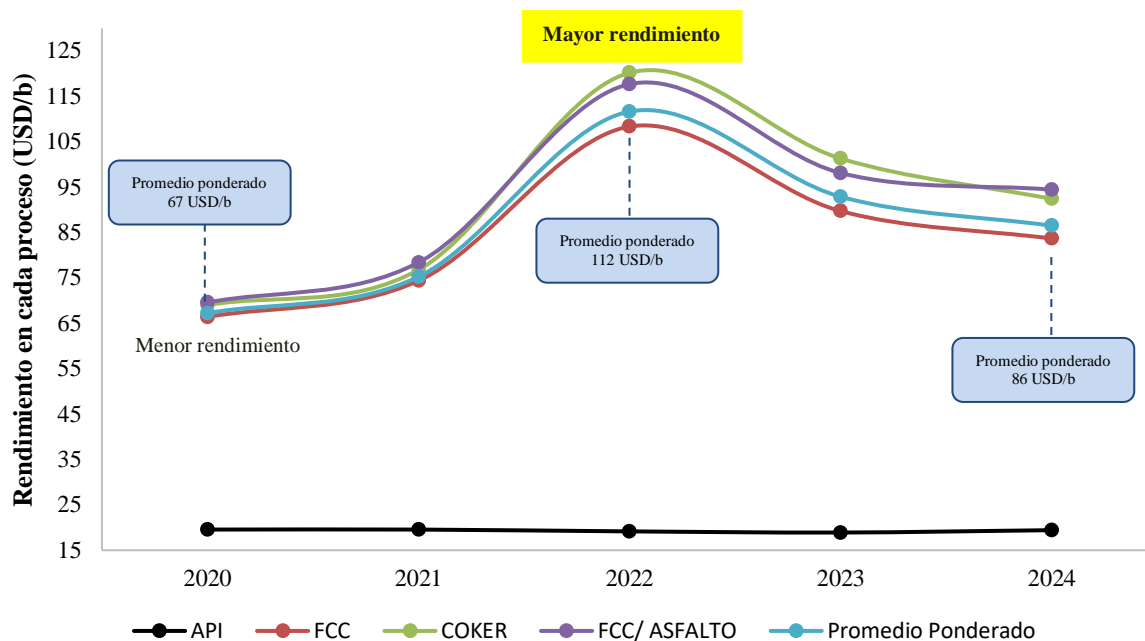


Figura 5.2 Rendimiento de crudo de la RMNE. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2025)

Se observa que la calidad del crudo presentó una tendencia estable sostenida de acuerdo con el análisis realizado en el periodo de 2020-2024, debido a que se mantuvo en un rango de 19° API a excepción de 2023 donde pasó de un promedio de 19.6 °API en 2020 a 18.9 °API en este año, indicando una transición hacia crudos más pesados en la mezcla procesada. Lo anterior se refleja en el comportamiento de los rendimientos en FCC, Coker y FCCA. Donde el rendimiento de la fracción catalítica (FCC) en 2022 alcanzó su mayor rendimiento con un valor de 108.36 USD/b. A partir de 2023 se observó una disminución gradual y en 2024 se obtuvo un rendimiento de 83.69 USD/b. El rendimiento en el proceso de coquización tuvo un comportamiento similar al de FCC, en 2020 se obtuvo un rendimiento de 69.03 USD/b y fue en aumento hasta 2022 con un resultado

de 120.21 USD/b, pero volvió a disminuir, aunque por arriba del rendimiento obtenido en 2020, con un rendimiento de 92.44 USD/b en 2024. Finalmente, el rendimiento de FCC y asfaltos en 2020 fue de 69.6 USD/b, el cual fue incrementando hasta que en 2022 alcanzó un rendimiento de 117.71 USD/b, posteriormente tuvo una disminución a partir de ese año y en 2024 el rendimiento fue de 94.46 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

Para la RMNE, el promedio ponderado de 2020 a 2022 aumentó pasando de 67.26 USD/b a 111.67 USD/b. Finalmente tuvo una disminución gradual en 2023 y 2024, pero permaneciendo por encima de lo obtenido en 2020 y 2021. En 2024 el promedio ponderado fue de 86.52 USD/b. El aumento en el rendimiento total de la región se debió principalmente a la incorporación del campo Akal NW en 2022, el cual se caracteriza por tener una calidad de 27.37 °API.

5.2.2 Región Marina Suroeste.

El crudo producido en la RMSO se caracterizó por presentar un aumento en la calidad del crudo en el periodo analizado de 2020 a 2024. En 2020 se observó una gravedad específica de 22.5°API su aumento llegó al máximo en 2023 con 28.3 °API, pero en 2024 disminuyó ligeramente alcanzando una gravedad de 27.2 °API, resultando en una transición de crudo pesado a crudo ligero.

Los rendimientos del crudo obtenidos en cada uno de los procesos: FCC, Coker y FCCA tuvieron un comportamiento similar entre sí. El rendimiento en el proceso de FCC presentó un resultado de 56.62 USD/b en 2020 y aumento considerablemente en 2022 con un resultado de 99.64 USD/b, este rendimiento elevado solo se mantuvo en 2022 debido a que tuvo una disminución posterior teniendo en 2024 un rendimiento de 82.97 USD/b. En cuanto al rendimiento del crudo en el proceso de coquización, se presentó un rendimiento de 67.17 USD/b aumentando considerablemente hasta 2022 cuando el resultado en el rendimiento fue de 117.31 USD/b, al igual que el rendimiento en FCC, el rendimiento de Coker disminuyó en 2024 con un resultado de 92.98 USD/b. Finalmente, para el rendimiento en FCCA en 2020 se obtuvo un resultado de 64.68 USD/b, para 2022 este rendimiento fue de 115.6 USD/b alcanzando su rendimiento máximo, pero tuvo una disminución de 2023 a 2024 obteniendo rendimientos de 97.69 USD/b y 92.95 USD/b respectivamente. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El promedio ponderado obtenido del resultado de los tres procesos en un 70% para FCC, 20% para Coker y 10% para FCCA se comportó de manera similar al rendimiento obtenido de FCC debido a que el mayor porcentaje de las refinerías están constituidas para fracción catalítica (70%). En 2020 el promedio fue de 59.53 USD/b, en 2022 se alcanzó un promedio máximo de 104.77 USD/b, pero en 2024 se observó una disminución con un promedio ponderado de 86.27 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

En el periodo analizado de 2020 a 2024 se incorporaron 35 campos nuevos a la RMSO, razón por la cual el rendimiento de esta región tuvo un incremento acelerado. Los principales campos nuevos que se incorporaron de 2020 a 2022 (incremento acelerado en el rendimiento) fueron Itta con una calidad de 32.8 °API, Pokche con 42.3 °API, Pokche NE con 40.1 °API, Tlamatini con una calidad de 22.4 °API, Xanab-SE con una calidad de 37.5 °API y Mulach. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

El comportamiento de los rendimientos de cada proceso y su promedio ponderado, así como de la evolución de la densidad del crudo de la Región Marina Suroeste se ilustra en la gráfica de la Figura 5.3.

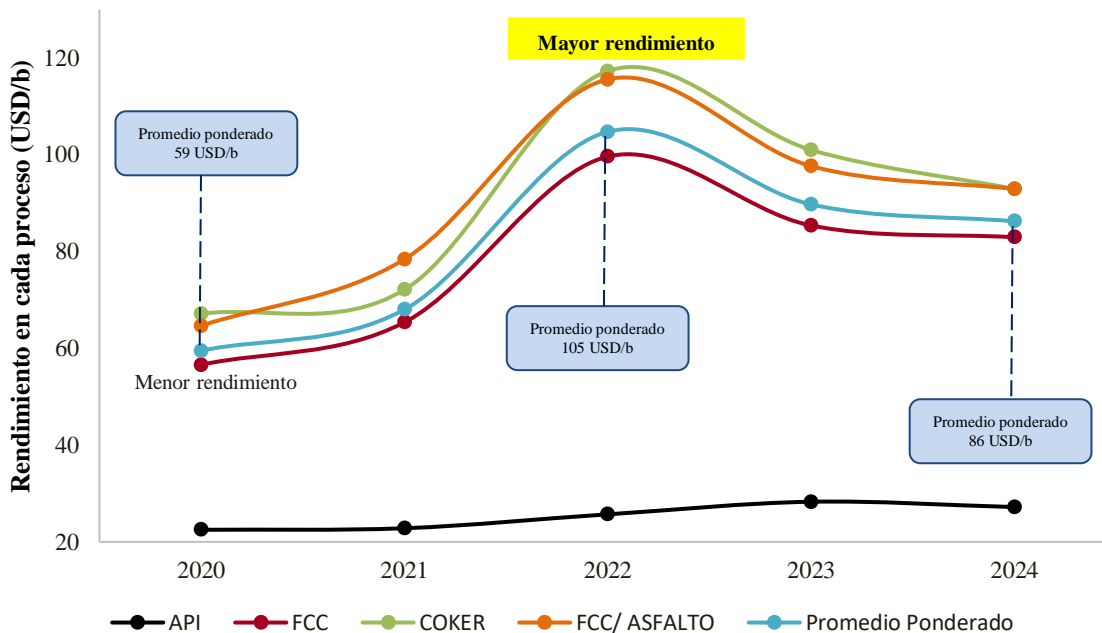


Figura 5.3 Valor del rendimiento en cada proceso del crudo de la RMSO. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

5.2.3 Región Sur.

El crudo producido en la Región Sur presentó una estabilidad en su calidad de 2020 a 2021, aunque para 2022 disminuyó un promedio de 2°API, se mantuvo estable hasta 2024. En 2020 su gravedad fue de 34.4 °API, en 2022 se reportó una gravedad de 32.1 °API y en 2024 la densidad del crudo de la RS fue de 32.6 °API. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). Aunque el crudo disminuyó su gravedad específica en el periodo analizado, este se mantuvo como crudo ligero.

El comportamiento de los rendimientos del crudo de FCC, Coker y FCC/Asfaltos reportados en el periodo de 2020 a 2024 tuvieron resultados similares a los de la RMNE y RMSO tal como se muestra en la Figura 5.4.

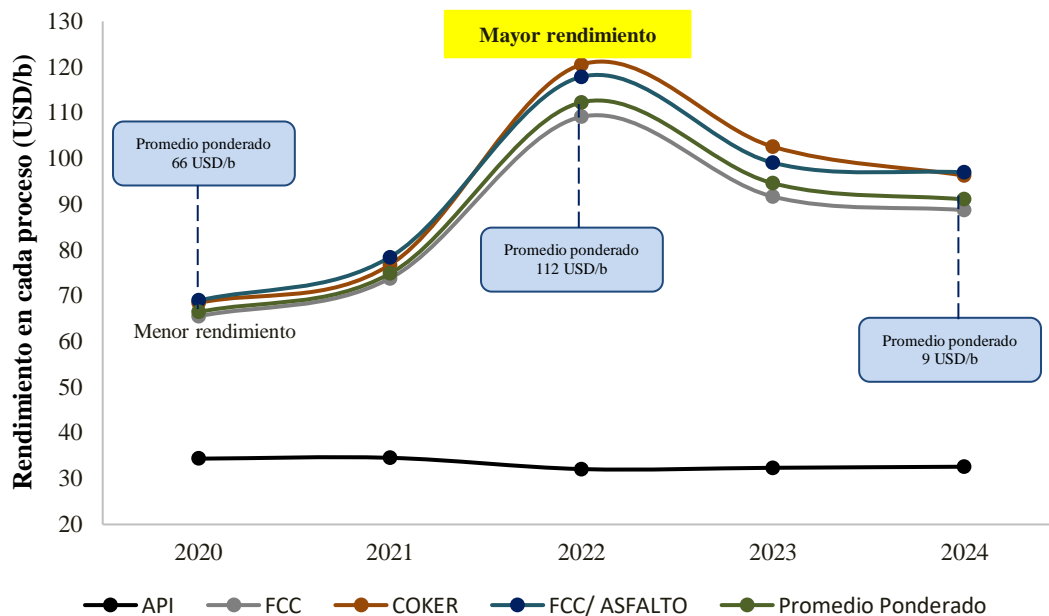


Figura 5.4 Valor del rendimiento del crudo de la RS. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

Donde el rendimiento del proceso de FCC para el crudo de la Región Sur fue de 65.51 USD/b en 2020 presentando un incremento hasta 2022 cuando se reportó un resultado de 109.13 USD/b, aunque a partir de este año disminuyó gradualmente y para 2024 tuvo un rendimiento de 88.72 USD/b. El rendimiento reportado en el proceso de Coker en 2020 fue de 68.45 USD/b, el rendimiento máximo que se obtuvo fue en 2022 con un resultado de 120.55, pero disminuyó en 2024 reportando un rendimiento de 96.28 USD/b. Finalmente, el rendimiento en el proceso de

FCCA en 2020 fue de 68.95 USD/b teniendo un aumento significativo hasta 2022 con un rendimiento de 117.87 USD/b, pero en 2024 tuvo una disminución en el rendimiento con un resultado de 96.97 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El promedio ponderado tuvo un comportamiento conforme a los rendimientos reportados por FCC, Coker y FCCA. En 2020 el promedio ponderado fue de 66.44 USD/b, al igual que los rendimientos en cada proceso en 2022 alcanzó su valor máximo con un resultado de 112.29 USD/b, finalmente en 2024 se observó una disminución a causa de la disminución en el rendimiento del crudo con un promedio de 91.06 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El incremento acelerado en el rendimiento del crudo de la RS se debió principalmente a la incorporación de ocho campos nuevos de 2020 a 2022 y una posterior incorporación de nuevo campos a partir de 2023. Entre los principales campos nuevos que destacan se encuentran: Quesqui con una calidad de 43.8 °API, Tupilco Profundo con una calidad de 36.11 °API y Racemosa que cuenta con una calidad de 45.3 °API. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

5.2.4 Región Norte.

En el periodo analizado de 2020 a 2024 el crudo proveniente de la Región Norte presento variaciones en la calidad y en los rendimientos de cada proceso, de acuerdo con lo observado en la gráfica de la Figura 5.5. Donde la gravedad específica del crudo aumento pasando de 24.9 °API en 2020 a 26.9 en 2024. Por otro la

do, el crudo proveniente de la RN mostró rendimientos semejantes a las demás regiones. En 2020 el rendimiento en FCC fue de 57.83 USD/b, en 2022 el crudo alcanzó su máximo rendimiento con un resultado de 100.93 USD/b y para los dos años siguientes (2023 y 2024) tuvo una disminución gradual, finalmente el rendimiento en 2024 fue de 81.94 USD/b. El rendimiento en el proceso de coquización en 2020 fue de 67.19 USD/b, para 2022 este rendimiento aumento a 117.46 USD/b y posteriormente tuvo una disminución, reportando un rendimiento de 92.19 USD/b en 2024. Finalmente, los resultados en el rendimiento de FCC y asfaltos en 2020 fueron de 65.35 y se incrementó hasta que en 2022 alcanzó un rendimiento de 115.39 USD/b, posteriormente tuvo una disminución de a partir de ese año y en 2024 el rendimiento fue de 95.16 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El promedio ponderado que está constituido por el 70% de FCC, 20% de Coker y 10% de FCCA reflejo la misma tendencia general. De 2020 a 2022 aumentó pasando de 60.46 USD/b a 105.68 USD/b. Finalmente tuvo una disminución gradual en 2023 y 2024, pero permaneciendo por encima de lo obtenido en 2020 y 2021. En 2024 el promedio ponderado fue de 85.31 USD/b (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024), teniendo un comportamiento semejante al de la fracción catalítica. El drástico incremento en el rendimiento de esta región se debió principalmente al desarrollo del campo Ixachi el cual cuenta con una calidad de 41.6 °API, (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

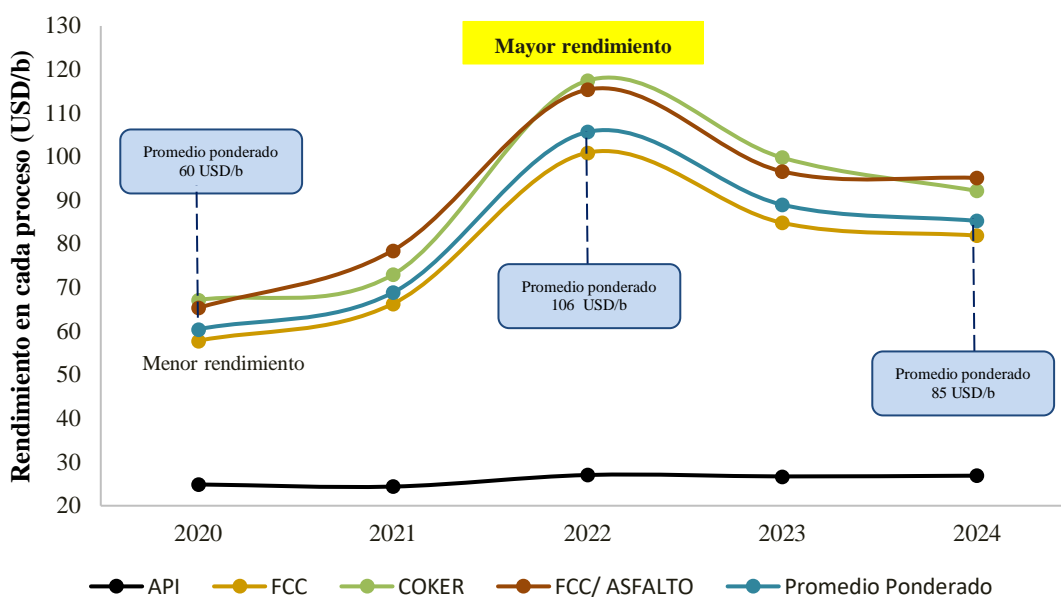


Figura 5.5 Valor del rendimiento en cada proceso del crudo de la RN. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

En conclusión, se observó que del periodo de 2020 a 2022 los rendimientos en cada región incrementaron aceleradamente principalmente por la incorporación de nuevos campos con características que, de acuerdo con su calidad, se clasifican como crudos de tipo ligero a condensados. Además, en el año 2022 se registró una mayor utilización de plantas de conversión profunda, particularmente las de FCC y Coker, lo que elevó la eficiencia y el rendimiento ponderado promedio en comparación con los años anteriores. Este incremento también respondió a estrategias de optimización operativa y mantenimiento diferido durante 2020-2021, que permitieron una recuperación significativa en 2022. Se identifica como un punto máximo en la

actividad operativa, asociado con ajustes en la mezcla de crudos, mayor disponibilidad de unidades de conversión o condiciones favorables de mercado.

Por otro lado, en el periodo de 2020-2024 los crudos provenientes de las cuatro regiones petroleras (RMNE, RMSO, RS y RN) presentaron mayores rendimientos para el proceso de coquización que para el de fracción catalítica (FCC), en otras palabras, se obtuvieron mayores rendimientos para crudos ligeros que pesados. Pero, el Sistema Nacional de Refinación está configurado para procesar crudos pesados por lo que el rendimiento mayor en coker que en FCC refleja una pérdida en el rendimiento general de los crudos.

5.3 Evolución del rendimiento de los crudos comerciales en México enviados a exportación.

Las mezclas de crudo comerciales producidas en México, tales como Maya, Istmo, Olmeca, Altamira y Talam, están constituidas por la producción de crudo proveniente de distintos campos pertenecientes a las cuatro regiones petroleras del país. El rendimiento de crudo, la calidad y el desempeño productivo de cada campo inciden de manera directa en la composición final de las mezclas, así como su calidad, rendimiento y por lo tanto en su valor comercial dentro del mercado internacional. El análisis de los datos acerca del porcentaje de participación de cada campo para la conformación de las mezclas permite identificar las tendencias observadas en su producción y el rendimiento en un periodo de 2020 a 2024.

Como se mencionó anteriormente, el promedio ponderado define el rendimiento neto del crudo. De acuerdo con lo observado en la gráfica 5.6, el crudo Istmo ha tenido un mejor rendimiento en los últimos cinco años (2020-2024) en comparación con las demás mezclas comerciales mexicanas destinadas a exportación consecuencia de un superávit de producción de crudos ligeros. Por el contrario, el crudo Talam (considerado un crudo extrapesado) tuvo resultados por debajo de los rendimientos de las mezclas restantes, además que, a partir de 2023 no se generó esta mezcla. Finalmente, el crudo Olmeca solo tuvo rendimiento en 2024 debido a su producción, pero tuvo un alto rendimiento.

