



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA

CENTRO DE GEOCIENCIAS

**LA PRODUCCIÓN PETROLERA MEXICANA:
ANÁLISIS HISTÓRICO Y ESCENARIO A FUTURO**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PRESENTA:

DIANA HERNÁNDEZ MARTÍNEZ

DIRECTOR DE TESIS

DR. LUCA FERRARI CENTRO DE GEOCIENCIAS

CIUDAD DE MÉXICO, ABRIL 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Declaración de Ética

“Declaro conocer el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, plasmado en la legislación Universitaria. Con base en de las definiciones de integridad y honestidad ahí especificadas, aseguró mediante mi firmar al alcance que el presente trabajo es original y enteramente de mi autoría. Toda la actividad de, o referencias a, la obra de otros autores aparecerán de vida y adecuadamente señaladas, así como acreditadas mediante los recursos editoriales convencionales.”

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Diana Hernández Martínez', with a stylized flourish at the end.

Diana Hernández Martínez

“Con el petróleo ocurre, como ocurre con el café o con la carne, que los países ricos ganan mucho más por tomarse el trabajo de consumirlo, que los países pobres por producirlo.”

“Ningún otro imán atrae tanto como el «oro negro» a los capitales extranjeros, ni existe otra fuente de tan fabulosas ganancias; el petróleo es la riqueza más monopolizada en todo el sistema capitalista.”

Eduardo Galeano.

"Sí no es posible refinar en México el petróleo y utilizar sus productos en las industrias mexicanas, vale más que el subsuelo conserve la herencia de las edades prehistóricas para otras generaciones del porvenir". (Boletín del Petróleo, 1917)

A mi Padre

Agradecimientos

Agradezco profundamente al Dr. Luca Ferrari por la asesoría, gran apoyo, tiempo e interés en el desarrollo del presente trabajo.

Al Dr. Giles Levresse por la disponibilidad, comentarios y sugerencias durante la elaboración de este trabajo.

A los integrantes del comité evaluador: Dr. Timothy F. Lawton, al Dr. José Manuel Grajales Nishimura y Dr. Guillermo Pérez Cruz por su atención y comentarios constructivos en la revisión de esta tesis.

Mtro. Fabio Barbosa por compartir su vasta experiencia en la industria petrolera a través de comentarios y sugerencias bibliográficas.

A la compañía Sierra Oil and Gas, S. de R.L. de C.V por proporcionar la macro del Modelo Zipf o Distribución Fractal.

A mi familia por el amor, comprensión y apoyo incondicional en cada paso.

A la señora Nelly Barrera Treviño por su gran apoyo.

Gracias Lenin.

La presente investigación fue realizada con el financiamiento del Proyecto PAPIME PE105415.

Contenido

Declaración de Ética	I
Agradecimientos	
Contenido	I
Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	VII
Resumen	1
Capítulo 1. Introducción	2
1.1 Motivación	2
1.2 Objetivos	3
Capítulo 2. Metodología	4
2.1 Recopilación histórica de indicadores petroleros	4
2.2 Georreferenciación.....	6
2.3 Estado de madurez los campos descubiertos	6
2.4 Evolución de Reservas y Producción de hidrocarburos.....	7
2.4.1 Modelo Zipf o Distribución Fractal	7
2.4.2 Curvas de Declinación Exponencial	8
2.4.3 Índice de Desempeño de Producción	9
2.4.4 Precios	10
Capítulo 3. Los hidrocarburos en México	11
3.1 La renta petrolera	11
3.2 Matriz Energética.....	12
3.3 Seguridad Energética	13
3.4 Desarrollo de la Industria Petrolera en México	14
3.4.1 Periodo I: Nacimiento de la Industria Petrolera (1869-1937).....	15
3.4.2 Periodo II: Nacionalización de la Industria (1938 a 1958).	15
3.4.3 Periodo III: Inicio de la exploración marina (1959 a 1976).....	16
3.4.4 Periodo IV: Los grandes descubrimientos (1977 a 1996).....	16
3.4.5 Periodo V: Declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997 a 2004).	16
3.4.6 Periodo VI: Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética (2005 a 2015).	16
3.5 Producción Nacional de Hidrocarburos	17

3.5.1 Producción Histórica de Crudo	18
3.5.2 Producción Histórica de Gas	20
3.6 Reservas Nacionales de Hidrocarburos	25
3.6.1 Reserva Histórica de Petróleo	26
Capítulo 4. Provincias Petroleras.....	29
4.1 Producción por Provincia Petrolera	33
4.1.1 Producción de Crudo por Provincia Petrolera.....	33
4.1.2 Producción de gas por Provincia Petrolera	35
4.2. Reservas por Provincia Petrolera	38
4.2.1. Reservas de Crudo por Provincia Petrolera.....	38
4.3.2. Reservas de Gas por Provincia Petrolera	41
Capítulo 5. Provincia Petrolera Burgos.....	43
5.1 Ubicación	43
5.2 Descubrimiento de la Provincia Petrolera Burgos	43
5.3 Principales Sistemas petroleros	44
5.4 Campos, Producción y Reservas.....	45
Capítulo 6. Provincia Petrolera Cuenca del Sureste	53
6.1. Ubicación	53
6.2 Principales Sistemas petroleros	54
6.3 Campos, Producción y Reservas.....	54
Capítulo 7. Evolución de Reservas de Hidrocarburos y Producción Petrolera 2016 a 2040	65
7.1 Incorporación de Reservas Método Zipf.....	65
7.1.1 Provincia Petrolera de Burgos.....	65
7.1.2 Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste	68
7.1.3 Nacional	71
7.2 Curvas de Declinación de Reservas.....	74
7.2.1 Reservas Burgos.....	74
7.2.2 Reservas Cuencas del Sureste	75
7.2.3 Reservas Nacionales.....	78
7.3 Evolución de la Producción 2016 a 2040	82
7.3.1 Producción de Gas Natural en Burgos 2016 a 2040	82
7.3.2 Producción de crudo en Cuencas del Sureste 2016 a 2040	83

7.3. 3. Producción Nacional de crudo 2016 a 2040	86
Capítulo 8. Discusión.....	89
8.1. Provincia Petrolera de Burgos	89
8.2 Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste.....	90
8.3 Nacional	92
Capítulo 9. Conclusiones.....	95
Bibliografía.....	97
Nomenclatura de Unidades.....	103
Acrónimos	104
Glosario	105
ANEXOS	108
Anexo 1. Mapas.....	109
1.1 Mapas Nacionales	109
.....	110
1.2. Mapas Cuencas del Sureste.....	115
Anexo 2. Zipf Distribución Fractal	121
2.1 Provincia Petrolera de Burgos	121
2.1.1 URR de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos	121
2.1.1 Reservas probadas de Gas	125
2.2 Cuencas del Sureste	129
2.2.1 URR de Crudo.....	129
2.2.2 Reservas 1P de Crudo	133
2.3 Reservas Nacionales	137
2.3.1 URR Nacionales de Crudo	137
2.3.2 Reservas 1P Nacionales de Crudo.....	141
Anexo 3. Escenarios de Evolución de Reservas de Hidrocarburos.....	145
3.1 Provincia Petrolera Burgos	145
3.2 Provincia Petrolera Cuencas del Sureste	146
3.3 Nacional	149

Índice de Figuras

Figura 1. Frecuencia acumulada en función del tamaño de campo. Distribución teórica de la población (negro) y la distribución observada de la muestra (azul). Tomada de Sorrell et al, 2012	8
Figura 2. Macro de Excel proporcionada por la compañía petrolera Sierra Oil & Gas y tipos de gráficos que genera.	8
Figura 3. El comportamiento de las curvas de declinación, gráficas en escala cartesiana, semi-log y log-log, I-Exponencial, II-Hiperbólica y III-Armónica.....	9
Figura 4. Porcentaje del Producto Interno Bruto (PIB) correspondiente a la renta Petrolera de 1970 a 2014.	11
Figura 5. Ingresos Totales del Sector Público e Ingreso Petrolero, de 1986 a 2015.	12
Figura 6. Matriz Energética Primaria a 2015 de México y el Mundo.	12
Figura 7. Porcentaje de la Energía Primaria producida a partir de los Hidrocarburos en México de 1965 a 2015.	13
Figura 8. Demanda, Producción e Importación de Gas Seco en México de 1993 a 2015....	14
Figura 9. Producción Nacional de Crudo de 1901 a 2015.....	18
Figura 10. Producción Nacional de Gas de 1901 a 2015.....	21
Figura 11. Balance de Gas, Producción Nacional de Gas, Producción Asociado, Producción No asociado y Volumen de gas enviado a la Atmosfera, datos de 1960 a 2015.	23
Figura 12 Clasificación mundial de los principales productores de Crudo y Gas a 2016....	27
Figura 13. Evolución de las reservas tales de petróleo, y precio de la mezcla mexicana a precios de 2015. Datos al 1 de enero del año.	28
Figura 14. Mapa de Provincias Petroleras.	29
Figura 15. Columnas geológicas de las Provincias petrolera Golfo de México Profundo, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, tomada de Escalera, 2010.	32
Figura 16. Producción histórica de crudo por Provincia Petrolera de 1960 a 2015.	33
Figura 17. Producción Nacional de Gas por Provincia Petrolera de 1960 a 2015.	35
Figura 18. Relación Reservas probadas (1P) 2004 a 2016 y Producción de 2015.	39
Figura 19. Reservas 1P, 2P y 3P de crudo por Provincia Petrolera de 2004 a 2016.	40
Figura 20. Relación Reservas probadas (1P) 2004 a 2016 y Producción de 2015.	41
Figura 21. Reservas 1P, 2P y 3P de gas natural por Provincia Petrolera de 2004 a 2016....	42
Figura 22. Provincia Petrolera Burgos en Mapa Tectónico de México de Padilla y Sánchez (2013).	43
Figura 23. Sistemas Petroleros de la Provincia Petrolera Burgos. Tomada de PEP, 2010b.	44

Figura 24. Número de Campos descubiertos de 1931-2014 en la Provincia Petrolera de Burgos..... 46

Figura 25. Evolución histórica de campos descubiertos y el total de volumen original 2P descubierto, de acuerdo a los datos al 1 de enero de 2016 publicados por la CNH. 48

Figura 26. Distribución de la ocurrencia de los campos descubiertos por tamaño, clasificación de Ivanhoe & Leckie (1993) y el volumen de URR que concentran..... 49

Figura 27. Profundidad promedio de los campos descubiertos en la Provincia Petrolera de Burgos..... 50

Figura 28. Relación de Producción y número de pozos de desarrollo documentados en la Provincia Petrolera Burgos. 52

Figura 29. Provincia Petrolera Cuenca del Sureste con Provincias Geológicas..... 53

Figura 30. Sistemas Petroleros. Tomada de PEP, 2010b..... 54

Figura 31. Evolución histórica de los campos descubrimientos y pozos terminados durante el periodo 1886 a 2015. 55

Figura 32. Volumen original 2P y el número de campos descubiertos por Periodo en la Provincia Petrolera. 58

Figura 33. Distribución de Tamaño de campos de acuerdo a su volumen de URR y Volumen total de URR por clasificación a tamaño de campo. Clasificación de Ivanhoe & Leckie (1993). 59

Figura 34 Reservas remanentes de PCE certificadas al 1 de enero de 2016, Nacional, Cuencas del Sureste y Provincias Geológicas: Pilar Reforma Akal, salina del Istmo y Macuspana.. 60

Figura 35. Profundidad Promedio de los campos descubiertos en la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste, desagregado por Provincia Geológica..... 61

Figura 36. Producción Histórica de las Provincias Geológicas Pilar Reforma Akal, Salina del Istmo, Macuspana y de los principales campos productores..... 62

Figura 37. Madurez de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste y las Provincia Geológicas y la Tasa de Anual de Crecimiento Compuesto (TACC) considerada de 2004 a 2015. 63

Figura 38. Madurez de los campos de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste y Tasa de Anual de Crecimiento Compuesto considerada de 2004 a 2015. El tamaño de las burbujas es proporcional al volumen de reservas 2P..... 64

Figura 39. Curva de distribución fractal de las URR y reservas probadas para la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de Determinación (R^2)..... 66

Figura 40. Curva de distribución fractal de las reservas probadas para la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de Determinación (R^2)..... 67

Figura 41. Curva de distribución fractal de las URR y reservas probadas para la Cuenca del Sureste al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de Determinación (R^2)..... 68

Figura 42. Curva de distribución fractal de las URR Nacionales al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de determinación (R^2) 71

Figura 43. Curva de distribución fractal de reservas probadas Nacionales al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de determinación (R^2). 72

Figura 44. Graficas de volumen de reservas de hidrocarburos de Burgos contra tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de determinación (R^2). Valor de la declinación Exponencial de las reservas (y). 74

Figura 45. Graficas de relación del precio del crudo por cada 100 bpce de reservas posibles de gas de Burgos contra tiempo, periodo 1998 a 2016 (Azul). Línea de tendencia lineal (rojo). Coeficiente de determinación (R^2). 75

Figura 46. Graficas de volumen de reservas de hidrocarburos de Cuencas del Sureste contra tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R). Valor de la declinación Exponencial de las reservas (y). 76

Figura 47. Graficas de relación del precio del crudo por cada Mbpce de reservas posibles de crudo y gas de Cuencas del Sureste contra tiempo, periodo 1998 a 2016 (Azul). Línea de tendencia lineal (rojo). Coeficiente de determinación (R^2). 77

Figura 48. Graficas de volumen Nacional de reservas de hidrocarburos contra tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R). Valor de la declinación Exponencial de las reservas (y). 79

Figura 49. Graficas de relación del precio del crudo por cada Mbpce de reservas nacionales posibles de crudo y gas contra tiempo, periodo 1998 a 2016 (Azul). Línea de tendencia lineal (rojo). Coeficiente de determinación (R^2). 80

Figura 50. Grafica producción de gas vs tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R). 82

Figura 51. Curvas de Producción de la Provincia Petrolera de Burgos a 2040 83

Figura 52. Grafica producción de crudo vs tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R). 84

Figura 53. Curvas de Producción de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste a 2040 85

Figura 54. Gráfica producción de crudo vs tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R). 87

Figura 55. Curvas de Producción estimadas para México a 2040. 87

Índice de Tablas

Tabla 1. Clasificación mundial de los principales productores de Crudo y Gas a 2016. Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2016).....	17
Tabla 2. Clasificación mundial de los principales países con reservas de Crudo y Gas a 2016	26
Tabla 3. Campos con Información de Reservas al 1 de enero de 2016, de acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.	46
Tabla 4. Condiciones de volumen original y reservas remanentes de la Provincia de Burgos al 1 de enero de 2015.....	47
Tabla 5. Volumen y número de campos con información de producción acumulada de Provincia de Burgos al 1 de enero de 2016.	50
Tabla 6. Desagregado de campos descubiertos y pozos perforados por de Cuencas del Sureste por Provincia Geológica.	55
Tabla 7. Número de campos de la Provincia Cuencas del Sureste con Información de Reservas y Volumen Original al 1 de enero de 2016.	57
Tabla 8. Volumen Original y Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2016.	57
Tabla 9. Producción Acumulada en Cuencas del Sureste.	61
Tabla 10. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de URR de Gas en la Provincia de Burgos. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.	66
Tabla 11. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de reservas 1P de Gas en la Provincia de Burgos. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.....	67
Tabla 12. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de URR de petróleo crudo en la Provincia de Cuencas del Sureste. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.	69
Tabla 13. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de Reservas 1P de petróleo crudo en la Provincia de Cuencas del Sureste. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.	70
Tabla 14. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de URR de petróleo crudo Nacionales. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.	71
Tabla 15. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de reservas 1P de petróleo crudo Nacionales. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.....	73
Tabla 16. Coeficientes de Correlación de reservas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.	74