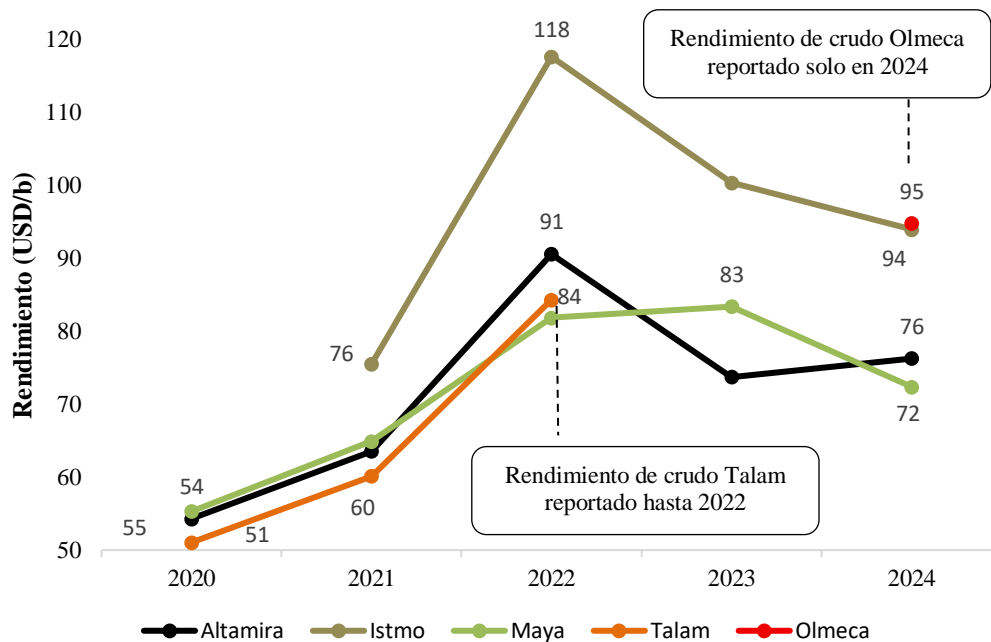


Figura 5.6 Gráfica del comparativo del rendimiento total de las mezclas comerciales. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

5.3.1 Crudo Altamira.

El crudo Altamira está conformado por la producción de once campos localizados en la Región Norte. Entre ellos, los campos Altamira, Arenque, Cacalilao, Ébano-Chapacao, Pánuco y Tamaulipas Constituciones, los cuales destacan por aportar los mayores volúmenes de producción. La totalidad del crudo extraído de estos campos se destina a la conformación de la mezcla comercial Altamira. Durante el periodo comprendido entre 2020 a 2024, la mezcla comercial Altamira presentó una evolución variable en su comportamiento de producción, pero una estabilidad en la calidad del crudo que integra esta mezcla, reflejada en los valores del promedio ponderado de los once campos, principalmente los seis campos que mayor aporte realizan a esta mezcla.

Los campos que integran esta mezcla presentaron variaciones en su producción en el periodo evaluado de cuatro años, donde los campos más productores son: Tamaulipas constituciones, Arenque y Ébano Chapacao, los menos productores son: Cacalilao, Altamira y Pánuco. La gráfica de la Figura 5.7 muestra el comportamiento de la producción de crudo de los principales campos que conforman el crudo Altamira.

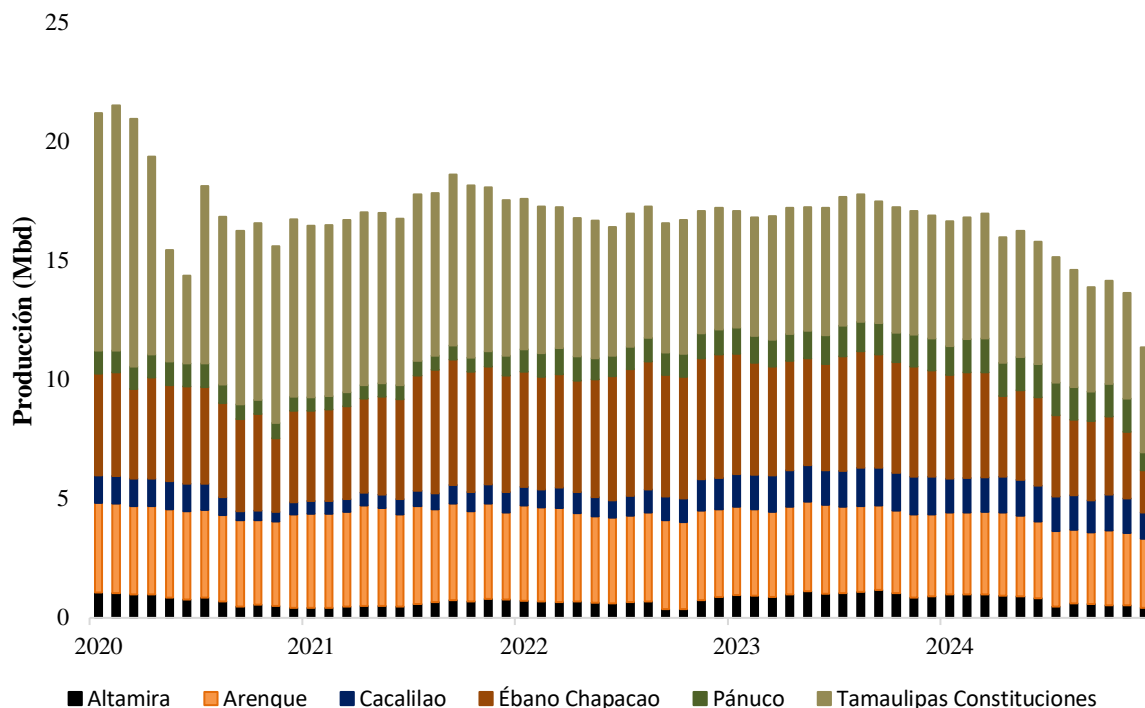


Figura 5.7 Producción de los principales campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).

En el gráfico se observa que el mayor volumen producido fue en 2020, donde los campos que mayor aporte realizaron fueron: Tamaulipas Constituciones con 7.61 Mbd, Ébano Chapacano con 4.5 Mbd y Arenque con 3.96 Mbd. (Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026). Por otro lado, en el periodo de 2023-2024 se mostró un descenso en la producción en campos con mayor aporte volumétrico, pero un aumento en la producción de los campos menos productores.

La calidad de cada uno de los campos mostró un comportamiento estable de 2020 a 2024, sin alteraciones en sus grados API. La gravedad de los campos principales que constituye el crudo Altamira es: Altamira 12.8 °API, Arenque 24.6 °API, Cacalilao 12.4 °API, Ébano Chapacao 10 °API, Pánuco 12 °API y Tamaulipas Constituciones 15.8 °API. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). De acuerdo con los °API observados de cada crudo, los crudos que conforman la mezcla son crudos pesados, excepto el crudo proveniente del campo Arenque que es un crudo mediano. La Tabla 5.1 muestra el rango de °API en el que se encuentra el crudo de cada campo.

Tabla 5.1 Calidad de los campos que conforman el de crudo Altamira

Campo	Gravedad específica (°API)
Altamira	12.8
Arenque	24.6
Cacalilao	12.4
Ébano Chapacao	10
Pánuco	12
Tamaulipas Constituciones	15.8

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024.

El comportamiento del rendimiento total de la Mezcla Altamira conformada principalmente por los campos Altamira, Arenque, Cacalilao, Ébano-Chapacao, Pánuco y Tamaulipas Constituciones se refleja en el rendimiento, definido como el promedio ponderado de 70% FCC, 20% Coker y 10% FCCA, de cada uno de los campos. En el periodo de 2020 a 2024 los campos mantuvieron rendimientos semejantes entre sí debido a que los campos producen crudos pesados a excepción del campo Arenque que produce crudo mediano, tal como se muestra en la gráfica de la Figura 5.8.

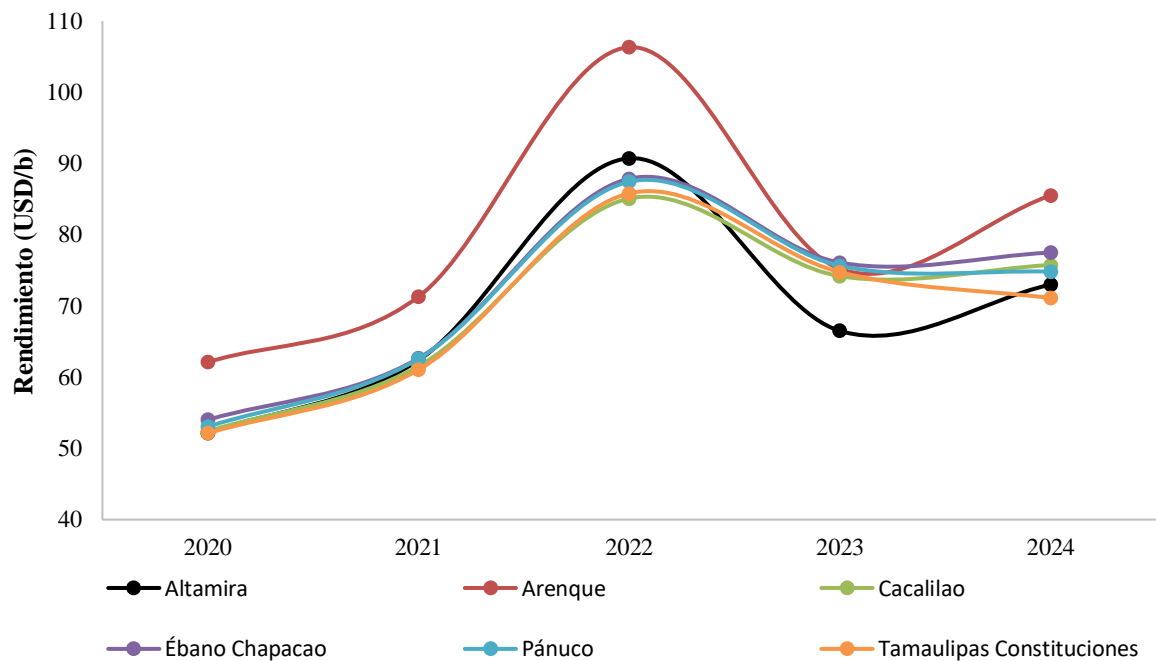


Figura 5.8 Promedio ponderado de los campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El 2020 fue el año donde el promedio ponderado de los campos fue mínimo, lo que provocó una disminución en los rendimientos de los crudos de cada campo y por lo tanto una disminución en el rendimiento de la mezcla Altamira. El rendimiento que presentaron cada uno de los campos fue: Altamira con 52.20 USD/b, Arenque con 62.12 USD/b, Cacalilao con 52.40 USD/b, Ébano Chapacao 54.01 USD/b, Pánuco con 53.04 USD/b y Tamaulipas Constituciones con 52.12 USD/b. Por otro lado, el año donde se presentaron mayores rendimientos de los campos fue en 2022. Cada campo presentó un rendimiento de: Altamira con 72.99 USD/b, Arenque con 85.53 USD/b, Cacalilao con 75.75 USD/b, Ébano Chapacao 77.50 USD/b, Pánuco con 74.82 USD/b y Tamaulipas Constituciones con 71.12 USD/b, y a partir de 2023 se observó una disminución en el promedio ponderado de cada campo. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

Aunque la calidad del crudo se mantuvo estable de 2020 a 2024, la mezcla indicó una evolución variable en el promedio ponderado de cada campo debido a la afectación directa en la disminución del rendimiento en FCC, Coker y FCCA. La fracción catalítica (FCC) es el proceso que mayor influencia tiene en el promedio ponderado, el rendimiento de FCC ha mostrado resultados menores a los comparados en los procesos de coquización (coker) y fracción catalítica de asfalto (FCCA).

El proceso de FCC de cada campo que conformó el crudo Altamira en el periodo 2020-2024, tuvo rendimientos mínimos en 2020 de la siguiente manera: Altamira con 46.86 USD/b, Arenque con 60.34 USD/b, Cacalilao con 47.36 USD/b, Ébano Chapacao 49.71 USD/b, Pánuco con 48.26 USD/b y Tamaulipas Constituciones con 46.72 USD/b, posteriormente aumento de forma notable en 2022 mostrando los siguientes resultados: Altamira con 82.21 USD/b, Arenque con 102.33 USD/b, Cacalilao con 75.36 USD/b, Ébano Chapacao 79.03 USD/b, Pánuco con 78.84 USD/b y Tamaulipas Constituciones con 75.77 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). Pero a partir de 2023 el comportamiento en el rendimiento en FCC disminuyó considerablemente, pero permaneciendo estable para 2024 como se observa en la gráfica de la Figura 5.9.

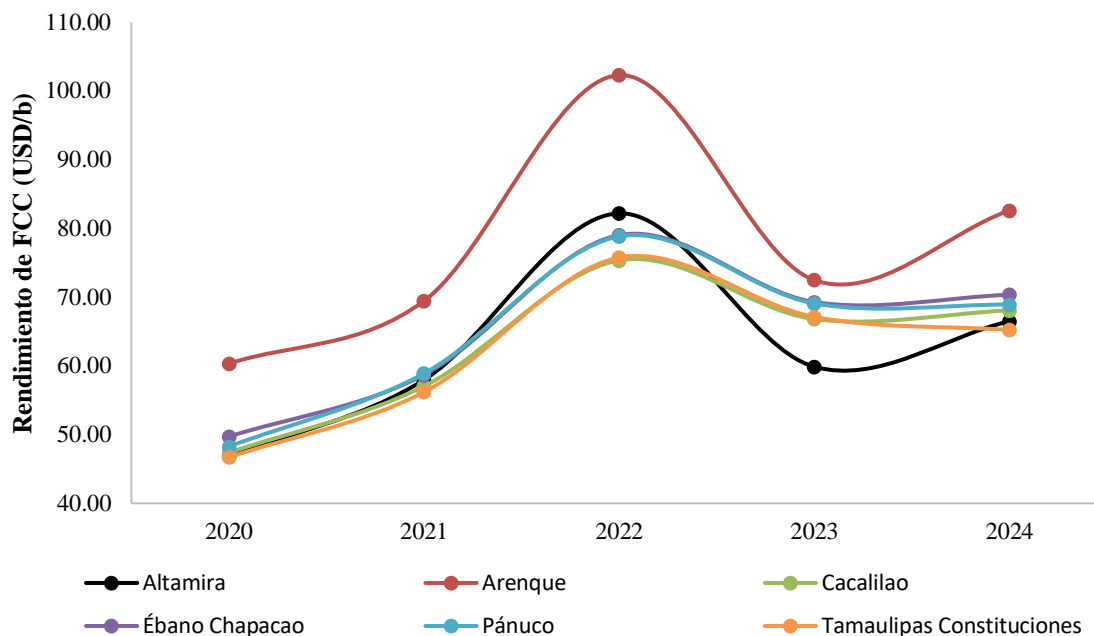


Figura 5.9 Rendimiento de FCC de los campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

Los resultados en el rendimiento de coker de los campos que conforman la mezcla Altamira se comportaron de manera casi idéntica en el periodo de 2024. Los rendimientos tuvieron el mismo comportamiento que el de la fracción catalítica, con un aumento significativo en 2022 y una posterior disminución en el rendimiento de este proceso, estabilizando sus rendimientos en 2024, pero manteniendo resultados mayores a los comparados en el periodo de 2020-2021, esta evolución en el comportamiento de coker se puede observar en la gráfica de la Figura 5.10.

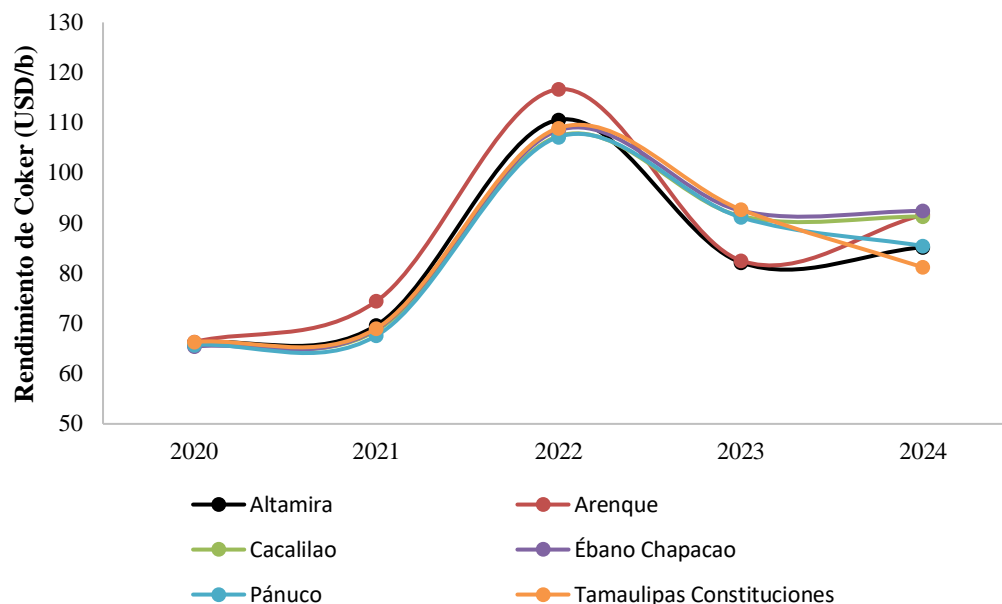


Figura 5.10 Rendimiento de Coker de los campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El aumento en el rendimiento de Coker en 2022 se mostró de la siguiente manera: Altamira con 110.59 USD/b, Arenque con 116.67 USD/b, Cacalilao con 107.34 USD/b, Ébano Chapacao 108.49 USD/b, Pánuco con 107.18 USD/b y Tamaulipas Constituciones con 108.96 USD/b. Finalmente, el rendimiento de Coker que se obtuvo en 2024 para cada campo fue el siguiente: Altamira con 85.20 USD/b, Arenque con 91.66 USD/b, Cacalilao con 91.32 USD/b, Ébano Chapacao 92.42 USD/b, Pánuco con 85.45 USD/b y Tamaulipas Constituciones con 81.20 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El comportamiento en la fracción catalítica de asfalto (FCCA), en el periodo de 2020 a 2024, tuvo la misma fluctuación que los resultados para Coker, tal como se muestra en la gráfica de la Figura 5.11. Los rendimientos para cada campo fueron semejantes manteniendo resultados en 2020 entre 60.7 y 61.60 USD/b, a excepción de Arenque que tuvo un resultado de 65.94 USD/b. El aumento en el rendimiento de FCCA en 2022 se mostró de la siguiente manera: Altamira con 110.73 USD/b, Arenque con 113.75 USD/b, Cacalilao con 108.69 USD/b, Ébano Chapacao 108.42 USD/b, Pánuco con 108.17 USD/b y Tamaulipas Constituciones con 109.81 USD/b. Finalmente, el rendimiento de FCCA que se obtuvo en 2024 para cada campo fue el siguiente: Altamira con 94.13 USD/b,

Arenque con 93.55, Cacalilao con 98.31, Ébano Chapacao 97.62, Pánuco con 94.79 y Tamaulipas Constituciones con 92.14. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

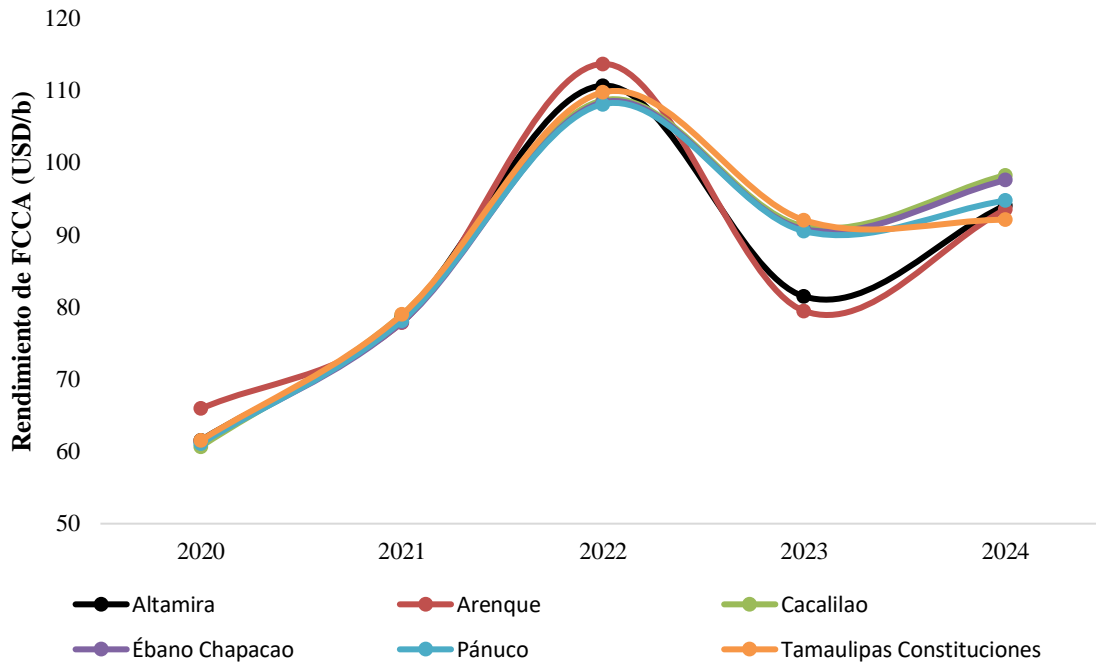


Figura 5.11 Rendimiento de FCCA de los campos que conforman el crudo Altamira. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

5.3.2 Crudo Istmo.

El crudo Istmo está conformado por la producción de diversos campos localizados en la Región Sur, entre los cuales destacan: Quesqui, Teotleco, Sini, Samaria, Madrefil, Cinco Presidentes y Tupilco. De estos, los campos Quesqui, Teotleco, Samaria y Sini sobresalen por aportar los mayores porcentajes de volumen respecto a su producción, siendo fundamentales en la conformación de la mezcla comercial Istmo durante el periodo comprendido entre 2021 a 2024. Los campos que conformaron el crudo Istmo presentaron intermitencias en la aportación de crudo, ocasionando un comportamiento variable en los rendimientos de los procesos de refinación.

En cada año los campos que más influyeron en la conformación de crudo Istmo fueron variables, mostrando un porcentaje de aportación con fluctuaciones para cada año, además que en 2024 se observó que Quesqui (siendo el mayor contribuyente) tuvo una producción nula. El comportamiento en la producción de los campos se muestra en la gráfica de la Figura 5.12.

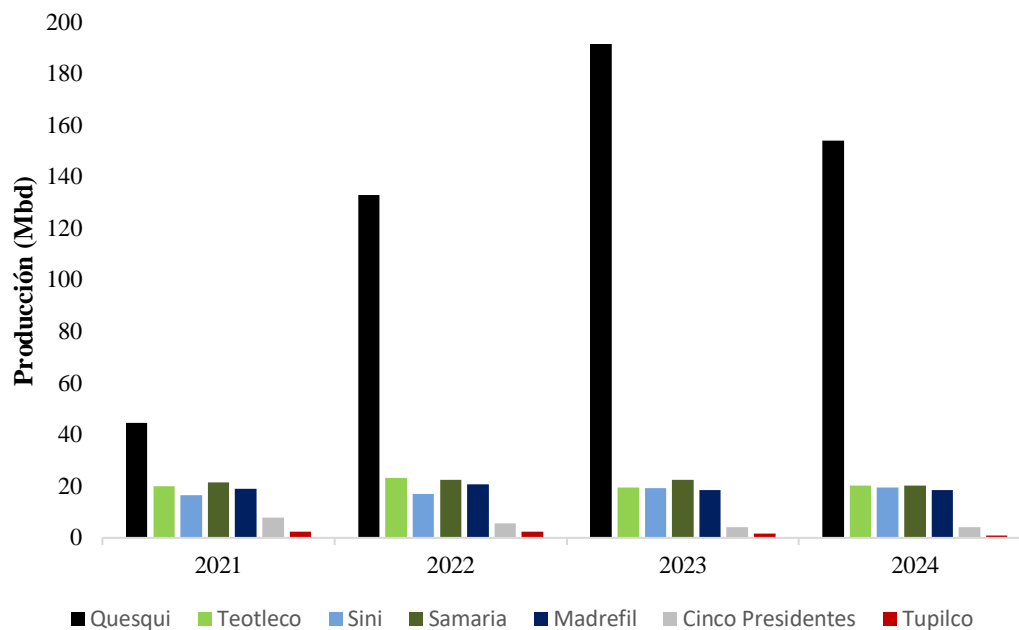


Figura 5.12 Comportamiento en la producción de los campos que conforman el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).

De acuerdo con la gráfica se observó que, en el periodo de 2021 Quesqui fue la principal fuente, con una producción de 44.68 Mbd y Tupilco fue el campo que menor producción tuvo con un volumen de 2.46 Mbd. Para 2022, los campos que aumentaron su producción fueron Teotleco con una producción de 23.23 Mbd, Samaria produjo 22.4 Mbd y Madrefil 20.76 Mbd. Por su parte Cinco Presidentes y Tupilco disminuyeron su producción. Finalmente, en 2023 Quesqui tuvo una producción máxima, en el periodo de 2020-2024, de 191.68 Mbd. (Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).

La calidad del crudo Istmo se mantuvo relativamente estable en el periodo analizado, con valores de gravedad API que oscilaron entre 28° y 49° API (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024), lo que clasifica a la mezcla como un crudo ligero, tal como se observa en la gráfica de la Figura 5.13. Donde se observa el comportamiento de los °API para cada campo, donde todos tuvieron variaciones ligeras en su gravedad específica, pero manteniéndose en el rango de crudos ligeros y superligeros.

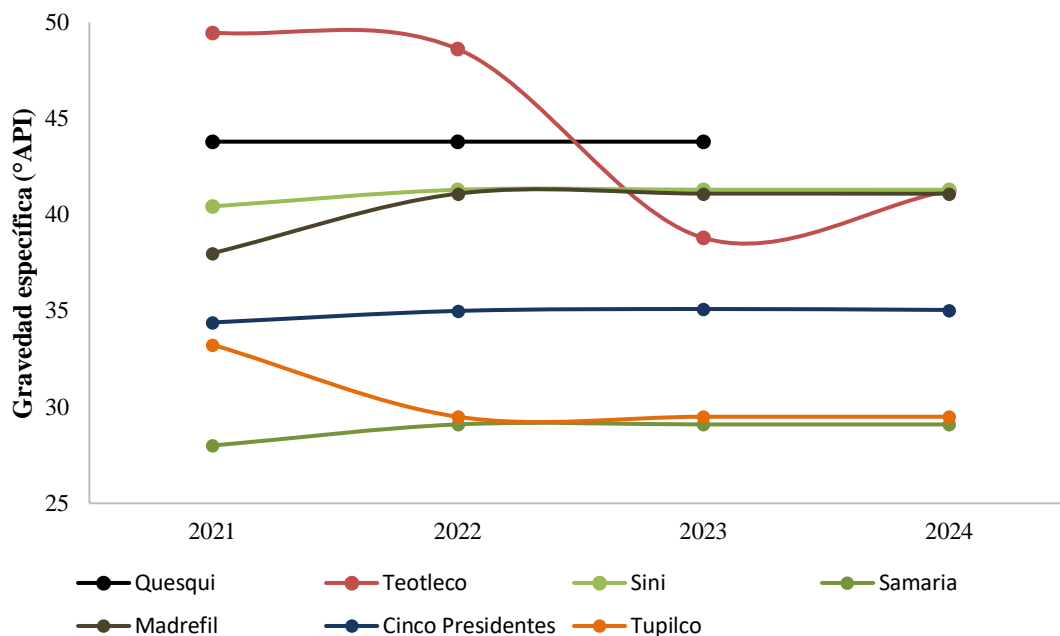


Figura 5.13 Comportamiento de la calidad del crudo para los campos que conforman el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

El comportamiento del rendimiento total del crudo Istmo se definió a partir del promedio ponderado de los procesos de FCC (70%), Coker (20%) y FCCA (10%), reflejando la eficiencia de refinación de cada campo. En 2021, los rendimientos promedio ponderados oscilaron entre 70.46 y 78.21, siendo Quesqui (78.21), Teotleco (78.16) y Sini (77.93) los de mayor desempeño. Durante 2022, los rendimientos totales de cada campo mostraron un incremento significativo en todos los campos: Quesqui con 125.17 USD/b, Teotleco con 123.08 USD/b, Sini con 122.91 USD/b, Samaria con 126.26 USD/b, Madrefil con 121.26 USD/b, Cinco Presidentes con 111.78 USD/b y Tupilco con 112.88 USD/b. A partir de 2023 se observó una tendencia a la baja de manera mínima en el promedio ponderado de los campos. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El comportamiento de cada rendimiento total por campo se muestra en la gráfica de la Figura 5.14.

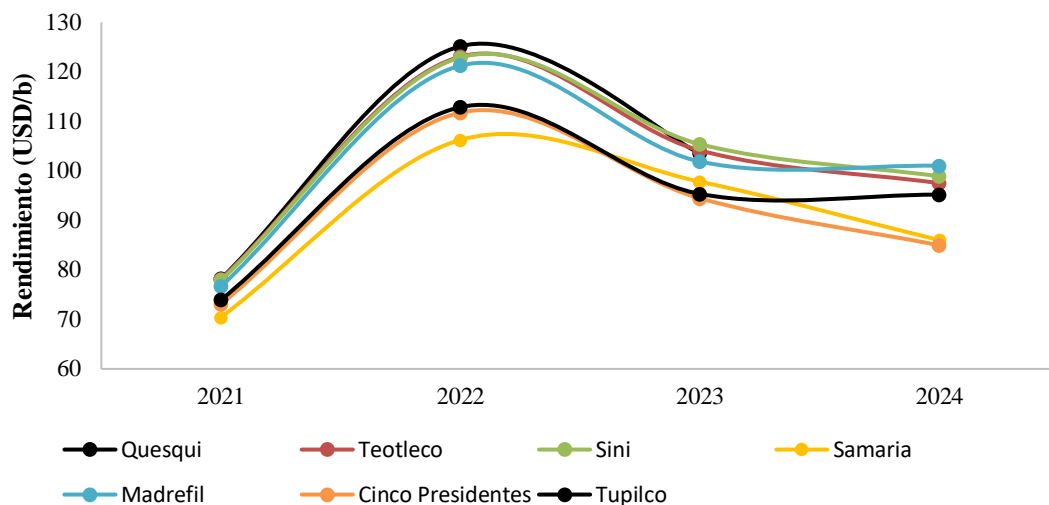


Figura 5.14 Rendimiento total de los campos que conforman el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

Durante el periodo analizado, el proceso de FCC presentó una evolución significativa en su rendimiento durante el periodo 2020–2024, reflejando cambios en la calidad del crudo y en la eficiencia de explotación como se muestra en la gráfica de la Figura 5.15. Donde los resultados fueron ligeramente menores a los de Coker y FCCA, pero comportándose de manera similar.

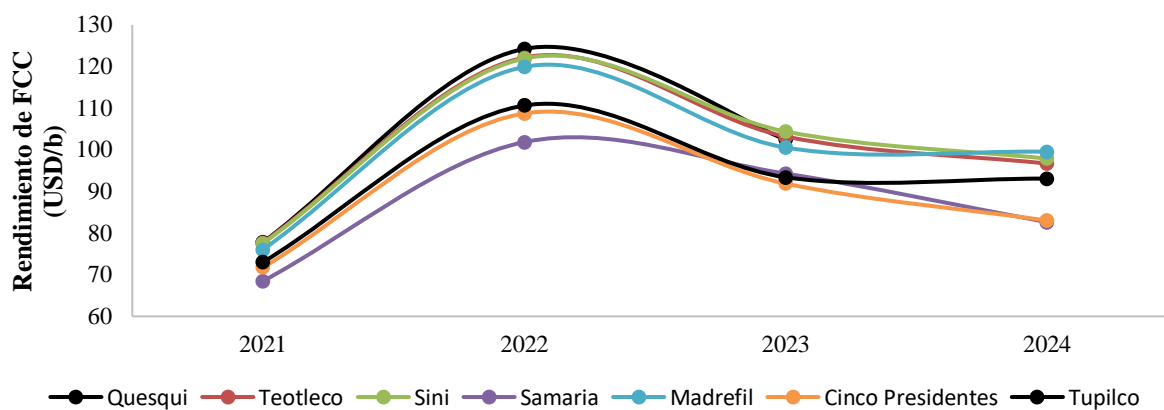


Figura 5.15 Comportamiento del rendimiento de FCC para los campos que constituyen el crudo Istmo. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

En 2020, los rendimientos más altos los presentaron los campos Quesqui (77.79 US/b) y Teotleco (77.72 USD/b), mientras que Samaria presentó el más bajo con 68.48 USD/b. En 2022 se

alcanzaron los máximos rendimientos del periodo, sobresaliendo Quesqui con 124.22 USD/b, Teotleco con 122.14 USD/b, y Sini con 121.89 USD/b, lo que representó una optimización en la composición de la mezcla Istmo. Durante 2023, se observa una disminución general, reflejando una variación en la composición de los crudos. Finalmente, en 2024, Quesqui tuvo una participación nula, por el contrario, Madrefil, Sini y Teotleco fueron los campos con mayor rendimiento, con resultados de 99.54, 97.88 y 96.69 USD/b respectivamente. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

Los resultados del proceso de Coker en los campos que conforman el crudo Istmo mostraron un comportamiento similar al de la fracción catalítica. En 2020, los resultados en los rendimientos de coker fueron los más bajos en el periodo analizado, con Quesqui registrando un rendimiento de 79.44 USD/b, Teotleco 79.24 USD/b, Sini 78.92 USD/b, Samaria 73.58 USD/b, Madrefil 78.14 USD/b, Cinco Presidentes 75.50 USD/b y Tupilco 75.52 USD/b. En 2022 se observó un incremento significativo, alcanzando sus valores máximos para los campos de: Quesqui 128.66 USD/b, Teotleco 126.27 USD/b, Sini 126.55 USD/b, Samaria 117.37 USD/b, Cinco Presidentes 120.02 USD/b y Tupilco 119.03 USD/b. Posteriormente, el rendimiento descendió en 2023 para los campos que constituyen el crudo Istmo. Pero en 2024 los campos con mayores rendimientos fueron Tupilco (100.45 USD/b), Madrefil (105.57 USD/b) y Sini (102.11 USD/b). (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). El comportamiento del rendimiento de Coker se muestra en la gráfica de la Figura 5.16.

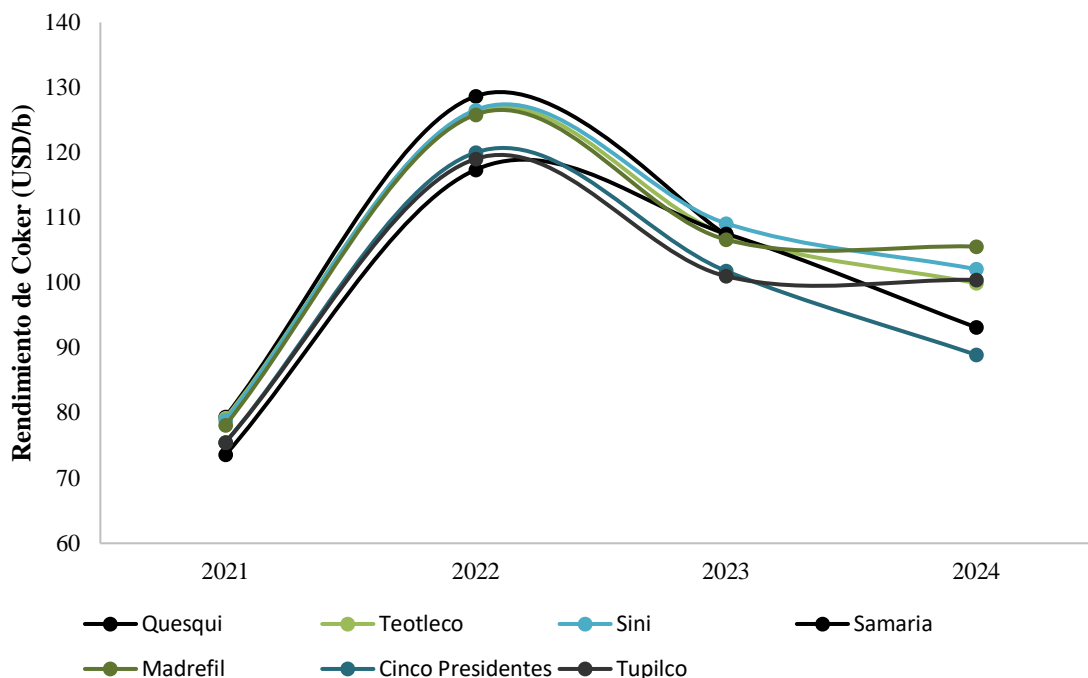


Figura 5.16 Comportamiento del rendimiento de Coker para los campos que constituyen el crudo Istmo.
(Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El comportamiento del proceso de fracción catalítica de asfalto (FCCA) en el periodo de 2020 a 2024 presentó una tendencia muy similar a la observada en el proceso de Coker y FCC. En 2020 los rendimientos de los campos fueron mínimos en comparación con los demás años. En 2022 se evidenció un incremento significativo para todos los campos alcanzando los siguientes valores: Quesqui 124.84 USD/b, Teotleco 123.32 USD/b, Sini 122.72 USD/b, Samaria 114.93 USD/b, Madrefil 121.62 USD/b, Cinco Presidentes 116.75 USD/b y Tupilco 116.36 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). Finalmente, para 2024 el rendimiento de cada campo disminuyó, a excepción de Madrefil que tuvo una disminución en su rendimiento para 2023 pero volvió a aumentar en 2024, tal como se observa en la Figura 5.17.

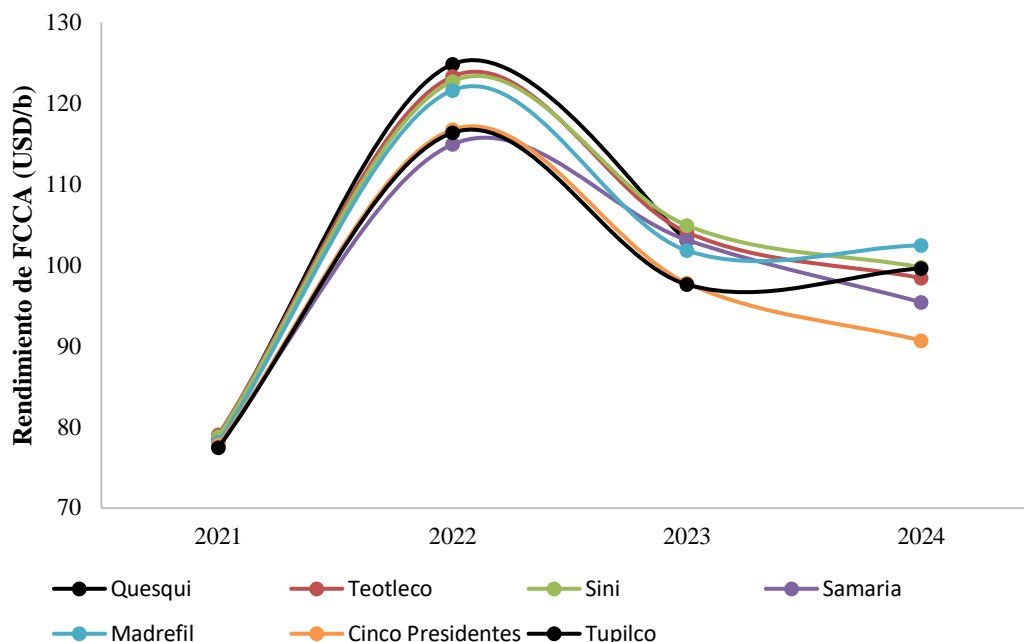


Figura 5.17 Comportamiento del rendimiento de FCCA para los campos que constituyen el crudo Istmo.
(Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

En conclusión, el crudo Istmo presentó variaciones en los rendimientos de sus principales procesos entre 2020 y 2024, pero manteniendo las características de crudo ligero correspondientes con las determinadas para el crudo Istmo. El proceso de FCC en comparación con los procesos de Coker y FCCA, por consiguiente, un rendimiento general bajo (como se observó en los resultados de su promedio ponderado) dando como resultado una disminución en su rendimiento en 2020.

5.3.3 Crudo Maya.

La mezcla de crudo Maya se caracteriza por ser un crudo pesado. Los campos que constituyen esta mezcla se localizan principalmente en la RMNE y parte de la RMSO. Los campos que destacan por aportar los mayores volúmenes de producción respecto al porcentaje que aportan de su producción total son: Maloob, Zaap, Onel, Ixtal, Xux, Abkatún y Homol. Durante el periodo de 2020 a 2024, la mezcla comercial Maya presentó fluctuaciones significativas en su rendimiento, debido a las variaciones en los rendimientos de FCC, Coker y FCCA de cada campo.

En el periodo analizado los campos de Maloob, Zaap y Onel son los que mayor producción tuvieron, logrando realizar un mayor aporte al crudo Maya y los menos productores son Abkatún

e Ixtal, en la gráfica de la Figura 5.18 se ilustra el comportamiento de la producción para cada campo. En 2020 los campos que tuvieron la producción más alta son: Maloob con 334.4 Mbd, Zaap con 276.06 Mbd y Onel con 68.28 Mbd. Por el contrario, en 2022 la producción de los campos disminuyó obteniendo la siguiente producción para cada campo: Maloob con 275.24 Mbd, Zaap con 237.99 Mbd y Onel con 43.63 MMbd. (Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).