Tabla 17. Coeficientes de correlación de reservas de crudo y gas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.	76
Tabla 18. Coeficientes de correlación de reservas de crudo y gas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.	77
Tabla 19. Coeficientes de correlación de reservas de crudo y gas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.	79
Tabla 20. Coeficientes de correlación de reservas de crudo y gas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.	80
Tabla 21. Clasificación mundial de los principales productores de Crudo y Gas a 2016. Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2016).....	84
Tabla 22. Características de las curvas de producción generadas para Cuencas del Sureste	86
Tabla 23. Características de las curvas de producción nacionales	88
Tabla 24. Características de las curvas de producción nacionales calculadas en el Proyecto y curvas de producción estimadas por SENER-CNH.	93

Resumen

En México el desarrollo económico, político y social se encuentra vinculado a los hidrocarburos. Tras un siglo de trabajos petroleros, en la década de los 80's México se posiciona como la 5ª nación con mayor producción y reservas probadas de crudo, concentrando hasta el 8.2% de las reservas mundiales. La industria petrolera en años 80's representó abundancia para el país, impactando directamente en el 18% de Producto Interno Bruto, el 32% de los ingresos federales y en la generación del más 90% de la producción de energía primaria.

La bonanza petrolera convirtió a México en un país dependiente económica y energéticamente a los hidrocarburos. A casi 3 décadas del auge petrolero el país ha pasado el pico máximo de la producción en 2004 con 3,383 miles de barriles de crudo diarios y en 2009 alcanza la producción máxima de gas con 7,031 millones de pies cúbicos diarios. La caída en la producción petrolera ha significado una reducción en el ingreso económico nacional a partir de los hidrocarburos, actualmente sólo aportan el 5% de PIB y el 13% de los ingresos federales.

Las políticas energéticas como la Reforma Energética aprobada en 2013 y los subsecuentes planes energéticos, plantean escenarios de crecimiento en reservas y producción de hidrocarburos. Para comprender la situación actual de los hidrocarburos en México se realiza un análisis del comportamiento histórico de la producción y reservas de hidrocarburos, con la finalidad de tener el sustento necesario para proponer escenarios a 2040 a nivel país, y Provincias Petroleras de Cuencas del Sureste y Burgos.

Mediante el método de distribución fractal se estimó el número de campos por descubrir y volumen asociado a últimas reservas recuperables y 1P. Se estimó la producción y evolución de las reservas de hidrocarburos.

El presente trabajo demuestra la escasa viabilidad técnica y económica de los escenarios de producción propuestos por SENER-CNH, bajo las premisas actuales de precio del petróleo en el mercado.

Capítulo 1. Introducción

El petróleo en el mundo se encuentra estrechamente vinculado a importantes acontecimientos sociales, políticos y económicos. La historia de México y el desarrollo de la Nación se han trazado en relación a las reservas y aprovechamiento de los recursos naturales y minerales, entre ellos los hidrocarburos.

En la segunda mitad del siglo XX, México adquirió renombre y un lugar en el escenario mundial por su riqueza energética basada en los hidrocarburos, la cual le permitió satisfacer la demanda interna de petróleo y exportar excedentes al resto del mundo. El país cimentó la Seguridad Energética y Económica en el petróleo, de tal manera que históricamente los hidrocarburos representan una componente fundamental de la matriz energética primaria y las exportaciones petroleras la tercera parte de los ingresos federales.

En la última década los países más desarrollados comenzaron una transición energética, que intenta desvincular la producción de energía de los combustibles fósiles. Mientras tanto, en México se afianza la dependencia energética y económica a los hidrocarburos, mediante el incentivo de inversiones extranjeras, reformas en políticas económicas y energéticas que apuestan a un futuro crecimiento en reservas y producción de hidrocarburos.

Debido a la importancia de la parte preponderante de los hidrocarburos en la generación de energía, para México es imprescindible estimar los escenarios de reservas y producción a futuro; con la finalidad de establecer y afianzar nuevas estrategias políticas y económicas a corto, mediano y largo plazo, las cuales le permitan al país continuar con su desarrollo.

Para estimar el escenario futuro de los hidrocarburos en México es necesario conocer la situación y condición actual de industria petrolera, que a su vez implica entender el origen y evolución de la exploración y producción de hidrocarburos en el país. Este trabajo representa un primer paso en esta dirección.

Para facilitar la comprensión de algunos términos de la industria petrolera utilizados en el desarrollo del presente proyecto se dispone de un glosario en la parte final del escrito.

1.1 Motivación

Históricamente la información concerniente a los hidrocarburos ha estado centralizada en la relación Compañía Petrolera y el Gobierno Mexicano, cuyas entidades principales son Petróleos Mexicanos (PEMEX), la Secretaría de Energía (SENER) y, más recientemente, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

La centralización de la información de los recursos petroleros, propició un análisis unilateral del inventario de hidrocarburos, cuya idea central era transmitida a la opinión pública bajo condiciones burocráticas y en términos económicos. El manejo centralizado y poco transparente de la información se dio cuando PEMEX tenía el monopolio de la exploración y explotación. Una ventaja de la creación de la CNH fue la sistematización y apertura parcial de la información. De hecho no hubiéramos podido hacer este trabajo hace 20 años o 15 años.

La Reforma Energética de 2013 (DOF, 2013), implicó cambios en la política administrativa, energética y económica de México. La Reforma se instrumentó con el propósito de revertir la baja en la producción de hidrocarburos que el país experimentaba desde 2004, considerada como resultado de una inadecuada y menoscabada inversión en los trabajos de exploración y

desarrollo por parte de PEMEX. Por lo tanto, para revertir el declive e incrementar de manera significativa la plataforma de producción petrolera se consideró necesario el ingreso de nuevos capitales privados. Esta premisa básica parte del supuesto que la razón de la baja en la producción petrolera Mexicana es esencialmente de naturaleza económica más que geológica-técnica. Sin embargo, esta premisa no ha sido demostrada con un análisis detallado de la historia de los descubrimientos, la evolución de la producción petrolera mexicana y estado de las reservas de hidrocarburos.

Por lo anterior resulta crucial un estudio científico sin sesgos o intereses particulares, en el cual se analicen los límites técnicos y geológicos de los recursos petroleros en su dimensión de objetos finitos y no renovables. Los resultados de análisis deben ser de fácil acceso y comprensión para la población.

1.2 Objetivos

Para el presente proyecto se determinó como objetivo central realizar un análisis histórico de la producción petrolera a nivel regional y nacional, así como estimar el escenario futuro de las reservas y producción de hidrocarburos en México.

Los objetivos particulares del Proyecto son:

- Elaborar una base de datos de fácil acceso para el público en general, no sólo para los especialistas en el tema.
- Recopilar un inventario de los campos petroleros en México, incluyendo su descubrimiento, ubicación geográfica y configuración geométrica en superficie apegada a la morfología del yacimiento.
- Con base en lo anterior determinar el estado actual de la industria petrolera en México.
- Estimar el volumen de reservas de hidrocarburos por descubrir.
- Estimar la curva de producción de crudo a 2040.

Capítulo 2. Metodología

Para vislumbrar de manera eficaz el escenario de los hidrocarburos en México, se necesita ubicar en la historia el estado actual de la industria petrolera. El primer paso para lograr este fin se fundamenta en los elementos principales:

- A) Recopilación histórica de indicadores petroleros
 - a. Elaboración de bases de datos
 - b. Elaboración de gráficas
- B) Georreferenciación
 - a. Interpolación de datos
 - b. Elaboración de Mapas
- C) Estado actual y escenarios a futuro de:
 - a. Producción
 - b. Reservas

Con la integración de la información recopilada en bases de datos y mapas, se realizó un análisis histórico de la industria petrolera en México para establecer las perspectivas de la industria Nacional tanto en el tiempo y como en el espacio geográfico.