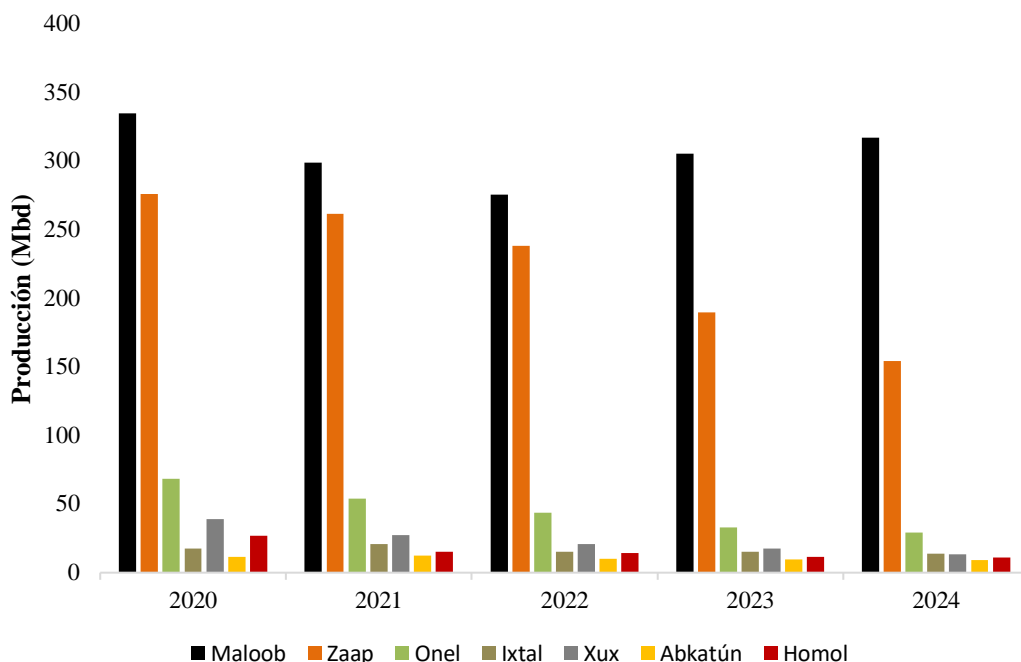


Figura 5.18 Producción de crudo para los campos que aportan volumen al crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

La calidad de cada uno de los campos mostró un comportamiento estable de 2020 a 2024, sin alteraciones en sus grados API. La gravedad de los campos principales que constituyen el crudo Maya es: Maloob 14.1 °API, Zaap 14.1 °API, Onel 36.6 °API, Ixtal 31.9 °API, Xux 43 °API, Abkatún 30.9 °API y Homol 37.1 (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). Aunque el crudo Maya es un crudo pesado los campos que mayor aporte realizaron a esta mezcla presentaron una gravedad específica distinta a las características de este crudo. La gráfica de la Figura 5.19 muestra el rango de °API en el que se encuentra el crudo de cada campo.

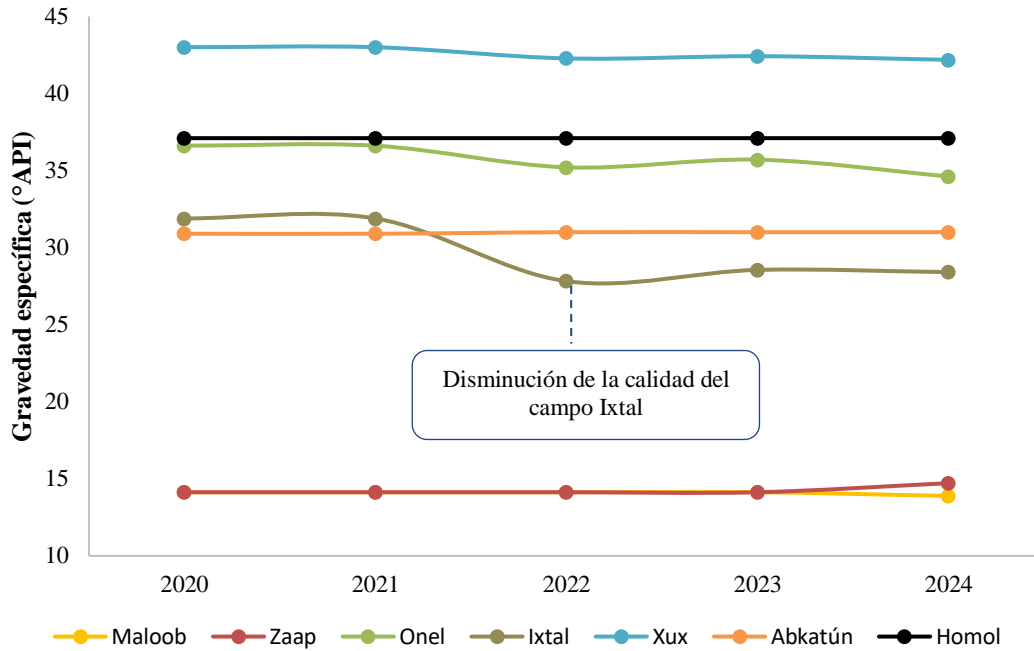


Figura 5.19 Comportamiento de la calidad de los campos que conforman el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

El comportamiento del rendimiento total del crudo Maya, conformado principalmente por la producción de los campos Maloob, Zaap, Onel, Ixtal, Xux, Abkatún y Homol, se refleja en el rendimiento definido como el promedio ponderado de 70% FCC, 20% Coker y 10% FCCA de cada uno de los campos. En el periodo comprendido de 2020 a 2024, los campos mantuvieron rendimientos volátiles y dispersos entre sí a excepción de Ixtal y Zaap que mantuvieron rendimientos semejantes, debido a la alta fluctuación en su calidad en °API, tal como se muestra en la gráfica de la Figura 5.20.

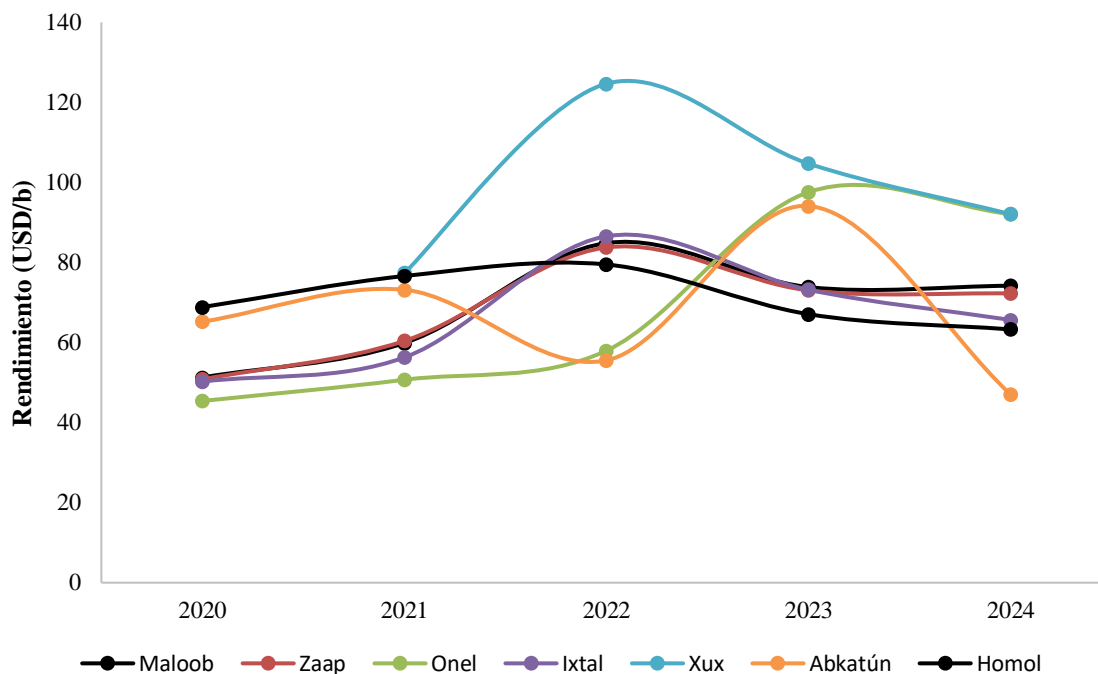


Figura 5.20 Comportamiento del promedio ponderado de los crudos que conforman el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

El año 2020 representó el punto más bajo del promedio ponderado, debido a una disminución en los rendimientos individuales de los campos y, en consecuencia, en el rendimiento global de la mezcla Maya. Durante ese año, los rendimientos obtenidos fueron: Maloob con 51.28 USD/b, Zaap con 50.82 USD/b, Onel con 45.40 USD/b, Ixtal con 50.24 USD/b, Xux no reportó rendimiento, Abkatún con 65.20 USD/b y Homol con 68.86 USD/b. Por otro lado, el año 2022 fue el de mayor rendimiento, mostrando un incremento significativo en los siguientes campos: Maloob con 84.86 USD/b, Zaap con 83.77 USD/b, Ixtal con 86.56 USD/b, Xux con 124.69 USD/b y Homol con 79.50 USD/b. A partir de 2023 se observó una tendencia a la baja en el promedio ponderado de los campos, excepto los campos de Onel y Abkatún que aumentaron su rendimiento, estabilizándose ligeramente en 2024. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

Aunque la calidad del crudo Maya se mantuvo constante para cada campo durante el periodo 2020–2024, la mezcla presentó una evolución variable en su promedio ponderado, atribuida principalmente a la disminución del rendimiento en los procesos FCC, Coker y FCCA. La fracción catalítica (FCC) es la que mayor influencia ejerce sobre el rendimiento total, ya que es el

componente con mayor ponderación dentro del cálculo. Los resultados del proceso FCC mostraron comportamientos variables, con rendimientos menores en comparación con los procesos de coquización (Coker) y fracción catalítica de asfalto (FCCA).

Durante el periodo analizado, el proceso de FCC presentó una evolución significativa en su rendimiento FCC durante el periodo 2020–2024, reflejando cambios en la calidad del crudo y en la eficiencia de explotación como se muestra en la gráfica de la Figura 5.21.

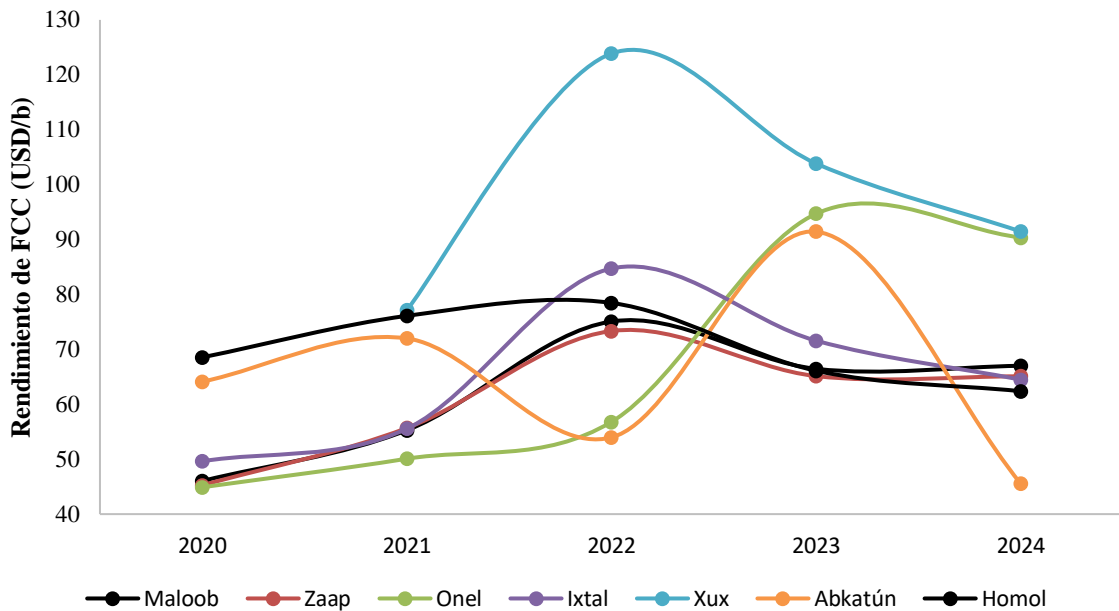


Figura 5.21 Rendimiento del proceso de FCC para cada campo que conforma el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

En 2020, los rendimientos más altos los presentaron los campos Homol (68.5 USD/b) y Abkatún (64.1 USD/b), mientras que Onel presentó el más bajo con 44.8 USD/b. Para 2022, todos los campos registraron un incremento, sin embargo, el rendimiento en FCC de Abkatún disminuyó con 53.97 USD/b. En 2022 se alcanzan los máximos rendimientos del periodo, sobresaliendo Xux con 123.9 USD/b, Ixtal con 84.7 USD/b, y Zaap con 73.3 USD/b, lo que representó una optimización en la composición de la mezcla Maya. Durante 2023, se observa una disminución general: Maloob con 66.45 USD/b, Zaap con 65.13 USD/b, Onel con 94.69 USD/b, Ixtal con 71.58 USD/b, y Abkatún con 91.43 USD/b, reflejando una variación en la composición de los crudos. Finalmente,

en 2024, el rendimiento tiende a estabilizarse, con Maloob y Zaap. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

Los resultados del proceso de Coker en los campos que conforman el crudo Maya mostraron un comportamiento similar al de la fracción catalítica. En 2020, los valores fueron relativamente bajos, con Maloob registrando 65.58 USD/b, Zaap 65.62 USD/b, Onel 46.32 USD/b, Ixtal 51.63 USD/b, Xux 77.64 USD/b, Abkatún 67.85 USD/b y Homol 69.33 USD/b. En 2022 se observó un incremento significativo, alcanzando sus valores máximos para los campos de: Maloob en 107.14 USD/b, Zaap en 107.98 USD/b, Ixtal en 91.63 USD/b, Xux en 122.61 USD/b, y Homol en 82.72 USD/b. Posteriormente, el rendimiento descendió en 2023 para los campos anteriores, pero los campos de Onel y Abkatún tuvieron su máximo rendimiento en el proceso de coker en 2023 con resultados de 105.89 USD/b y 101.68 USD/b respectivamente. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). Finalmente, en 2024 el rendimiento de cada campo se estabilizó, aunque manteniendo resultados superiores a los del inicio del periodo, como se muestra en la Figura 5.22.

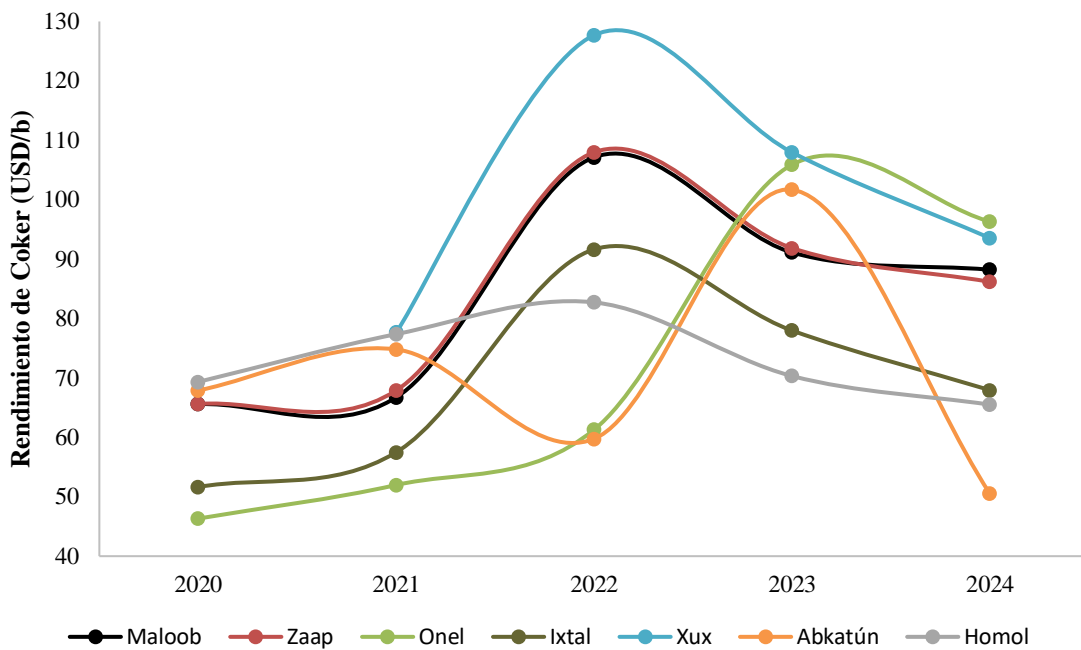


Figura 5.22 Rendimiento del proceso de Coker de los campos que conforman el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

El comportamiento del proceso de fracción catalítica de asfalto (FCCA) en el periodo de 2020 a 2024 presentó una tendencia muy similar a la observada en el proceso de Coker y FCC. En 2020 los rendimientos de los campos fueron mínimos en comparación con los demás años. En 2022 se evidenció un incremento significativo para la mayoría de los campos alcanzando los siguientes valores: Maloob con 108.83 USD/b, Zaap con 108.33 USD/b, Onel con 59.73 USD/b, Ixtal con 89.29 USD/b, Xux con 124.33 USD/b, Abkatún con 58.34 USD/b y Homol con 80.38 USD/b. Finalmente, para 2024 los rendimientos se estabilizaron en niveles más bajos: Maloob con 96.51 USD/b, Zaap con 94.67 USD/b, Onel con 95.81 USD/b, Ixtal con 69.29 USD/b, Xux con 93.46 USD/b, Abkatún con 50.44 USD/b (lo que representa un rendimiento mínimo en el periodo de cuatro años) y Homol con 65.15 USD/b (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024) tal como se observa en la Figura 5.23.

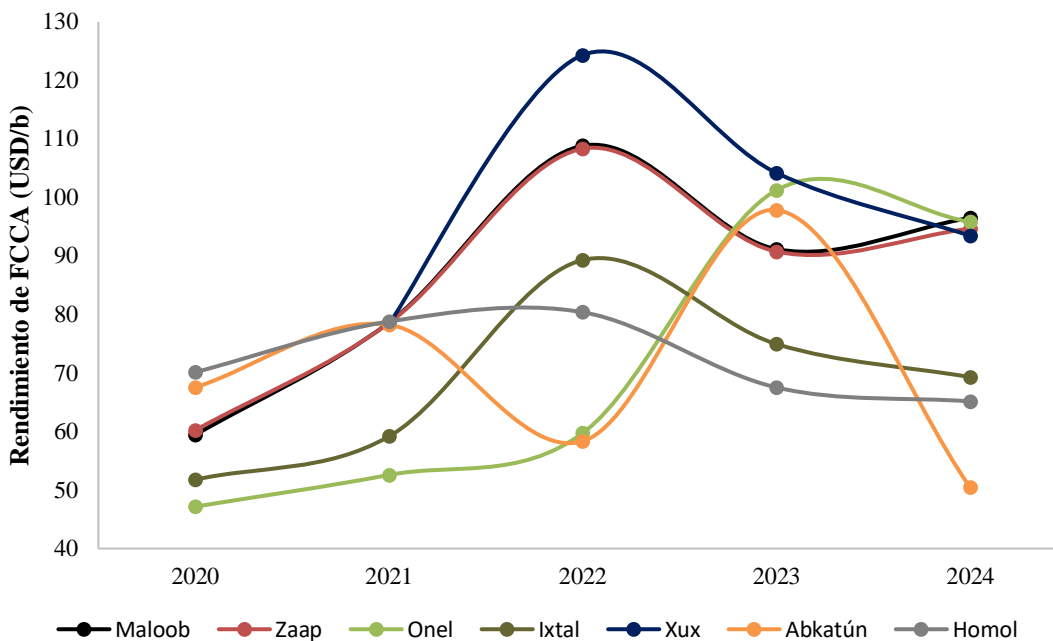


Figura 5.23 Rendimiento de FCCA de los campos que conforman el crudo Maya. (Fuente: Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

En conclusión, el crudo Maya presentó fluctuaciones en los rendimientos de sus principales procesos entre 2020 y 2024, debido a que no todos los campos presentaron la calidad correspondiente a un crudo pesado. Lo anterior dio como resultado un menor rendimiento en el proceso de FCC en comparación con los procesos de Coker y FCCA, por consiguiente, un

rendimiento general bajo (como se observó en los resultados de su promedio ponderado). En otras palabras, el crudo Maya perdió rendimiento y la capacidad de poder generar un mayor volumen de petrolíferos con componentes ligeros.

5.3.4 Crudo Olmeca.

La producción de crudo Olmeca depende de la calidad del crudo producido por los campos que destinan sus volúmenes de crudo a la constitución de esta mezcla comercial. Como ya se mencionó anteriormente el crudo Olmeca se conforma por la producción de crudos superligeros, pero en México predomina la producción de crudos pesados y ligeros. De este modo en el periodo analizado de 2020 a 2024, solo se reportaron resultados en el rendimiento de la mezcla para 2024.

En 2024, el crudo Olmeca se conformó por la producción de 90 campos. Entre ellos, los campos Xanab-SE, Caparoso-Pijije-Escuintle, Terra, Teotleco y Samaria, los cuales pertenecen a la Región Sur, a excepción de Xanab-SE que pertenece a la RMSO. Estos campos destacan por aportar los mayores volúmenes de producción para la generación de crudo Olmeca.

La calidad en °API de los crudos que producen los campos que integran el crudo Olmeca, en 2024, se mantuvo dentro del rango de la clasificación de crudo superligero, excepto por el Campo Samaria que el cual produjo crudos ligeros. En la Tabla 5.2 se muestra la calidad para cada uno de los campos.

Tabla 5.2 Calidad de los campos que conforman el crudo Olmeca

Campo	Gravedad específica (°API)
Xanab-SE	37.5
Caparoso-Pijije-Escuintle	44.3
Terra	41.1
Teotleco	41.2
Samaria	29.1

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024.