2.1 Recopilación histórica de indicadores petroleros

La recopilación de histórica de indicadores petroleros se realizó en documentos y bases de datos emitidos por Petróleos Mexicanos (PEMEX) tales como: Memoria de Labores (1965-2013), Anuario Estadístico (1977-2015), Las Reservas de Hidrocarburos de México (2002-2015), Informe Anual (2002-2014) y Base de Datos Institucional de PEMEX (BDI); documentación e información publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Secretaría de Energía (SENER), el Sistema de Información Energética (SIE), Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos (SNIH) y el Índice de Información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (IICNIH), así como diversos libros, revistas, artículos, tesis y mapas de divulgación científica.

Para acceder a información que no se encuentra disponible públicamente y obtener parámetros de información de organismos gubernamentales, se realizaron un total de 14 solicitudes de información a PEMEX, CNH y SENER a través de la Plataforma Nacional de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y protección de Datos Personales (INAI).

Tras la recopilación de información se realizaron bases de datos principales, las cuales fueron capturadas y elaboradas en la aplicación de Microsoft Excel de la suite ofimática de Microsoft Office. La información fue constreñida a cuatro bases de datos principales con los campos siguientes:

Base I: Nacionales

1. Producción Gas anual (1938-2015)
2. Producción Crudo anual(1901-2015)
3. Reservas de Hidrocarburos

4. Reservas 1P, 2P y 3P de Crudo, Gas y Petróleo Crudo Equivalente (PCE) anual (2004-2016)
5. Producción Acumulada de PCE anual (1901-2015)

Base II: Provincias Petroleras

1. Producción Gas anual (1960-2015)
2. Producción Crudo anual(1960-2015)
3. Reservas de Hidrocarburos
4. Reservas 1P, 2P y 3P de Crudo, Gas y Petróleo Crudo Equivalente anual(2004-2016)

Base III: Campos

1. Ubicación geográfica
2. Provincia Petrolera
3. Provincia Geológica
4. Año de descubrimiento
5. Año de inicio de producción
6. Producción Gas (1958-2015)
7. Producción Crudo (1960-2015)
8. Reservas 1P, 2P y 3P de Crudo, Gas y Petróleo Crudo Equivalente
9. Producción Acumulada de Crudo y Gas
10. Volumen Original de Crudo y Gas
11. Ultimas Reservas Recuperables Crudo y Gas
12. Clasificación de tamaño del Campo de acuerdo a Ivanhoe y Leckie, 1993
13. Profundidad promedio de pozos
14. Madurez del Campo
15. Tasa Anual de Crecimiento Compuesto
16. Número aproximado de pozos asociados
17. Factor de Recuperación de Crudo y Gas

Base IV: Pozos

1. Nombre
2. Ubicación Geográfica
3. Profundidad Total
4. Año de perforación

Es importante mencionar que en la recopilación de los datos se encontraron discrepancias en la información entre las diferentes fuentes. Por ejemplo, existen campos cuyo descubrimiento se ha reportado en repetidas ocasiones, o variaciones de hasta 17 años en las fechas de año de perforación del pozo descubridor. Para la selección de los datos se tomó como año de descubrimiento el emitido en la fuente de información más antigua.

2.2 Georreferenciación

La información recopilada fue procesada a archivos tipo *.SHP (Shapefile) con la finalidad de contar con el posicionamiento geográfico de campos, reservas y producción de hidrocarburos. Para ello se trabajó con el software libre de Sistema de Información Geográfica (SIG) QGIS.

Como base para la ubicación de diversos campos petroleros se utilizó el conjunto de shapefiles de campos petroleros emitido por CNH en el IICNIH. Es importante señalar que en el archivo la CNH especifica que los polígonos sólo son indicativos en superficie debido a que en subsuelo los límites de los campos y yacimientos pueden variar; sin embargo, se observó tendencia a trazos geométricos regulares, acatándose a la configuración de bloques de acuerdo al procedimiento para delimitar las áreas susceptibles de adjudicarse a través de asignaciones y no a la posible configuración geológica del yacimiento (DOF, 2014^a). Por lo que se realizó una modificación sustancial de configuración de los polígonos, basada principalmente a la distribución histórica de los pozos con apoyo de la Base IV y la georreferenciación de mapas publicados por PEMEX. Los campos que no se encontraron dentro de los shapefiles proporcionados por la CNH fueron georreferenciados de mapas de CNH, PEMEX y SENER y ajustados con la locación de pozos perforados.

Para la elaboración de los mapas de distribución e interpolación de datos, previamente se realizaron pruebas en el software libre “R” con diversos modelos de semivariogramas y uso de kriging ordinario, los resultados generados se compararon con las imágenes producto de interpolación del software libre QGIS 2.14.3. Se comprobó que QGIS generará imágenes congruentes con el kriging ordinario producto del modelo de semivariograma más apegado a los datos. En el presente trabajo únicamente se muestran los mapas generados por QGIS.

2.3 Estado de madurez los campos descubiertos

Un factor importante en la declinación de la producción de crudo es el envejecimiento o madurez de los campos en producción.

Existen diversas definiciones de madurez de un campo, las cuales están relacionadas al factor de recuperación, tasa de producción, rentabilidad económica, requerimientos tecnológicos de producción, número de pozos cerrados y en operación, entre otros factores (Hernández, 2015).

Para determinar el factor de madurez, es decir, relación de la producción acumulada en diferentes años de la vida productiva del campo y las reservas 2P (Aguilar y Esponda, 2013) se utiliza la fórmula:

$$\% \text{ Madurez del campo} = \left(1 - \frac{\text{Reservas Remanentes 2P}}{\text{Producción Total Acumulada} + \text{Reservas Remanentes 2P}} \right) * 100$$

De acuerdo a la fórmula anterior, un campo Joven es aquel que posee un valor de madurez por debajo del 50%, mientras que un campo Maduro se considera aquellos que poseen un valor por encima del 50%.

2.4 Evolución de Reservas y Producción de hidrocarburos

Uno de los objetivos principales del presente trabajo es estimar la evolución o comportamiento de la producción y de las reservas de hidrocarburos durante el periodo comprendido del 1 de enero de 2016 a 1 de enero de 2040.

Para estimar el comportamiento de las reservas de hidrocarburos, se utilizaron dos métodos de uso común en la industria petrolera y otras disciplinas: el Modelo Zipf o Distribución Fractal y el Modelo de Declinación Exponencial. Además, se consideró la influencia del precio de los hidrocarburos en el volumen de reservas.

Para determinar diferentes tipos de escenario de producción de hidrocarburos se utilizaron los métodos de curvas de declinación exponencial e índice de desempeño de producción.

En los siguientes apartados se explica de manera general las características de cada uno de los métodos empleados.

2.4.1 Modelo Zipf o Distribución Fractal

En la naturaleza diversos fenómenos o procesos presentan una distribución fractal, es decir, un tipo de ocurrencia en la que el logaritmo de la frecuencia o tamaño de las entidades de una población es representada mediante un polinomio cuadrático del logaritmo del orden secuencial del tamaño de cada entidad (Jiménez, 2012).

Una forma de explicar la distribución fractal de un fenómeno es mediante la Ley de Zipf, en la cual la recurrencia de aparición de un determinado objeto puede aproximarse por:

$$P_n \sim 1/n^a$$

Donde P_n representa la frecuencia del objeto más frecuente y el exponente a es un número real positivo, en general superior a 1. Esto significa que el segundo elemento se repetirá aproximadamente con una frecuencia de un $\frac{1}{2}$ del primero, el tercer elemento con una frecuencia de un $\frac{1}{3}$ y así sucesivamente (Altamirano, 2008).