El rendimiento general del crudo Olmeca (los resultados del cálculo de su promedio ponderado) mantuvieron valores cercanos a los de los rendimientos de la fracción catalítica (FCC) a causa del

porcentaje alto de participación del FCC en el promedio ponderado reflejo de la configuración del Sistema Nacional de Refinación (SNR) en México. El rendimiento en FCC fue menor al de los procesos de Coker y FCCA porque el crudo Olmeca es un crudo superligero, como ya se mencionó anteriormente. Los campos que mostraron un mayor rendimiento en FCC fueron: Terra con 97.82 USD/b, Caparroso-Pijije-Escuintle con 96.91 USD/b y Teotleco con 96.69 USD/b. Por otro lado, estos mismos campos obtuvieron los mayores rendimientos para Coker y FCCA. En Coker obtuvieron los siguientes rendimientos: Terra con 101.94 USD/b, Caparroso-Pijije-Escuintle con 100.99 USD/b y Teotleco con 99.96 USD/b. Finalmente, los rendimientos en FCCA fueron: Terra con 99.58 USD/b, Caparroso-Pijije-Escuintle con 97.91 USD/b y Teotleco con 97.52 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

El comportamiento del promedio ponderado para cada campo, así como los rendimientos obtenidos en cada proceso se muestran en la gráfica de la Figura 5.22.

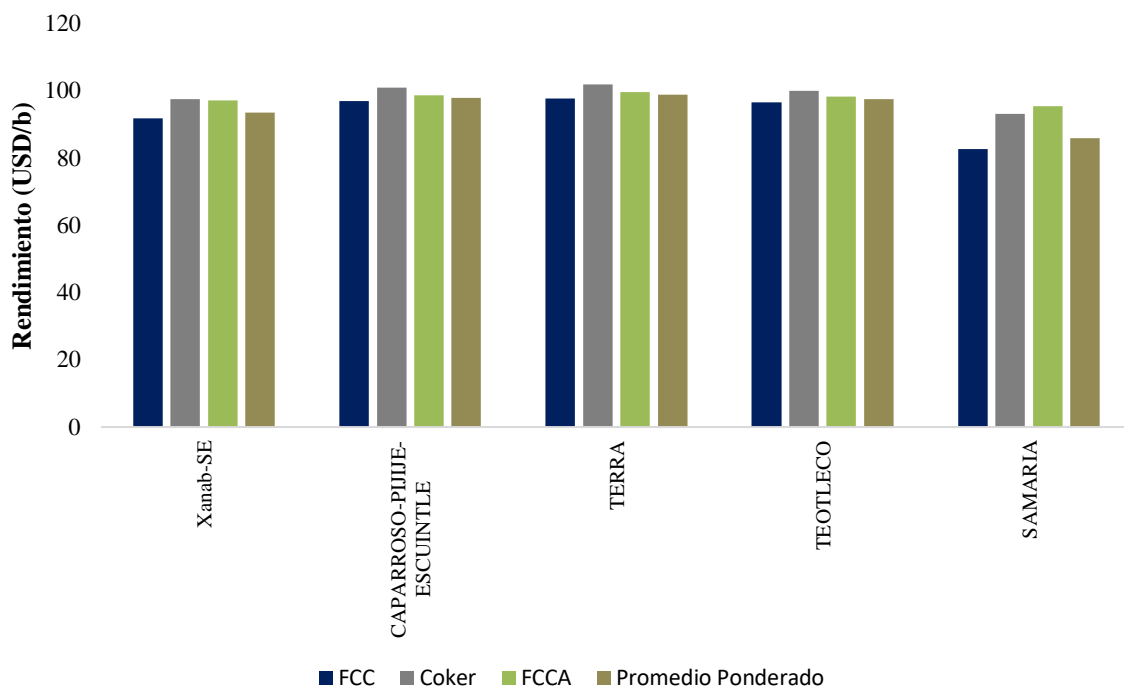


Figura 5.24 Rendimiento de los campos que conforman el crudo Olmeca. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

5.3.5 Valor económico de las mezclas comerciales de crudo en México.

El valor económico que se le asigna a cada barril de las mezclas comerciales de crudo producidas en México (Maya, Istmo, Olmeca, Talam y Altamira) se establece a partir de una metodología determinada por las referencias de los crudos marcadores (crudos que funcionan como referencia internacional), ajustes en la calidad del crudo para determinar su rendimiento y factores de mercado. De manera que los precios garanticen y reflejen las condiciones reales del mercado internacional, de acuerdo con su composición y valor en los procesos de refinación.

La determinación del precio de las mezclas mexicanas se lleva a cabo mediante la Dirección de Comercialización de Pemex. Los marcadores internacionales de crudo que se emplean para el cálculo de los precios de crudo son: West Texas Intermediate (WTI), Brent, Dubai y Oman. La valoración económica de los crudos producidos en México se ajusta de acuerdo con su calidad dependiendo si el crudo tiende a ser ligero o pesado, costos logísticos, y condiciones de comercialización como el tipo de cambio del dólar, contratos de compraventa y factores geopolíticos, tomando como punto de partida los marcadores internacionales.

Los precios de las mezclas comerciales de crudo en México se analizaron en un periodo de 2020 a 2024. Se observó una tendencia al alza en los precios de todas las mezclas (Maya, Istmo, Olmeca, Altamira y Talam) de acuerdo con la gráfica de la Figura 5.31.

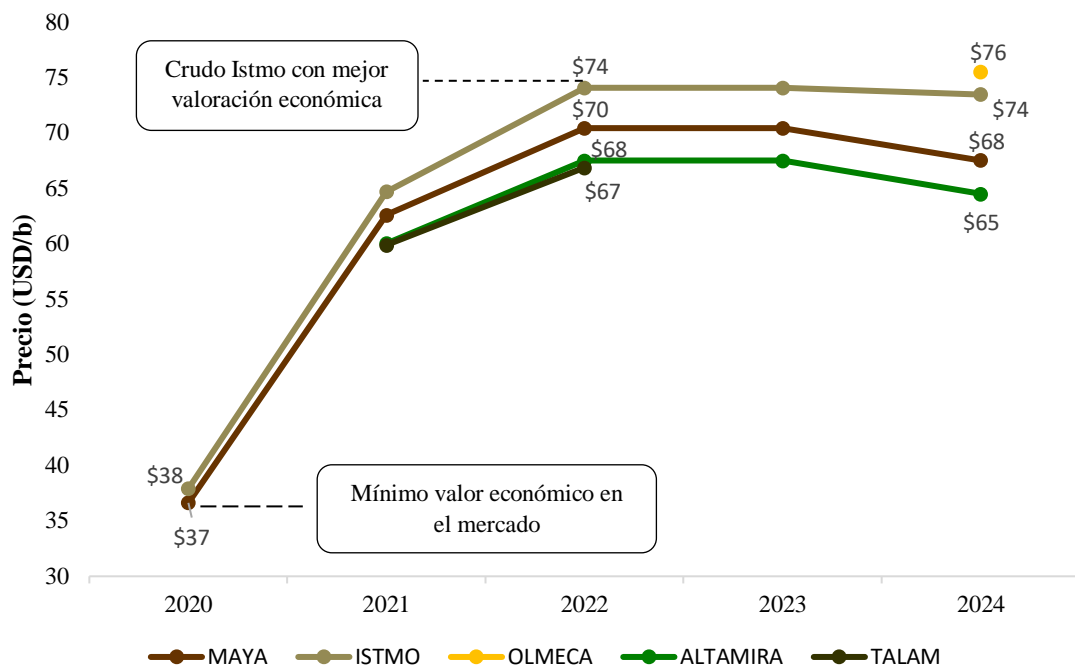


Figura 5.25 Comportamiento de los precios de las mezclas comerciales en México. (Elaboración propia con datos de BDI Pemex, 2025).

En 2020 solamente se obtuvieron datos de los precios para los crudos Maya e Istmo, donde se observó que tuvieron los costos más bajos: el precio del barril de crudo Maya fue de 36.63 USD/b y el precio del barril de crudo Istmo fue de 37.91 USD/b (BDI Pemex, 2025). Lo anterior fue consecuencia de la emergencia sanitaria de COVID-19 y de los conflictos geopolíticos entre Rusia y Ucrania. Posteriormente, a partir de 2021 los precios se recuperaron paulatinamente alcanzando su valor máximo en 2022 relacionado en diversos factores como un aumento en los rendimientos de las mezclas. Los precios reportados de cada tipo de crudo en 2022 fueron los siguientes: 70.45 USD/b para Maya, 74.09 USD/b para Istmo, 67.53 USD/b para Altamira y 66.89 USD/b para Talam. (BDI Pemex, 2025). En 2024 los precios disminuyeron mínimamente en relación con su rendimiento, pero manteniéndose por encima de los reportados en 2020-2021.

5.4 Comportamiento del rendimiento de las dietas de crudo enviadas al Sistema Nacional de Refinación.

Los rendimientos que cada tipo de crudo o mezcla comercial enviados a cada una de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación son indicadores clave para determinar la eficiencia operativa y la capacidad de proceso, así como la calidad de los productos obtenidos durante el proceso de refinación, como gasolinas, diésel, turbosina o combustóleo. De este modo, el seguimiento de la evolución de estos rendimientos permite conocer el comportamiento operativo del SNR, identificar posibles pérdidas de eficiencia y establecer estrategias para mejorar la conversión de crudo en productos de mayor valor comercial.

A lo largo de los últimos años, el Sistema Nacional de Refinación ha enfrentado retos derivados de la variabilidad en la composición de las dietas de crudo enviadas a refinación y por consecuencia la disminución en la eficiencia operativa de las refinerías para procesar crudos con características acorde a la configuración de las refinerías en México (70% para proceso de FCC, 20% para Coquización y 10% para FFC de asfalto). Estos factores (cambios en la calidad del crudo y producción) han provocado fluctuaciones en los rendimientos y en la capacidad del sistema para satisfacer las necesidades del mercado interno. Un rendimiento bajo implica una menor obtención de productos valiosos y una mayor producción de residuos o combustóleo, lo cual reduce la rentabilidad y limita la autosuficiencia energética del país.

La evolución de los rendimientos de los crudos enviados a las refinerías del SNR ha mostrado una tendencia en aumento a partir de 2020 alcanzando un mayor rendimiento en el año de 2022 debido a la incorporación de campos nuevos como Quesqui, Pokche e Ixachi y su desarrollo acelerado, posteriormente a partir de 2023 se observó una disminución en el rendimiento de los crudos que constituyen las mezclas que son enviadas al SNR. El comportamiento del promedio ponderado (rendimiento total) para cada refinería se observa en la gráfica de la Figura 5.26.

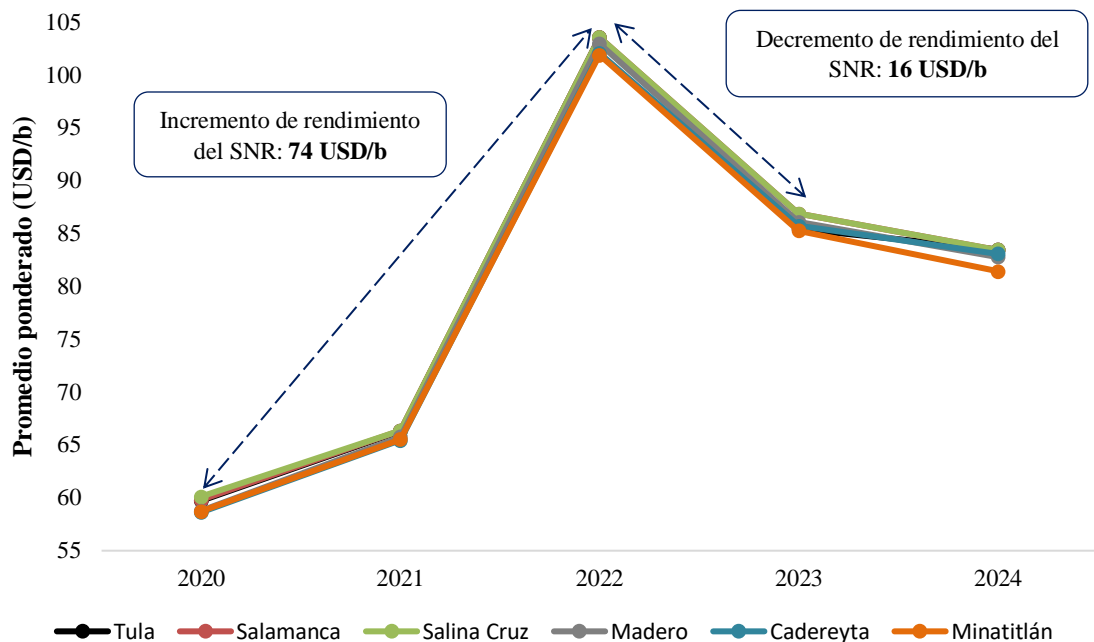


Figura 5.26 Comportamiento del rendimiento presentado en cada refinería del SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

De acuerdo con lo observado en la gráfica, los rendimientos que se presentaron de cada refinería se mantuvieron casi idénticos entre sí, puesto que las principales dietas de crudo que reciben provienen de los mismos campos. Aunque tuvieron un comportamiento similar, la refinería de Salina Cruz destacó por su mayor rendimiento mostrado entre 2020 y 2024, por otro lado, la refinería de Minatitlán presentó un menor rendimiento en ese mismo periodo. En el año de 2020 los rendimientos obtenidos fueron los siguientes: Tula con 59.72 USD/b, Salamanca 59.81 USD/b, Salina Cruz 60.13 USD/b, Madero 58.78 USD/b, Cadereyta 58.64 USD/b y Minatitlán con 58.73 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). De 2020 a 2022 el rendimiento total aumentó un promedio de 73.63%. Los rendimientos de 2023 a 2024 tuvieron un decremento moderado de 16.4% de 2022 a 2023 y 3.6% en promedio de 2023 a 2024.

5.4.1 Refinería Tula.

La dieta de crudo que recibe la refinería ubicada en Tula está conformada por 136 campos ubicados en la Región Marina Suroeste, Región Marina Noreste, Región Sur y Región Norte. Los principales campos que actualmente envían su crudo hacia la refinería de Tula se observan en la Figura 5.27,

así como su porcentaje de participación. De acuerdo con lo mostrado, Quesqui es el campo que mayor aporte realiza con una participación de 37.1%, seguido de Maloob con 17% y Zaap con 13.5%.

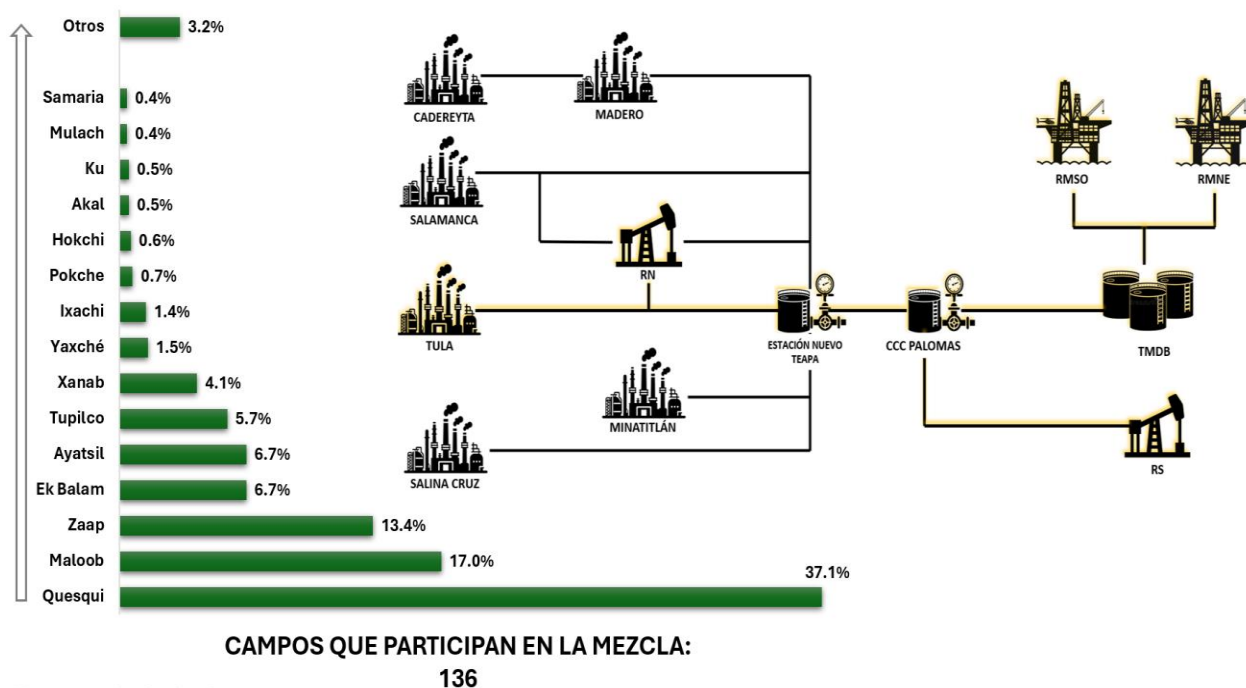


Figura 5.27 Dieta de crudo entregada a la refinería de Tula

La calidad del crudo que se entrega a esta refinería se caracteriza por ser extrapesado, pesado, superligero y condensado debido a que la refinería recibe crudo proveniente de las cuatro regiones petroleras, como se mencionó anteriormente. La calidad del crudo producido en cada campo se ha mantenido constante presentando ligeras variaciones en el periodo de 2020 a 2024, a excepción de los campos de Ek Balam, Ayatsil, Tupilco, Yaxché, Ku y Samaria. En la gráfica de la Figura 5.28 se muestra el comportamiento de la calidad de crudo para cada campo.

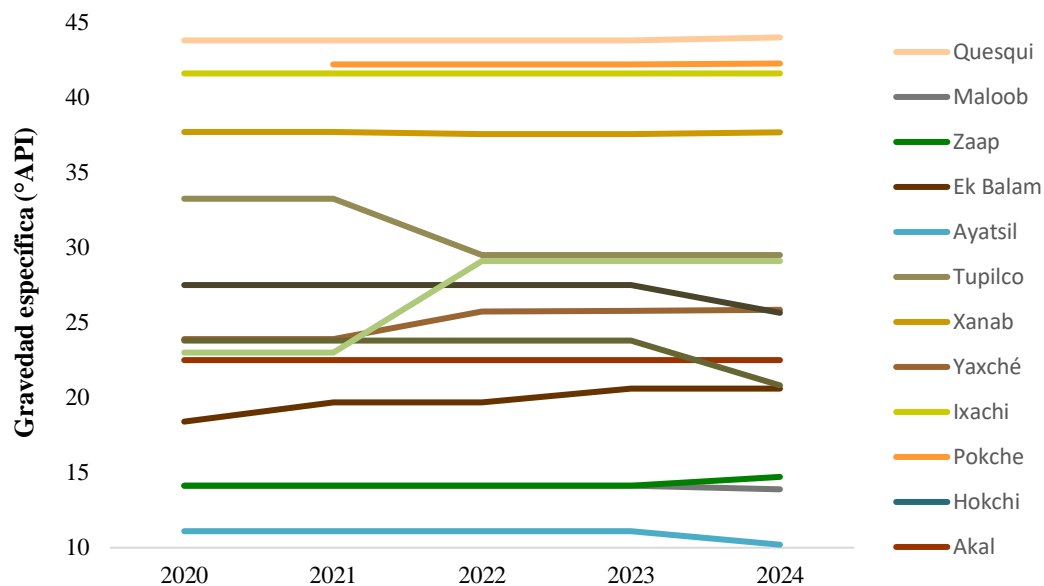


Figura 5.28 Calidad de los campos que integran el crudo enviado a la refinería Tula. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

5.4.2 Refinería Salamanca.

Los campos que integran la dieta de crudo entregada a la refinería ubicada en Salamanca son 169 y se localizan en las cuatro regiones petroleras (RMSO, RMNE, RS y RN). Al igual que en la refinería de Tula, los campos con una mayor participación son Quesqui con 32.1%, Maloob con 19.6% y Zaap con 14%. Los principales campos que envían su crudo a esta refinería, así como el recorrido que realiza el crudo desde cada región hasta la refinería se muestran en la Figura 5.29.

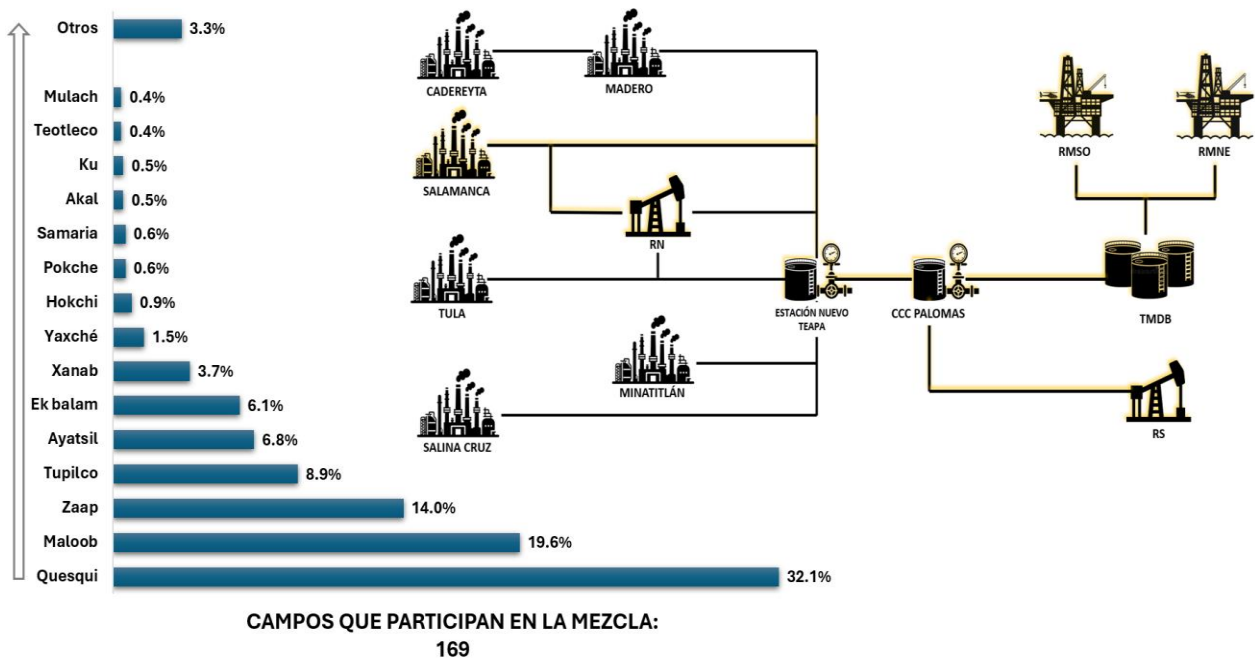


Figura 5.29 Dieta de crudo entregada a la refinería de Salamanca

La calidad de crudo entregado a la refinería de Salamanca en el periodo de 2020 a 2024 ha tenido variaciones entre los 10 hasta 44 °API principalmente por que el crudo que se envía proviene de todas las regiones petroleras. Esta calidad se mantuvo constante para la mayoría de los campos, excepto para Teotleco que tuvo un decremento en su gravedad específica de 2022 cuando tenía 48.6 °API a 38.8 °API en 2023. Por otro lado, Samaria aumento su gravedad pasando de 23 °API en 2021 a 29.1 °API en 2023. Finalmente, Tupilco también presento una variación importante en su calidad pasando de 33.2 °API en 2021 a 29.5 °API en 2022. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). El comportamiento de la calidad de los crudos entregados a esta refinería se muestra en la gráfica de la Figura 5.30.

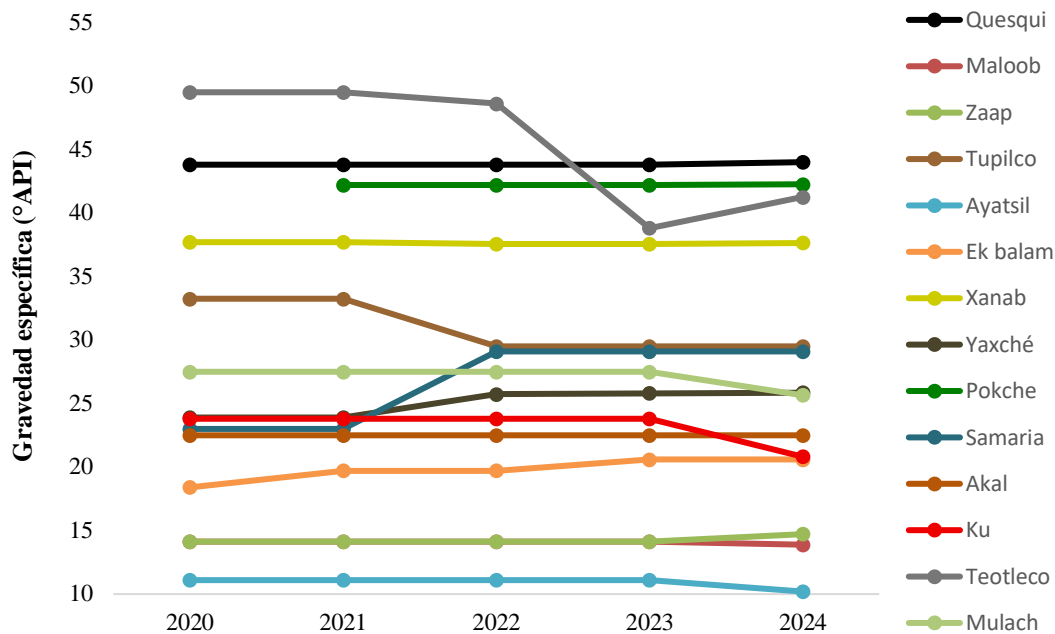


Figura 5.30 Calidad de los campos que integran el crudo enviado a la refinería de Salamanca. Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

5.4.3 Refinería de Salina Cruz.

El crudo que se entrega a la refinería de Salina Cruz proviene de 133 campos localizados en la Región Marina Suroeste, Región Marina Noreste y Región Sur. Entre los principales campos que participan en la dieta entregada a esta refinería se encuentran Quesqui con una participación de 28.6%, Maloob 21.2% y Zaap con 14.8%. La participación de los principales campos y el recorrido de la distribución de crudo hacía la refinería de Salina Cruz se observa en la gráfica de la Figura 5.31.

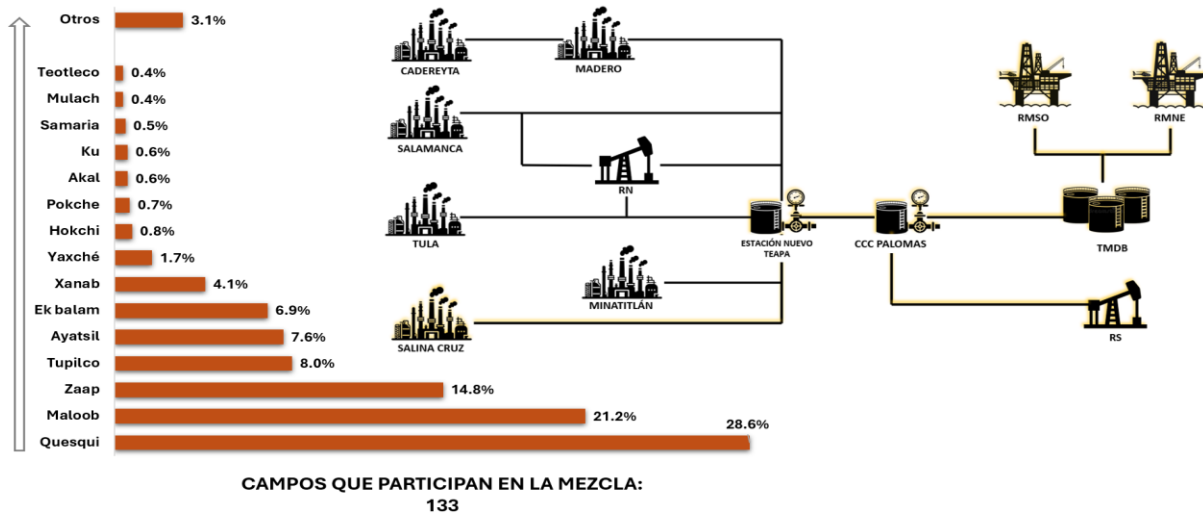


Figura 5.31 Dieta de crudo entregada a la refinera de Salina Cruz

El comportamiento de la calidad de los crudos que se entregan a esta refinera es similar a la calidad entregada a las refineras de Tula y Salamanca, como ya se mencionó anteriormente los campos que participan en el envío de crudo a estas refineras son los mismos, aunque su porcentaje de participación es variable para cada refinera. El comportamiento en la calidad de los campos se muestra en la grafica de la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Calidad en °API de los campos que envían su crudo a la refinera Salina Cruz (2020-2024)

Campo	2020	2021	2022	2023	2024
Qesqui	43.8	43.8	43.8	43.8	44.0
Maloob	14.1	14.1	14.1	14.1	13.9
Zaap	14.1	14.1	14.1	14.1	14.7
Tupilco	33.3	33.3	29.5	29.5	29.5
Ayatsil	11.1	11.1	11.1	11.1	10.2
Ek balam	18.4	19.7	19.7	20.6	20.6
Xanab	37.7	37.7	37.6	37.6	37.7
Yaxché	23.9	23.9	25.7	25.8	25.9
Pokche		42.2	42.2	42.2	42.3
Akal	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Ku	23.8	23.8	23.8	23.8	20.8
Samaria	23.0	23.0	29.1	29.1	29.1
Mulach	27.5	27.5	27.5	27.5	25.7
Teotleco	49.5	49.5	48.6	38.8	41.3

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024.

5.4.4 Refinería Cadereyta.

La mezcla de crudo enviada a la refinería ubicada en Cadereyta está constituida por el crudo producido en 147 campos localizados en las cuatro regiones petroleras, principalmente por los hidrocarburos provenientes de los campos Quesqui (con una participación de 26.3%), seguido de los campos Maloob (23.4 % de participación) y Zaap (16.1% de participación). El recorrido que realiza el crudo desde cada región petrolera hasta su entrega en la refinería de Cadereyta se observa en la Figura 5.32, así como el porcentaje de participación de los principales campos que envían su crudo hacia esta refinería.

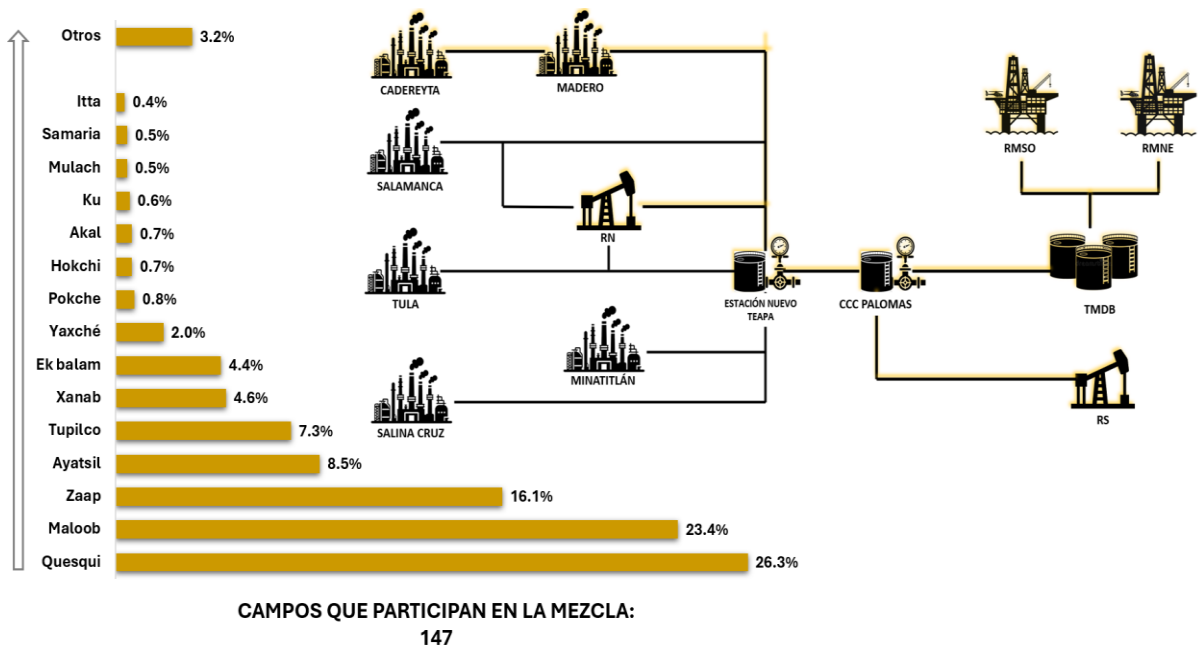


Figura 5.32 Dieta de crudo enviada a la refinería de Cadereyta

En el periodo de 2020 a 2024 la calidad de los crudos entregados a la refinería destacó por tener gravedades específicas correspondientes a condensados provenientes del campo Quesqui, crudos extrapesados (producidos en Maloob, Zaap y Ayatsil), pesados (provenientes de los campos Samaria, Ku, Akal, Yaxché) y superligeros (producidos en Xanab y Tupilco). En la Tabla 5.4 se muestra la calidad para cada campo en el periodo de 2020-2024, donde se observa que, la mayoría de los crudos no presentaron alteraciones en su calidad en ese periodo, a excepción de algunos campos como Samaria y Tupilco que cambiaron su calidad drásticamente de 2021 a 2022.

Tabla 5.4 Calidad en °API de los campos que envían su crudo a la refinería de Cadereyta (2020-2024)

Campo	2020	2021	2022	2023	2024
Quesqui	43.8	43.8	43.8	43.8	44.0
Maloob	14.1	14.1	14.1	14.1	13.9
Zaap	14.1	14.1	14.1	14.1	14.7
Ayatsil	11.1	11.1	11.1	11.1	10.2
Tupilco	33.3	33.3	29.5	29.5	29.5
Xanab	37.7	37.7	37.6	37.6	37.7
Ek balam	18.4	19.7	19.7	20.6	20.6
Yaxché	23.9	23.9	25.7	25.8	25.9
Pokche		42.2	42.2	42.2	42.3
Akal	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Ku	23.8	23.8	23.8	23.8	20.8
Mulach	27.5	27.5	27.5	27.5	25.7
Samaria	23.0	23.0	29.1	29.1	29.1
Itta	-	32.9	32.9	32.9	32.9

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024.

5.4.5 Refinería Madero.

Los campos que participan en la constitución de la mezcla de crudo que se entrega a la refinería ubicada en Madero se encuentran en las regiones Marina Suroeste y Marina Noreste, son un total de 60 campos. Los campos que realizan un mayor aporte de crudo son Maloob con una participación de 33.9%, Zaap con 21.3% de participación, Ayatsil con 13.5% y Ek balam con 13.2%. El resto de los campos aportan un volumen menor al 10% del total de su crudo. La distribución porcentual por cada campo, así como el diagrama del envío del crudo desde las regiones hasta la refinería se observa en la Figura 5.33.

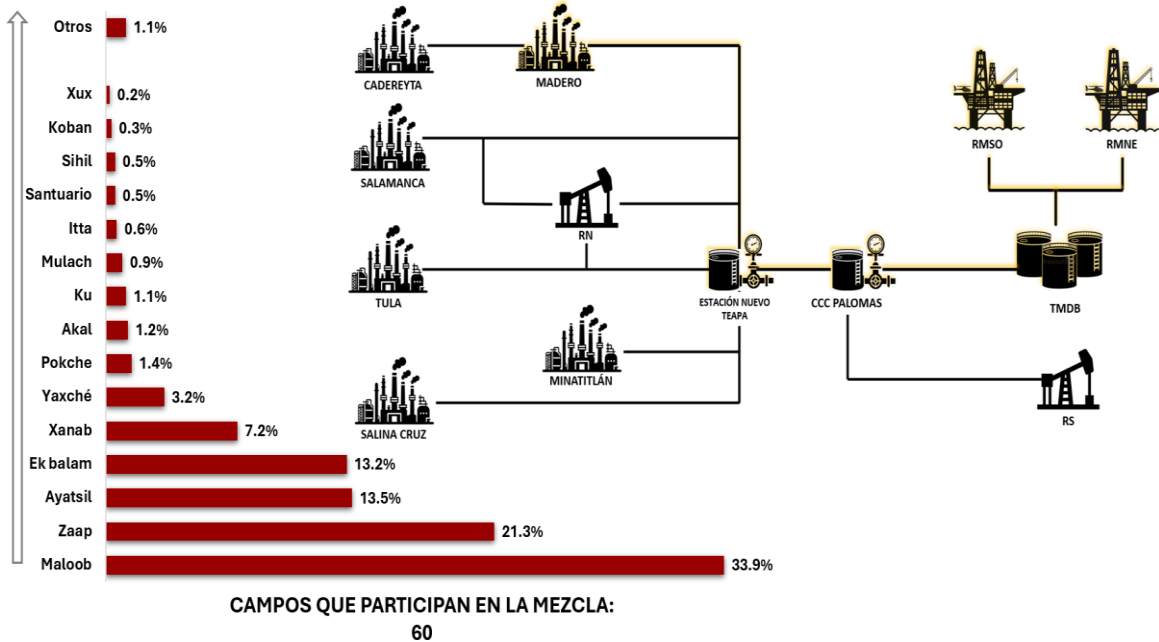


Figura 5.33 Dieta de crudo enviada a la refinería de Madero

La calidad de los crudos enviados a la refinería de Madero se caracteriza por oscilar entre crudos extrapesados hasta condensados debido a campos como Koban y Xux, aunque su aportación a la mezcla enviada hacia esta refinería es casi nula. La principal dieta que se entrega es de crudo extrapesado, pesado y finalmente ligero como se observa en la Tabla 5.5. La calidad de los campos se ha mantenido constante en el periodo de 2020 para la mayoría de los campos. Los campos que sufrieron alteraciones significativas en su calidad fueron Sihil, Ku y Yaxché.

Tabla 5.5 Calidad en °API de los campos que envían su crudo hacia la refinería de Madero

Campo	2020	2021	2022	2023	2024
Maloob	14.1	14.1	14.1	14.1	13.9
Zaap	14.1	14.1	14.1	14.1	14.7
Ayatsil	11.1	11.1	11.1	11.1	10.2
Ek balam	18.4	19.7	19.7	20.6	20.6
Xanab	37.7	37.7	37.6	37.6	37.7
Yaxché	23.9	23.9	25.7	25.8	25.9
Pokche	-	42.2	42.2	42.2	42.3
Akal	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Ku	23.8	23.8	23.8	23.8	20.8
Mulach	27.5	27.5	27.5	27.5	25.7
Itta	-	32.9	32.9	32.9	32.9
Santuario	-	34.7	34.7	34.4	34.4
Sihil	24.4	24.4	24.4	24.4	19.1
Koban	42.9	42.9	42.9	42.9	43.0
Xux	43.0	43.0	42.3	42.4	42.2

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024.

5.4.6 Refinería Minatitlán.

La dieta de crudo entregada a la refinería ubicada en Minatitlán está constituida por 131 campos localizados en las regiones Marina Suroeste, Marina Noreste y Sur. Los principales campos que integran su crudo a la dieta son Maloob, Zaap, Ayatsil y Ek balam, los cuales tienen una participación mayor al 10% siendo Maloob el principal. La distribución porcentual de los principales campos, así como para el resto de los campos se observa en la figura 5.34.

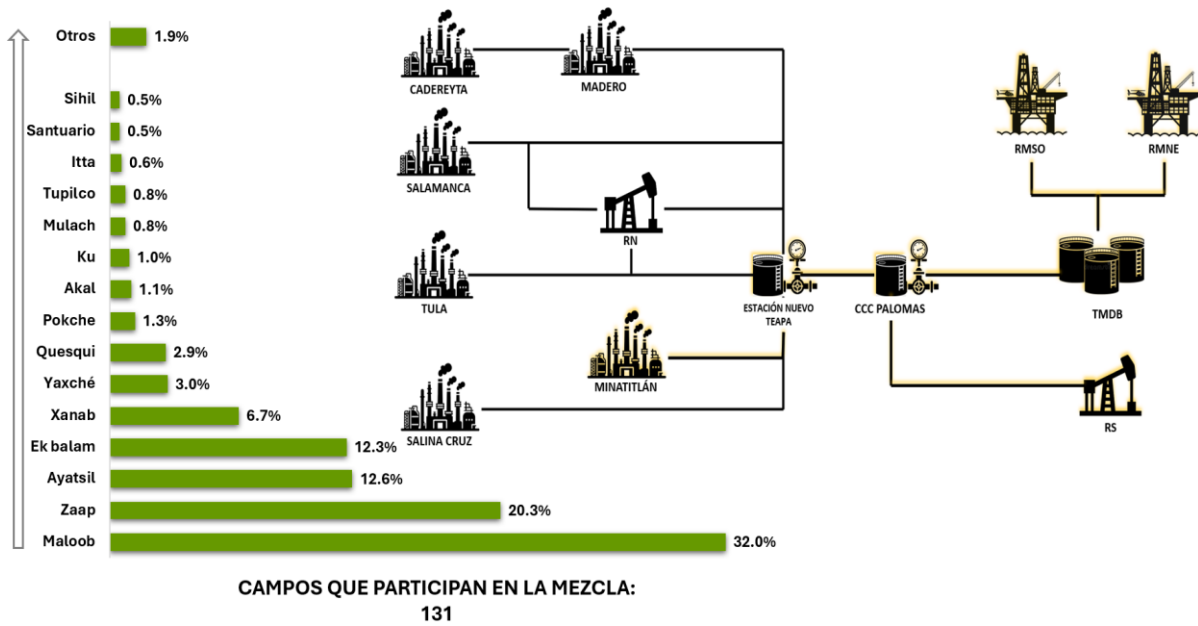


Figura 5.34 Dieta de crudo enviada a la refinería de Minatitlán

Los campos que superan el 10% de participación en la generación de la mezcla enviada a la refinería de Minatitlán se caracterizan por ser crudos extrapesados y pesados que no superan los 20° API, por el contrario, el resto de los campos tienen una calidad que corresponde a crudos ligeros y condensados. En el periodo de 2020 a 2024 los campos que han sufrido alteraciones relevantes en la calidad de sus crudos fueron Yaxché pasando de 23.9 a 25.7 °API, Ku con una calidad de 23.8 °API a 20.8 °API (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024), Tupilco que tuvo una disminución de casi 4° API en su calidad y Sihil que paso de ser un crudo ligero a uno de tipo pesado en 2024. La calidad para cada campo se muestra en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Calidad en °API de los campos que envían su crudo a la refinería de Minatitlán

Campo	2020	2021	2022	2023	2024
Maloob	14.1	14.1	14.1	14.1	13.9
Zaap	14.1	14.1	14.1	14.1	14.7
Ayatsil	11.1	11.1	11.1	11.1	10.2
Ek balam	18.4	19.7	19.7	20.6	20.6
Xanab	37.7	37.7	37.6	37.6	37.7
Yaxché	23.9	23.9	25.7	25.8	25.9
Quesqui	43.8	43.8	43.8	43.8	44.0
Pokche		42.2	42.2	42.2	42.3
Akal	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Ku	23.8	23.8	23.8	23.8	20.8
Mulach	27.5	27.5	27.5	27.5	25.7
Tupilco	33.3	33.3	29.5	29.5	29.5
Itta		32.9	32.9	32.9	32.9
Santuario		34.7	34.7	34.4	34.4
Sihil	24.4	24.4	24.4	24.4	19.1

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024.