Para la década de los 60's la ley fue empleada en el análisis de los campos de petroleros de Estados Unidos (Mandelbrot, 1962). La metodología consiste en clasificar los campos de petróleo en orden descendente de tamaño o volumen, de modo que el más grande es el rango 1. La Ley de Zipf establece que el producto de rango y tamaño es aproximadamente constante. La aplicabilidad de la ley de Zipf generalmente se investiga trazando el tamaño del campo (V) como una función del rango de campo (N).

En el caso de los tamaños de campos la distribución estará dada por:

$$N(V) = AV^{-\alpha}$$

Donde A es un factor de escala y α define la forma de la distribución, por lo tanto, un gráfico del log natural de N contra el log natural de V (figura 1) debe aproximarse a una recta con pendiente a : $-\alpha$: $\ln N(V) = \ln A - \alpha \ln V$ (Sorrell et al, 2012).

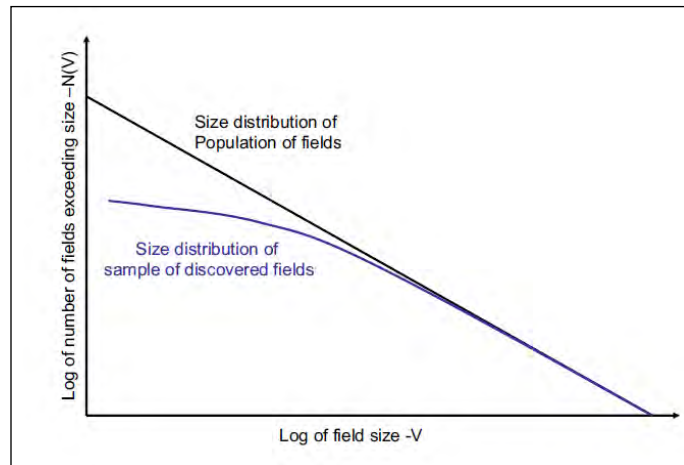


Figura 1. Frecuencia acumulada en función del tamaño de campo. Distribución teórica de la población (negro) y la distribución observada de la muestra (azul). Tomada de Sorrell et al, 2012

En este trabajo se emplea el método Zip para determinar los escenarios de descubrimientos de volumen de URR y reservas probadas, con su correspondiente número de campos. La metodología será aplicada mediante una Macro de Excel diseñada y proporcionada por la compañía petrolera Sierra Oil and Gas, S. de R.L. de C.V. La Macro genera un diagrama de la frecuencias en función del tamaño de campos con su distribución observada y teórica de. En una gráfica de barras desagrega la diferencia entre la distribución teórica o idealizada de la población y de la distribución observada. Con la Macro es posible obtener el número de campos por descubrir y el volumen de hidrocarburos asociado (Figura 2).

Rank	Barin N	Field Name	Rec Oil Eq	Field_Pa
1	SUR	Malank	1,473	13.2823
2	SUR	Zasp	788	10.3162
3	SUR	Akal	657	8.60335
4	SUR	Ayotzil	300	4.02629
5	SUR	Ka	264	3.52264
6	SUR	Balam	190	2.48027
7	SUR	Pix	184	2.41212
8	SUR	Hanab	171	2.23566
9	SUR	Kayab	149	1.94457
10	SUR	Samaria	144	1.88325
11	SUR	Jaja-Tocominacón	119	1.55708
12	SUR	Ek	118	1.54868
13	SUR	Ixtal	110	1.43546
14	SUR	Takel	101	1.32765
15	SUR	Trimín	99	1.29259
16	SUR	Onal	99	1.29155
17	SUR	Erak	95	1.24052
18	SUR	Rux	91	1.19264
19	SUR	Santuaris	85	1.11646
20	SUR	Sihil	84	1.09803
21	SUR	Irída	84	0.71155
22	SUR	Kul	56	0.73132
23	SUR	Hamal	53	0.63563
24	SUR	Ayín	50	0.65536
25	SUR	Abkatón	46	0.60182
26	SUR	Yaxché	43	0.55901
27	SUR	Kak	41	0.54019
28	SUR	Kash	41	0.53922
29	SUR	Madrill	41	0.53537
30	SUR	Hakchi	37	0.48082
31	SUR	Bacab	32	0.41818
32	SUR	Mixtón	31	0.41207
33	SUR	Rikin	29	0.37549
34	SUR	PuertoCuba	29	0.37461

Size Class	Min	Max	Count	Value	Min	Max	Count	Value
1-10	15	1040	55	79	1920	1928		
10-15	33	1360	41	646	48	74		
15-18	30	1042	13	443	17	533		
18-20	15	1053	10	771	5	282		
20-25	3	1286	3	1286	0	0		
25-30	2	577	2	577	0	0		
30-35	2	1446	2	1446	0	0		
35-40	1	1473	1	1473	0	0		
40-50	0	0	0	0	0	0		
50-100	0	0	0	0	0	0		
Total					2118	40		

Figura 2. Macro de Excel proporcionada por la compañía petrolera Sierra Oil & Gas y tipos de gráficos que genera.

2.4.2 Curvas de Declinación Exponencial

La producción natural de hidrocarburos de un pozo o yacimiento presenta una tendencia o comportamiento hiperbólico con el tiempo. Arps (1945) reconoció el comportamiento de tres tipos de declinación de tasa: Exponencial, Armónica e Hiperbólica (Figura 3), y propuso que

la curvatura de la tasa de producción o gasto vs tiempo podía ser expresada mediante ecuaciones hiperbólicas.

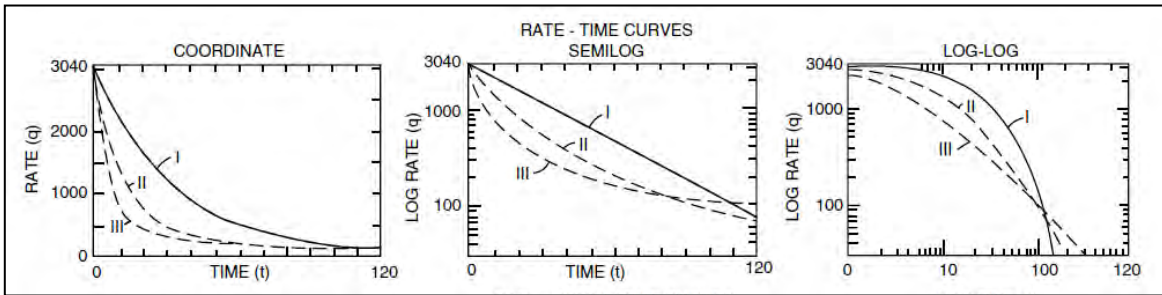


Figura 3. El comportamiento de las curvas de declinación, gráficas en escala cartesiana, semi-log y log-log, I- Exponencial, II-Hiperbólica y III-Armónica.

La ecuación de declinación empírica de Arps de la relación del gasto de producción de petróleo crudo con el tiempo es:

$$Q(t) = \frac{Q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

Donde Q es el gasto de aceite o gas, t es tiempo de producción, Q_i es el gasto inicial y b y son constantes, siendo D_i la declinación de yacimiento. La ecuación anterior puede ser reducida en dos casos especiales: cuando $b=1$ y cuando $b=0$. El caso con $b=0$ representa la declinación exponencial mientras que $b=1$ representa la declinación armónica.

En este trabajo se eligió el método de declinación exponencial por el tipo de información que se tiene disponible, la factibilidad para englobar diversos números de campos con diferentes características como un solo yacimiento, y por ser un método muy utilizado en la industria petrolera debido a la precisión de sus resultados. Además, la mayoría de los pozos siguen un gasto de declinación constante en gran parte de su vida productiva. La metodología es generalmente empleada para evaluar reservas de aceite y predecir el comportamiento de la producción mediante el factor de declinación (Pérez et al, 2012). En México, el 85% de los yacimientos son evaluados mediante declinación exponencial (Cuba, 2012).

2.4.3 Índice de Desempeño de Producción

El estudio de modelos análogos es uno de los procedimientos analíticos ampliamente utilizado en la industria petrolera para a estimación de reservas y producción. El uso de análogos se da en diversas etapas del desarrollo de un proyecto debido a que reducen los rangos de incertidumbre cuando se carece de algún tipo de información geológica, petrofísica o de producción (Rodríguez y Aguirre, 2015). Es importante mencionar que el uso de análogos no está limitado a una misma área geográfica o edad, aunque las consideraciones de uso quedan sujetas a criterio de los evaluadores (SPE-PRMS, 2007).

Un parámetro análogo utilizado para la estimación de la producción de hidrocarburos en un país o región es el denominado índice de desempeño en producción (IP) (Ocampo, 2015), el cual estará dado por la relación de la producción en millones de barriles diarios (mmbd) y las reservas probadas (1P) en millones de barriles (mmb), de acuerdo a la ecuación:

$$IP \frac{mmbd}{1000 mmb} = \frac{Producción mmbd}{1P mmb/1000}$$

El índice de producción únicamente considera las reservas probadas de hidrocarburos y la producción, lo que permite la comparación de casos de producción en los que se implementan métodos de recuperación secundaria o terciaria y/o la aplicación de alta tecnología. La factibilidad del método facilita el análisis de escenarios extremos en alta o baja producción, y permite establecer límites superiores e inferiores de producción.

2.4.4 Precios

El factor económico a la es una de los principales condicionantes de certificación y producción de hidrocarburos. El factor económico comprende costos y precios de producción en el mercado, condiciones generales de mercado, infraestructura, transportación, procesamiento y régimen fiscal (SPE-PRMS, 2007).

De acuerdo al Banco de México (2011) el método para conocer la variación en el tiempo de los precios en el mercado del petróleo es el Índice de Precio al Consumidor (IPC), lo cual permite llevar a valor presente los precios para facilitar su comparación, para ello se utiliza la fórmula:

$$Va = Pi \frac{IPC Actual}{IPC Inicial}$$

Donde Va es el precio actual, Pi es el precio durante el año en mención, IPC Actual es el índice de precio al consumidor actual e IPC Inicial es el índice de precio al consumidor del año en mención.

Dado que el precio de los hidrocarburos se cotiza en dólares, el IPC utilizado debe ser el de los Estados Unidos de América (Rojas, 2016). Los IPC empleados para el presente trabajo fueron extraídos de la página web US Inflation Calculator (<http://www.usinflationcalculator.com/>).

Capítulo 3. Los hidrocarburos en México

La riqueza, desarrollo, estabilidad económica y social de un país se basa principalmente en la disponibilidad y uso de sus recursos naturales y energéticos. Con la finalidad de tener una perspectiva nacional y global de los hidrocarburos, en este capítulo se analizará el papel de los recursos petrolíferos mexicanos en el presupuesto federal, la matriz energética y la seguridad energética.

3.1 La renta petrolera

En términos financieros la pregunta fundamental es ¿Cuánto aporta a la economía mexicana el Petróleo?

De acuerdo a información del Banco Mundial (2016) en 2014, solo el 5% del Producto Interno Bruto (PIB) derivó de la renta petrolera (la diferencia entre el valor de la producción de petróleo crudo a precios mundiales y los costos totales de producción). En el ranking mundial México ocupó el lugar 31 entre los países con mayores ingresos procedentes de la renta petrolera. El promedio de ingresos de la renta petrolera respecto al PIB de 1970 a 2014 fue del 6.3%, y alcanzó su auge en los años 80's cuando aportó hasta el 18% (Figura 4).

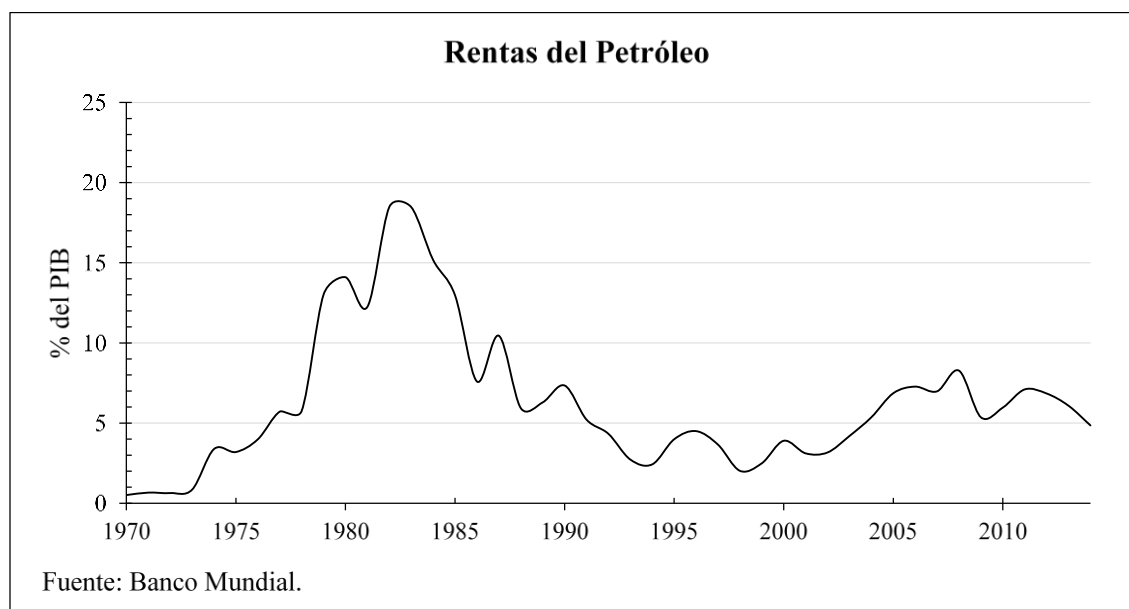


Figura 4. Porcentaje del Producto Interno Bruto (PIB) correspondiente a la renta Petrolera de 1970 a 2014.

En relación con los ingresos del Sector Público, los hidrocarburos toman un papel de mayor relevancia en la economía nacional, debido a que en las últimas tres décadas (1986-2014) han aportado en promedio el 32% de los ingresos, alcanzando un máximo de 44% en 2008 y cayendo en 2015 a 13% (Figura 5). Los altos ingresos alcanzados en 2008 se deben a la alza en los precios del crudo que contrarrestó la caída en las exportaciones de petróleo. En 2015 la caída en los ingresos federales por hidrocarburos fue efecto del desplome de los precios en el mercado del crudo y el decremento de la producción nacional.