5.4.7 Principales mezclas comerciales enviadas al Sistema Nacional de Refinación.

Las dietas principales de dietas de crudo a refinación (el crudo que se envía al SNR para su proceso) son las mezclas comerciales Maya e Istmo. Estas mezclas se caracterizan por estar constituidas por el crudo proveniente de los principales campos en México y ser las que cuentan con un mayor volumen de producción, por lo tanto, son de suma importancia para determinar el rendimiento general de los crudos enviados a refinación. La gráfica de la Figura 5.35 refleja la evolución de los rendimientos obtenidos a partir de los crudos Maya e Istmo procesados en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) entre 2020 y 2024.

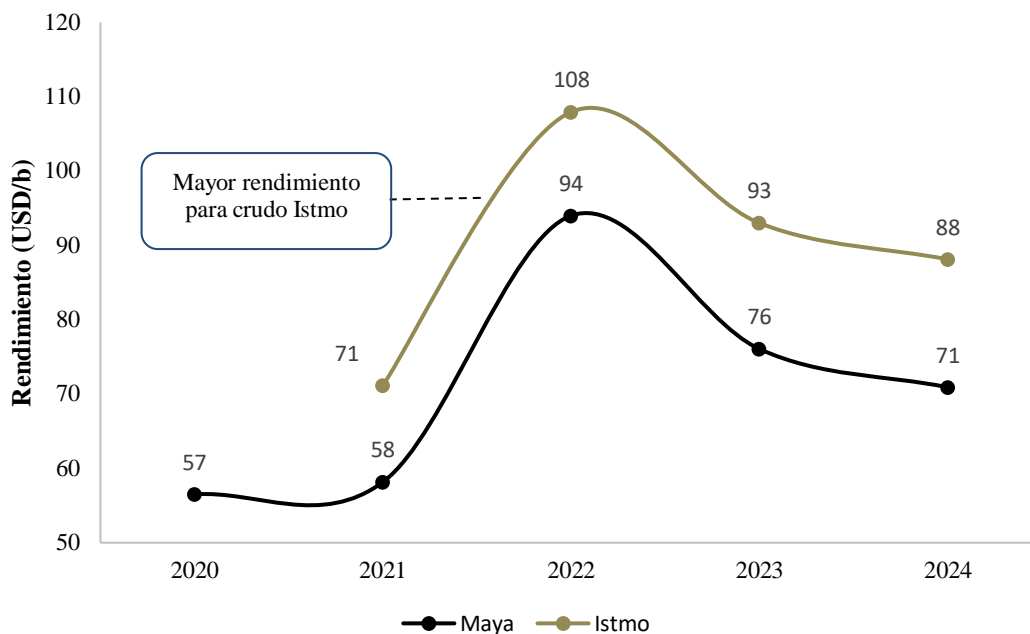


Figura 5.35 Gráfica comparativa del comportamiento de los crudos enviados al SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

En general, el crudo Istmo ha mantenido consistentemente un mayor rendimiento que el crudo Maya, lo cual está directamente relacionado con mayor calidad en su composición y una gravedad específica que lo caracteriza como un crudo ligero. Entre 2020 y 2022, ambos crudos presentaron un incremento notable en su rendimiento, alcanzando su punto máximo en 2022. Este comportamiento puede asociarse a una optimización en las mezclas procesadas. Pero a partir de 2022, se observó una tendencia descendente para ambos crudos.

Aunque el mayor rendimiento en el crudo Istmo y el rendimiento menor en el crudo Maya se puede interpretar como un mejor aprovechamiento dentro del esquema de refinación lo cierto es que, como ya se mencionó anteriormente, el SNR está configurado para procesar con una mayor eficiencia crudos pesados y por lo tanto esto ha provocado una deficiencia en la obtención de petrolíferos de alto valor económico.

5.4.7.1 Crudo Maya.

El volumen de crudo Maya que se envía al Sistema Nacional de Refinación está conformado principalmente por los siguientes campos: Maloob, Zaap, Ku, Akal, Yaxché, Ayatsil y Sihil. Estos

campos destacan por aportar los mayores volúmenes de producción para la constitución de esta mezcla y por ende se tomaron de referencia para determinar un panorama general de la calidad y rendimiento del crudo Maya. Durante el periodo comprendido entre 2020 a 2024, la mezcla comercial Maya presentó una evolución variable en su comportamiento de producción, pero una estabilidad en la calidad del crudo que integra esta mezcla reflejada en los valores del rendimiento de cada proceso (FCC, Coquización y FCC de asfalto) de la mezcla.

Como se ha mencionado anteriormente, el crudo Maya es un crudo pesado. En el periodo analizado de 2020 a 2024, se observó que la calidad del crudo se mantuvo estable en un promedio general de 19°API, considerando la calidad de los campos principales, pero en 2024 su gravedad específica disminuyó a 18.2 °API debido a la disminución de la gravedad específica de todos los campos, excepto Zaap, Akal y Yaxché como se observa en la gráfica de la Figura 5.36. La variación más notoria la tuvieron los campos Ku y Sihil con una disminución de 12.5% y 21.6% respectivamente.

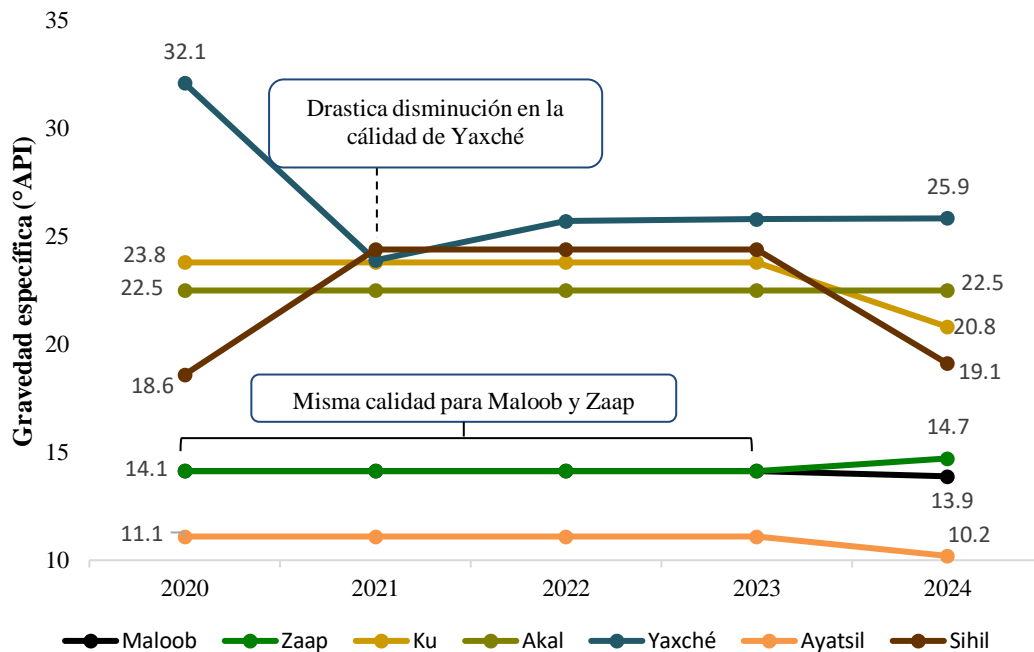


Figura 5.36 Gráfica del comportamiento de la calidad del crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

Los campos que mayor producción han presentado en el periodo de cinco años son Maloob y Zaap, por el contrario, los campos menos productores han sido Sihil y Yaxché. Desde el 2020 se observó

una disminución sostenida en la producción de todos los campos, menos Yaxché que su producción fue en aumento pasando de 26 Mbd en 2020 a 47.62 Mbd en 2024. En 2020 se observó la mayor producción en los campos más productores, Maloob tuvo una producción de 334.4 Mbd y Zaap de 276.06 Mbd. (Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026). La producción de crudo para cada campo se ilustra en la gráfica de la Figura 5.37.

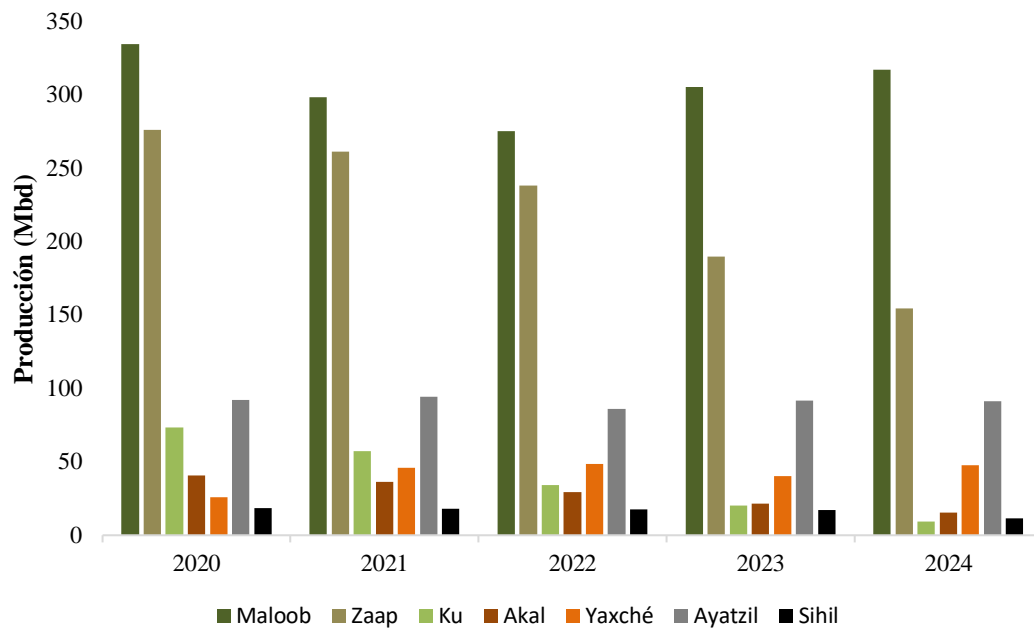


Figura 5.37 Gráfica de la producción de cada campo que conforman el crudo Maya al SNR. (Elaboración propia con datos de Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).

El crudo Maya presentó un comportamiento variable en el rendimiento de cada proceso a lo largo del periodo 2020–2024, de acuerdo con los resultados obtenidos en cada proceso: FCC (Craqueo Catalítico), Coquización y FCCA (Craqueo Catalítico de Asfalto). Durante los años 2020 y 2021, los rendimientos se mantuvieron relativamente bajos en todos los procesos, reflejando una eficiencia moderada del sistema de refinación, en 2022 se observó un pico máximo en el rendimiento del crudo, pero volvió a descender drásticamente a partir de ese año. El comportamiento del rendimiento de los procesos se muestra en la gráfica de la Figura 5.38.

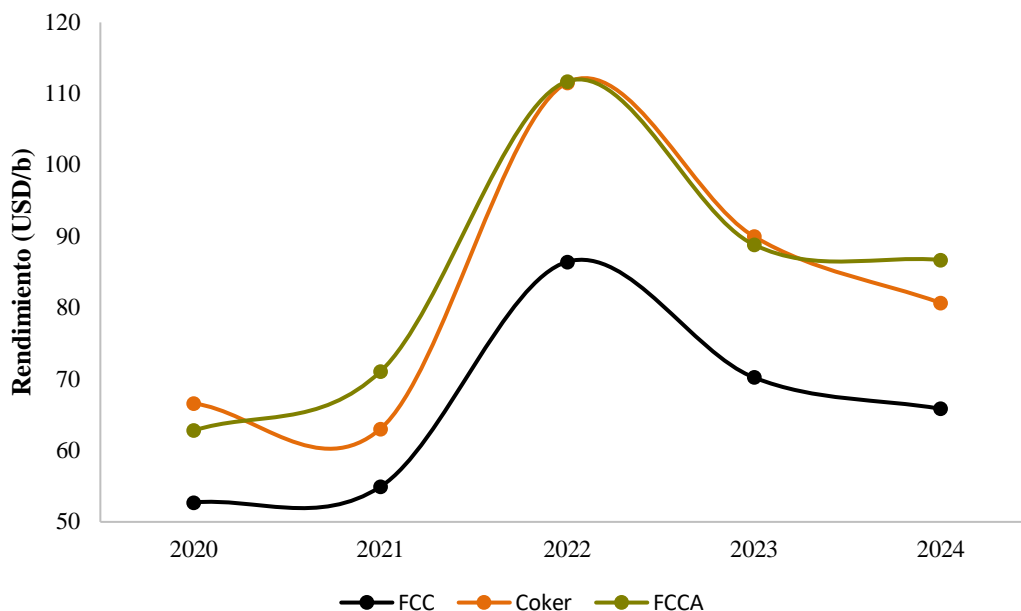


Figura 5.38 Comportamiento del rendimiento de cada proceso para el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

El comportamiento en el rendimiento de Coquización y FCCA se mantuvieron con una tendencia similar y mostrando resultados superiores a los de FCC. En 2020 el rendimiento de Coker fue de 66.61 USD/b y el de FCCA de 62.81 USD/b, mientras que el rendimiento de FCC fue de 52.73 USD/b. A partir de 2022, se observó un aumento significativo en los rendimientos en todas las unidades, destacando valores máximos de 86.45 USD/b en FCC, 111.56 USD/b en Coker y 111.73 USD/b en FCCA. Este incremento se obtuvo como resultado de un aumento en la capacidad de refinación del SNR. Sin embargo, entre 2023 y 2024 se apreció una tendencia descendente en los tres procesos, aunque los valores permanecen por encima de los niveles observados en 2020–2021. Este comportamiento puede deberse a fluctuaciones en la calidad del crudo, desgaste en la infraestructura o limitaciones operativas que afectan la estabilidad de la conversión. En 2024, los resultados del rendimiento para cada proceso fueron los siguientes: FCC con un rendimiento de 65.85 USD/b, Coquización con 80.65 USD/b y FCCA con 86.71 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

En conjunto, se observó que los rendimientos de Coker y FCCA tuvieron un mayor resultado en comparación con el rendimiento de FCC. Dado que el 70 % de la configuración está orientada al

FCC, la eficiencia global del sistema depende de su capacidad para procesar fracciones más pesadas.

El comportamiento en el rendimiento de FCC afecta principalmente el comportamiento general del crudo, provocando que los valores del promedio ponderado del rendimiento del crudo Maya sean similares al rendimiento de este proceso tal como se observa en la gráfica de la Figura 5.39 USD/b. En 2020 el promedio ponderado fue de 56.51 USD/b, mientras que, en 2022, con el aumento general del rendimiento en cada proceso, el resultado fue de 94 y finalmente en 2024 el rendimiento fue de 70.91 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

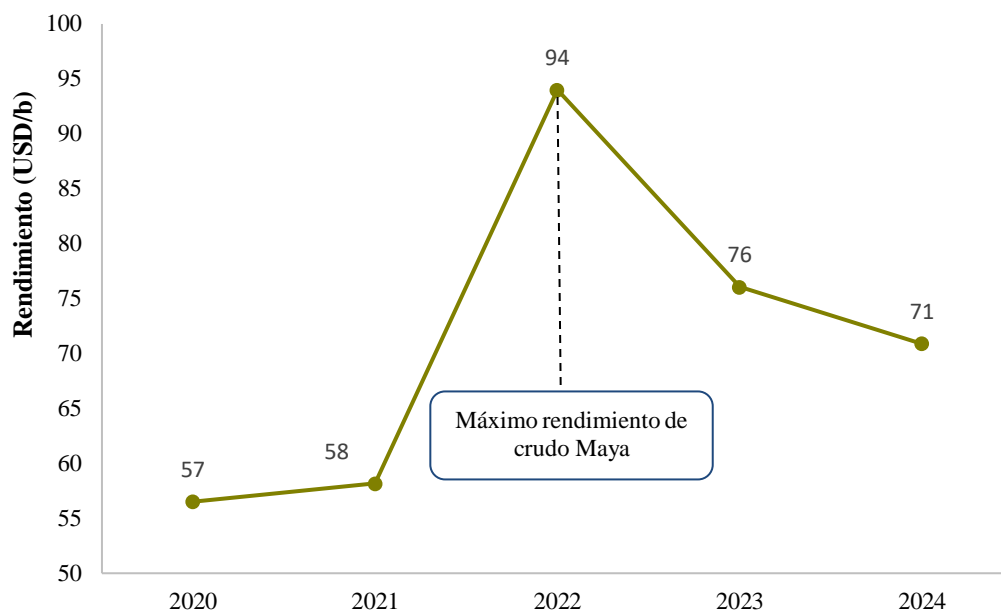


Figura 5.39 Gráfica del rendimiento de crudo Maya enviado al SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

5.4.7.2 Crudo Istmo.

El volumen de crudo Istmo que se envía al Sistema Nacional de Refinación para su proceso está conformado principalmente por los siguientes campos: Xanab, Samaria, Balam, Madrefil, Teotleco, Sini, Maloob y Zaap. Estos campos destacan por aportar los mayores volúmenes de crudo para la producción de crudo Istmo y al igual que la mezcla de crudo Maya se tomaron como referencia para determinar un panorama general de la calidad y rendimiento de la mezcla de crudo Istmo.

La calidad del crudo Istmo determinada principalmente por su gravedad específica se mantuvo constante, debido a que el crudo producido en cada campo no tuvo variaciones, excepto para los campos de Balam y Teotleco. El campo Balam pasó de tener una calidad de 29.1 °API en 2021 a 23.8 °API en 2024. Por otro lado, el campo Teotleco disminuyó su gravedad específica de 49.5 °API en 2021 a 41.2 °API en 2024. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). El comportamiento de la calidad de cada campo se observa en la gráfica de la Figura 5.40.

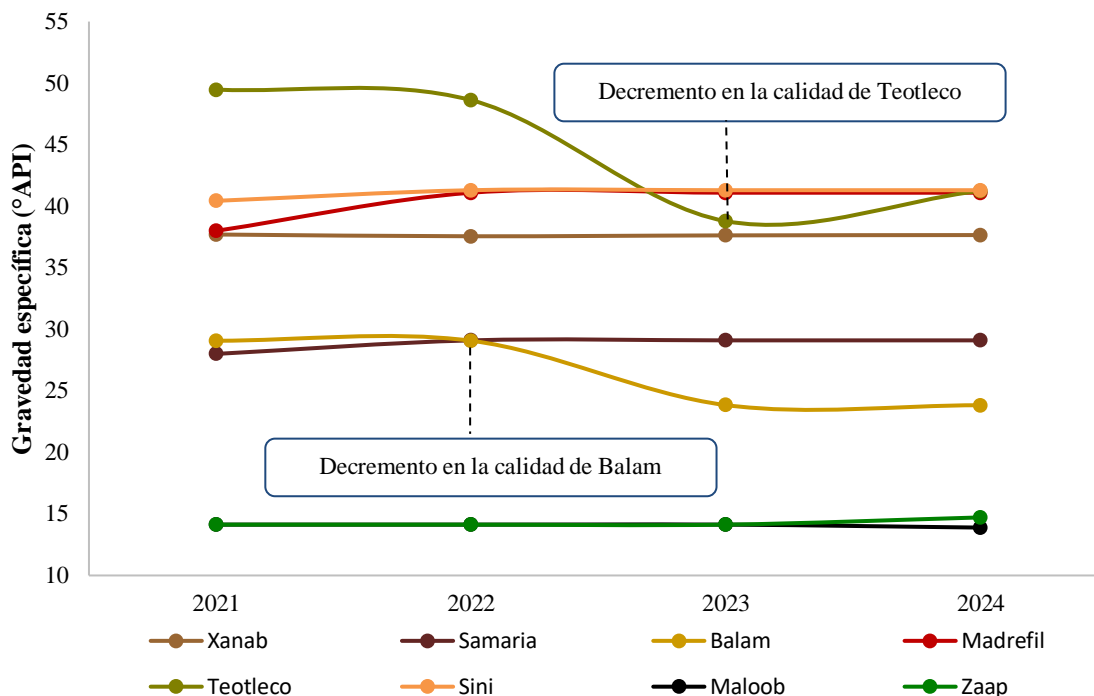


Figura 5.40 Comportamiento de la calidad de crudo Istmo enviado al SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

Los campos Maloob y Zaap fueron los campos que tuvieron una mayor producción en el periodo de 2020 a 2024, pero su porcentaje de aportación para conformar el crudo Istmo fue mínimo en comparación con los demás campos. Por el contrario, los campos de Samaria y Madrefil fueron los campos menos productores, pero aportaron en promedio el 60% de su producción total para la conformación de crudo Istmo. La producción de los principales campos ha sido variable, pero los campos de Samaria y Zaap mostraron una disminución de 2021 a 2024 de acuerdo con lo observado en la gráfica de la Figura 5.41.