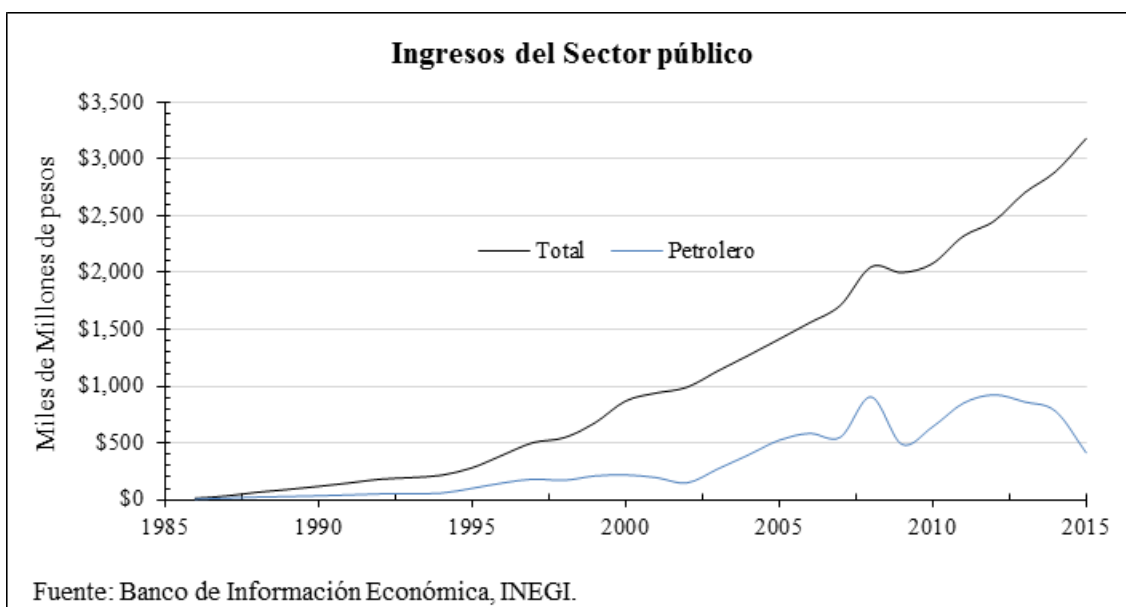


Figura 5. Ingresos Totales del Sector Público e Ingreso Petrolero, de 1986 a 2015.

3.2 Matriz Energética

México posee una estructura de generación de energía primaria dominada por los hidrocarburos que representan un 87% del total (incluye petróleo crudo, condensados y gas natural). A nivel mundial los hidrocarburos representan el 52% de la producción de la energía primaria (Figura 6).

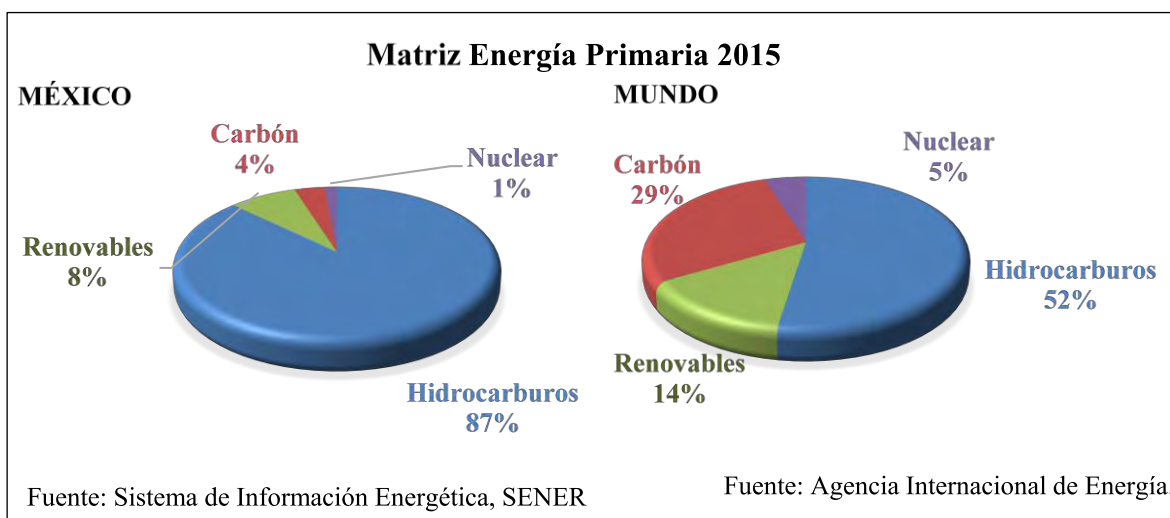


Figura 6. Matriz Energética Primaria a 2015 de México y el Mundo.

Durante las últimas tres décadas en México no se han realizado cambios sustanciales para modificar la matriz energética basada en los hidrocarburos (Figura 7); en cambio en los países

más desarrollados, y más recientemente en China, se impulsado la transición energética que busca la diversificación de la matriz energética para volverla menos dependiente de los recursos fósiles.

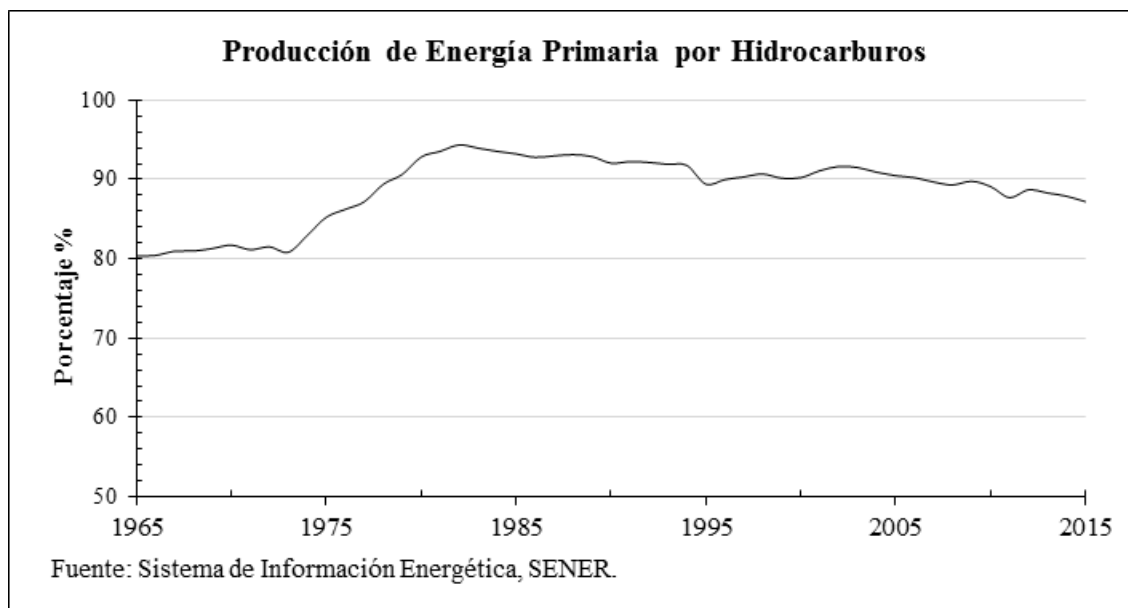


Figura 7. Porcentaje de la Energía Primaria producida a partir de los Hidrocarburos en México de 1965 a 2015.

La transición energética es el resultado de la concientización sobre cuestiones como: disponibilidad y demanda de los recursos; costo energético y económico de producción energética; repercusiones ambientales del uso y aprovechamiento de las fuentes de energía; seguridad energética y cambios tecnológicos (CNUCYD, 2010).

Resulta importante señalar que en la década de los 70's en el mundo comenzó la preocupación por la disponibilidad y suministro de los recursos fósiles a raíz de las crisis petroleras de 1973 y 1979, que llevo a las primeras acciones de diversificación de la matriz energética (Dirmoser, 2007). Sin embargo, es precisamente a finales de los años 70's que México descubre sus mayores reservas de hidrocarburos y en consecuencia se incrementó la dependencia energética a los combustibles fósiles, sin promover la diversificación energética en las décadas siguientes (figura 7). Por lo tanto la diferencia en la matriz energética de México respecto a los países desarrollados se debe a un retraso de cuatro décadas de trabajo, avances y políticas de diversificación.

3.3 Seguridad Energética

La fuentes de energía han sido el punto principal en la relación política, económica y militar entre diversos países; dicha relación no siempre ha llevado a resultados positivos o en pro de la humanidad (Dirmoser, 2007).

Como consecuencia del dinamismo energético y geopolítico surge en tiempos modernos el término Seguridad Nacional, que puede ser definido como la autosuficiencia o capacidad de satisfacer la demanda energética de un país (Dorantes, 2008)

En términos de Seguridad Energética la interrogante principal es ¿Es México autosuficiente en materia Energética? Recordemos dos puntos analizados en apartados anteriores: 1) México exporta crudo y obtiene un importante porcentaje de los ingresos nacionales. 2) La generación de energía está fundamentada en los combustibles fósiles, entre los cuales el 25% proviene del gas natural.