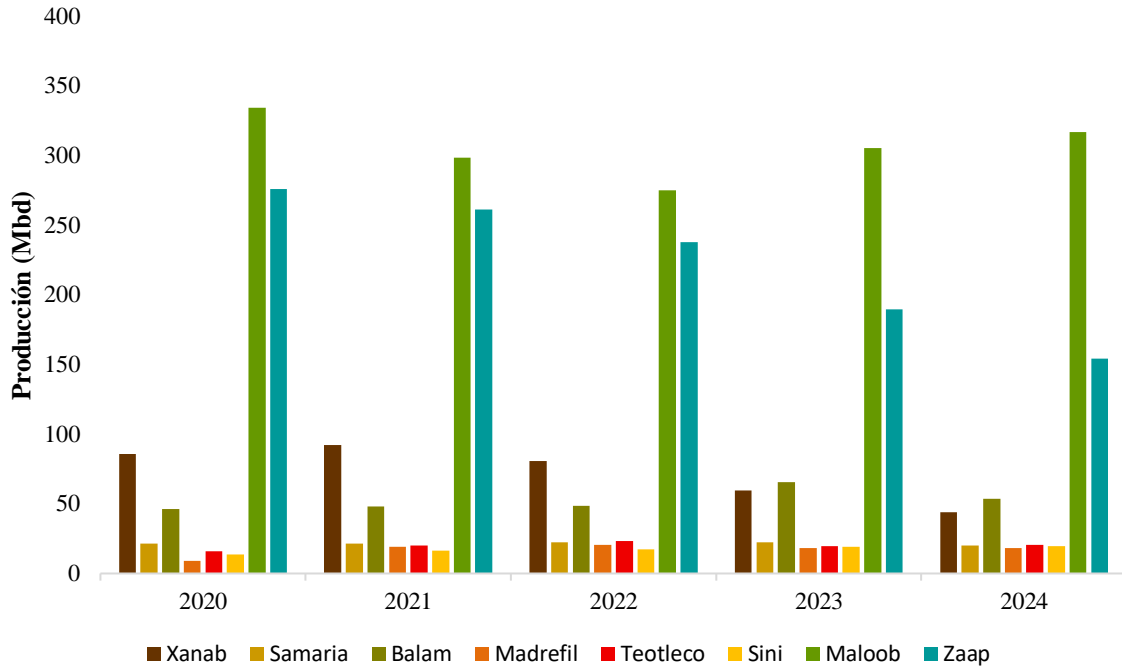


Figura 5.41 Gráfica del comportamiento de la producción de los campos que constituyen el crudo Maya. (Elaboración propia con datos de Sistema de Información de Hidrocarburos SENER, 2026).

Durante el periodo comprendido entre 2021 a 2024, la mezcla comercial Istmo presentó una evolución variable en su comportamiento de producción, pero una estabilidad en la calidad del crudo que integra esta mezcla reflejada en los valores del del rendimiento de cada proceso (FCC, Coquización y FCC de asfalto) de la mezcla. Desde 2021 el rendimiento en cada proceso tuvo un aumento progresivo hasta 2022 y una posterior disminución en los rendimientos con una estabilización en 2023 y 2024, de acuerdo con los resultados reflejados en la gráfica de la Figura 5.42.

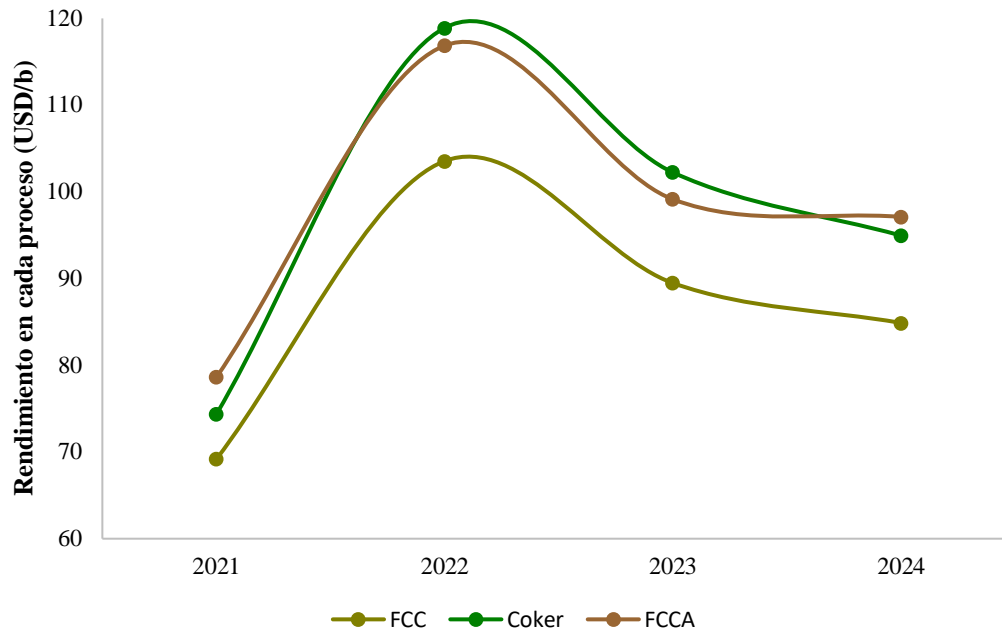


Figura 5.42 Gráfica del rendimiento de cada proceso del crudo Istmo al SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

En la gráfica se observa la evolución de los rendimientos obtenidos para los procesos de FCC, Coquización y FCCA del proceso de crudo istmo en el periodo de 2021-2024. De acuerdo con la mezcla de Istmo (crudo ligero) y la configuración del SNR, se observó que esta mezcla mantuvo consistentemente un mayor rendimiento en los procesos de Coquización y FCCA relacionado principalmente con su gravedad específica. En 2021 los rendimientos del crudo Istmo para cada proceso fueron los siguientes: FCC con 69.18 USD/b, Coker con 74.36 USD/b y FCCA con 78.62 USD/b. En 2022 se alcanzó su punto máximo en el resultado del rendimiento para cada proceso. El rendimiento de FCC fue de 103.54 USD/b, mientras que el de Coker fue de 118.90 USD/b y finalmente el rendimiento de FCCA fue de 116.85 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024). Este aumento en los rendimientos se asocia a una optimización en la configuración de las refinerías.

Los rendimientos obtenidos de los procesos afectaron en el rendimiento total del crudo Istmo, provocando que el promedio ponderado reflejara un rendimiento parecido al del proceso de FCC al igual que el crudo Maya de acuerdo con lo observado en la gráfica de la Figura 5.43. En 2021 el promedio ponderado fue de 71.16 USD/b, mientras que, en 2022, con el aumento general del

rendimiento en cada proceso, el resultado fue de 107.95 USD/b y finalmente en 2024 el rendimiento fue de 88.12 USD/b. (Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024).

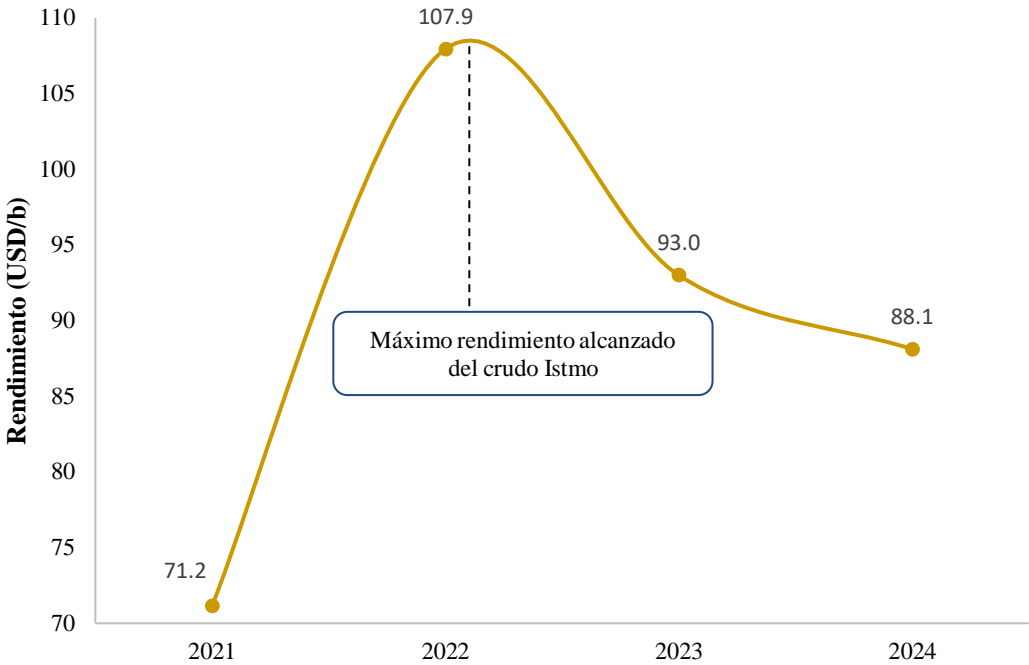


Figura 5.43 Gráfica del comportamiento del rendimiento de crudo Istmo hacia el SNR. (Elaboración propia con datos de Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial PEP, 2024)

Conclusión

Los resultados obtenidos en el análisis del presente trabajo titulado “La evolución histórica del comportamiento de la calidad y los rendimientos de los crudos entregados al Sistema Nacional de Refinación (SNR) y destinados a exportación en México” evidenciaron los retos actuales que presenta la industria petrolera en México y cómo su evolución afecta al contexto económico y operativo de la ingeniería petrolera en México. Este estudio confirmó la creciente necesidad de redireccionar las políticas energéticas del país.

La comparación de la calidad de los crudos exportados y enviados hacia el Sistema Nacional de Refinación (SNR) a lo largo del tiempo, y principalmente en los últimos cinco años reflejaron una interacción compleja entre la variación composicional de los hidrocarburos, la declinación de la producción regional, y la configuración tecnológica del sistema de refinación, factores que determinan como es que las modificaciones en la cartera de crudos producidos y procesados afectan de forma directa la eficiencia operativa y el valor económico final de los petrolíferos. La comprensión de estos factores proporcionó una base sólida para establecer una propuesta de desarrollo de la ingeniería petrolera en el país.

Se identificó una evolución en el rendimiento y la calidad de los crudos entregados al Sistema Nacional de Refinación y los crudos enviados a exportación como consecuencia del desarrollo de nuevos campos asociados a la generación de mezclas comerciales producidas en México, en especial a las mezclas predominantes en el sistema integral de producción, como son los crudos Maya e Istmo.

La introducción de los campos Quesqui, Ixachi y Tupilco Profundo, así como su desarrollo acelerado (los cuales son campos de crudo ligero y superligero provenientes de la Región Marina Suroeste, Región Norte y Región Sur) impactaron significativamente en la producción por tipo de crudo de cada región. Este desarrollo acelerado permitió el incremento de 59.3% a 102.96% del rendimiento de crudo que converge al Sistema Nacional de Refinación.

En el análisis realizado se identificó una mayor repercusión en la calidad de los crudos comerciales de 2020 a 2022 debido a la producción de volúmenes excedentes de crudo ligero y superligero,

modificando en consecuencia sus rendimientos. La mayor evolución se obtuvo en el 2022 debido a que la calidad de los crudos producidos supero los 35 °API, obteniendo como resultado que los rendimientos de las mezclas comerciales en este año superaran el 100%. El excedente de este tipo de crudos provoco un incremento en la generación de crudo Istmo. Este comportamiento provocó que en este año la mezcla tuviera un rendimiento general de 117% a causa de que el crudo Istmo se encontraba fuera de los rangos de calidad y en consecuencia se comercializara como un crudo Istmo (32 °API) con calidad mayor a los 34 °API.

El volumen excedente y el rendimiento elevado de las mezclas comerciales, principalmente al rendimiento y calidad del crudo Istmo, dio pauta a la generación de la estrategia de comenzar a comercializar crudo Olmeca con un rendimiento de 94%, evitando comercializar crudos con rendimientos excedentes (superiores al 100%).

La evolución de la calidad y rendimientos de los crudos enviados al SNR y a exportación no solo impacto en la composición de las mezclas, sino que también económicamente. Al crudo Olmeca se le otorga un precio mayor (75.5 USD/b) que al crudo Istmo (73.5 USD/b). La toma tardía de comenzar a comercializar crudo Olmeca ocasionó una pérdida económica de 2 USD/bl a partir de 2022.

La evolución de la calidad y rendimiento de los crudos producidos en las cuatro regiones petroleras ocasionaron un aumento en la producción de petrolíferos, la cual se incrementó de 2020 a 2022 pasando de 918 Mbd a 1.16 MMbd. Además, esto ocasionó un aumento en la venta de petrolíferos, reflejándose en una ganancia de 1,035 MMdp en 2022.

En México el desarrollo acelerado de los campos tiene un impacto sumamente significativo en la evolución y calidad de los crudos producidos a nivel nacional, los cuales pueden ser comercializados hacia el SNR o exportación, principalmente porque estos campos pueden contener características distintas a los campos pertenecientes a una misma región y su desarrollo acelerado ocasiona tener volúmenes excedentes de crudo que alteran la composición de los ya existentes, como es el caso de Quesqui, Ixachi o Tupilco Profundo.

Analizar el comportamiento de los rendimientos y la calidad de las mezclas comerciales de crudo producidas en México permite crear estrategias clave para poder maximizar el valor de estas mezclas en el mercado internacional y obtener un mejor beneficio en los procesos de refinación. Se deben diseñar estrategias para identificar cuando se debe colocar un crudo para generar un

mayor rendimiento y valor agregado en el mercado, como es el caso del crudo Zapoteco que fue colocado en el mercado a partir de 2024. Con el propósito de generar ganancias económicas que beneficien a la industria petrolera en México.

La optimización del SNR exige alinear la configuración de unidades y los programas de mantenimiento con la composición real de las dietas de crudo, la caracterización química y PVT continua y representativa es esencial para anticipar cambios en rendimientos y diseñar mezclas que maximicen producción de destilados valiosos, y la diversificación de destinos de exportación y la gestión de mezclas comerciales pueden incrementar la resiliencia frente a choques de mercado y pérdidas de rendimiento.

La evolución en la calidad y rendimientos de los crudos mexicanos también se ve perjudicada por los conflictos externos que ocurren en el país como la guerra de Rusia vs Ucrania iniciada en 2022, la emergencia sanitaria (COVID-19) y las políticas externas.

Finalmente, se demostró que las decisiones sobre asignación de crudos, inversión en capacidades de conversión profunda y estrategia de comercialización, deben sustentarse en análisis integrados que consideren simultáneamente propiedades fisicoquímicas, disponibilidad de crudo y condiciones del mercado. Adoptar estas medidas permitirá mejorar la eficiencia del proceso de refinación, maximizar el valor económico de los hidrocarburos mexicanos y fortalecer la competitividad del país como exportador.

Trabajos futuros

El análisis desarrollado en este trabajo de investigación y los datos empleados se basan en información proveniente de fuentes institucionales, por lo que el alcance del estudio está condicionado por el nivel de desagregación y disponibilidad de los datos publicados. Aunque estas fuentes son confiables y ampliamente utilizadas en estudios energéticos, futuras investigaciones podrían incorporar algunas líneas principales de desarrollo:

- Incorporar modelos avanzados para analizar pronósticos de producción, calidad y rendimientos de los crudos utilizando bases de datos a nivel pozo, campo y región. Se plantea la elaboración de una herramienta de inteligencia artificial para evaluar con mayor precisión los factores técnicos que influyen en el comportamiento del crudo y proyecciones futuras.
- Ampliar el análisis integrando variables operativas, económicas y políticas internacionales que permitan evaluar estrategias de optimización en la asignación de dietas de crudo.
- Finalmente, la actualización periódica de este tipo de estudios permitirá dar seguimiento a la evolución del sistema petrolero mexicano y contribuir al desarrollo de análisis más integrales para la planeación energética del país.

Referencias

- Abhijit, D. (2013). *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*. New York: CRC PRes.
- Ahmed, T. H. (1946). *Reservoir engineering handbook*. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.
- Beggs, H., y Brill, J. (1973). A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes, *JPT*, 25(5), 607. <https://doi.org/10.2118/4007-PA>
- Cuautli Hernandez, M. E. (2005). *Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones* [Tesis para obtener el título de Ingeniería Petrolera, UNAM]. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.14330/TES01000345206>
- Danesh, A. (1998). *PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids*. Amsterdam: Elsevier Science.
- Grimaldo Gallardo, J. (2018). Desarrollo de una plataforma de modelos de producción de petrolíferos para el sistema nacional de refinación en México [Tesis para obtener el grado de maestro en Ingeniería, UNAM]. Recuperado de tesunamdocumentos.dgb.unam.mx/
- Herrera Romero, D. (2006). *Comercialización del petróleo crudo*. [Tesis para obtener el título de Ingeniería Petrolera, UNAM]. Recuperado de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/RepoFi/18295/1/Tesis.pdf>
- Hernández Ventura, C. (2021). *Rediseño y análisis operacional de la torre atmosférica I y la torre de vacío I de la refinería Salina Cruz, Oaxaca* [Tesis para obtener el título de Maestra en Ingeniería, UNAM]. Recuperado de <https://tesunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2021/septiembre/0815568/Index.html>
- De Hidrocarburos, C. N. (s. f.). *SENER - Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)*. <https://sih-hidrocarburos.energia.gob.mx/>
- Instituto Mexicano del petróleo. (2022). Análisis Assay del aceite crudo Cárdenas-Mora (Proyecto F. 63303). C.C.
- McCain, W. D. (1933). *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Marín González, J. E. (2022). *Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado*. [Tesis para obtener el título de Ingeniería Química, Universidad Metropolitana]
- Pemex Exploración y Producción. (2008, abril). *Clasificación de los yacimientos petroleros* [Presentación de diapositivas]. C.C.

- Pemex. (2024). Anuario estadístico 2024. En *Pemex*. Recuperado de <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/Anuario%20Estad%20C3%ADstico%202024.pdf>
- Petróleos Mexicanos. (2025). *Resultados al segundo trimestre 2025*. [Informe de resultados]. Recuperado de <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Reporte%20de%20Resultados%20no%20Dictaminados/Reporte%20T25.pdf>
- Petróleos Mexicanos. (2025). Base de datos institucional. <https://ebdi.pemex.com/bdi/>
- Schou, K., Christensen, P., & Jawad, A. (2015). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. New York: CRC Press.
- Secretaría de Energía. (2025). Sistema de información de hidrocarburos. <https://sih-hidrocarburos.energia.gob.mx/>
- Subdirección de Administración del portafolio E&P, PEP. (2024, 29 de julio). *Seguimiento al comportamiento semanal de la producción, PEP* [presentación de diapositivas]. C.C.
- Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación, Pemex. (s.f.). *Guía para la validación del análisis de pruebas de laboratorio PVT*. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/178120755/Guia-Para-Validacion-de-Analisis-Pvt>
- Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial, PEP. (2024, 24 de enero). *Distribución e Inventarios*. [presentación de diapositivas]. C.C.
- Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial, PEP. (2023, 04 de agosto). *Estatus del manejo y comercialización de crudo*. [presentación de diapositivas]. C.C.
- Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial, PEP. (2025). *Modelo Reservas*. C.C.
- Torres Coria, J. M. y Trawvitz Rosas, E. F. (2008). *Flujo multifásico en tuberías* [Tesis para obtener el título de Ingeniería Petrolera, UNAM]. Recuperado de <http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/8609>
- Vega Moreno, S. M. y Martínez Jaimés, J. P. (2012). *Análisis y desarrollo de modelos de fluidos asociados a la simulación numérica de procesos de combustión in situ*. [Tesis para obtener el título de Ingeniería Petrolera, Universidad Industrial de Santander]