De acuerdo a información de la SENER la demanda de gas seco de 1993 a 2015 se ha incrementado a una tasa anual del 2%; lo preocupante en materia de Seguridad Energética es que el país, a partir de finales de siglo pasado, ha perdido su autosuficiencia y que en un lapso de menos de dos décadas ha llegado a que importar el 47% del gas seco que requiere (Figura 8).

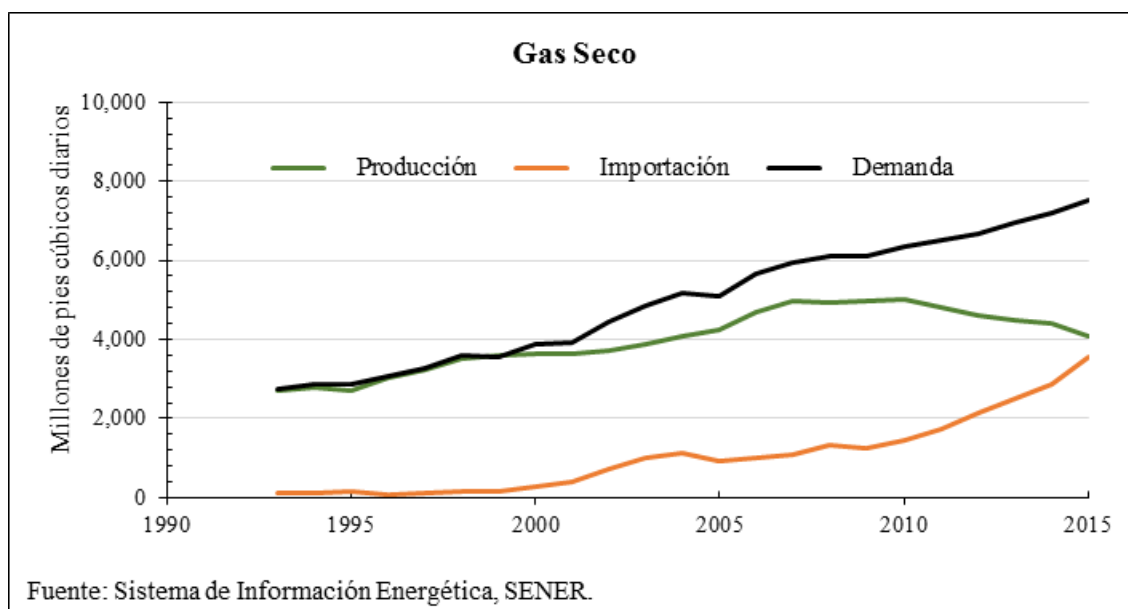


Figura 8. Demanda, Producción e Importación de Gas Seco en México de 1993 a 2015.

3.4 Desarrollo de la Industria Petrolera en México

Por ser los hidrocarburos la base energética, económica y política de México, es imprescindible analizar la evolución histórica de la industria petrolera, con la finalidad de ubicar la situación actual y vislumbrar el futuro.

Etapas de la Industria Petrolera en México

La historia de la exploración y explotación de hidrocarburos en México abarca tres siglos (XIX, XX y XXI) ya que la industria petrolera en México tiene alrededor de 150 años. Con el objetivo de facilitar el análisis y comprender e identificar las diferentes etapas que ha tenido la industria, los trabajos petroleros fueron clasificados y analizados en siete periodos principales, donde cada uno de ellos se caracteriza por diferentes eventos políticos, económicos, tecnológicos, estratégicos de exploración y desarrollo.

- Periodo I: Nacimiento de la Industria Petrolera (1869 -1937).
- Periodo II, Nacionalización de la Industria (1938 a 1958).
- Periodo III: Inicio de la exploración Marina (1959 - 1976)

- Periodo IV: Los grandes descubrimientos (1977 a 1996)
- Periodo V: Declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997 a 2004)
- Periodo VI: Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética (2005 a 2015).

3.4.1 Periodo I: Nacimiento de la Industria Petrolera (1869-1937)

A nivel mundial se considera que la industria petrolera moderna tiene su nacimiento con la perforación del primer pozo petrolero, realizado por el coronel Edwin L. Drake en 1859 en Pennsylvania, Estados Unidos. En los años subsecuentes la demanda de petróleo arrastraría a investigadores alemanes, estadounidenses e ingleses a realizar exploraciones geológicas con objetivos petroleros en otros países, entre ellos México (Barbosa, 2000).

Aunque hay registros antiguos de uso de hidrocarburos que datan de épocas prehispánicas, es hasta mediados del siglo XIX que se tienen los primeros reportes de exploración, aprovechamiento industrial y comercial de los hidrocarburos en México (Meneses, 1990).

En el año de 1863, Ángel Sainz Trápaga efectuó la primer operación comercial internacional de petróleo mexicano, al exportar 10 barriles de crudo a Estados Unidos (Álvarez, 2006); para el año de 1864 Ildefonso López solicitó una de las primeras concesiones (modelo de permiso, para explotar comercialmente yacimientos de San José de la Rusias y de Chapopote en el Estado de Tamaulipas.

La industria petrolera moderna llegó a México en 1868 con el primer equipo de perforación, y en 1869 Adolfo Autrey perforó a una profundidad de 28 metros (m) el primer pozo petrolero, ubicado en el cerro de Furbero en Papantla, Veracruz (Benavides, 1956; Ibarra, 2003).

Con antecedentes de chapopoterías en la región de Tampico-Misantla en 1901 se inicia la perforación de pozos y se documenta el primer campo petrolero, denominado Ébano, en el Estado de San Luis Potosí. Sin embargo, es hasta el año de 1904 que se obtienen resultados comerciales en la producción de crudo, con la perforación del pozo La Pez-1 a la profundidad de 502.29 m y una producción inicial de crudo de 500 barriles diarios (Benavides, 1956).

En 1921 la industria petrolera en México alcanza el cenit de la producción de la primera etapa de exploración realizada en el país. En los años subsecuentes los principales campos productores de crudo inician su declinación, disminuyendo la producción e incrementando la producción de gas. Las compañías petroleras extranjeras y los trabajadores entran en conflicto laboral, las actividades de la industria disminuyen y la tensión laboral se incrementa (Álvarez, 2006).

3.4.2 Periodo II: Nacionalización de la Industria (1938 a 1958).

La caída de la producción nacional por declinación de algunos campos, la baja en los precios del crudo, reformas constitucionales, gravámenes fiscales, y una serie de conflictos laborales culminan en 1938 con la expropiación de la industria petrolera y la creación de Petróleos Mexicanos como compañía paraestatal y única operadora petrolera en México (DOF, 1938a, 1938b, 1938c). La tensión por una segunda guerra mundial, el descubrimiento en Venezuela de yacimientos de menor costo y el agotamiento de los campos petroleros, facilitó la retirada

de las compañías petroleras extranjeras sin generar conflictos bélicos internacionales (Álvarez, 2006).

El periodo de nacionalización, con el desarrollo de Pemex, tiene un hito tecnológico en el año 1958, con la instalación de la primer plataforma marina de perforación frente a la Barra de Santa Ana, en la costa del Estado de Tabasco (Acuña, 1991).

3.4.3 Periodo III: Inicio de la exploración marina (1959 a 1976).

Este periodo inicia en 1959 con la perforación y terminación del primer pozo marino de aguas someras, ubicado en la Provincia Salina del Istmo en el campo Santa Ana, cuyos tirantes de agua varían de 7 a 30 m. Con este hecho Pemex incursiona formalmente la exploración marina en el Golfo de México. La culminación de este Periodo se da en el año 1976, cuando inicia el descubrimiento de los campos marinos supergigantes en la Cuenca del Sureste.

3.4.4 Periodo IV: Los grandes descubrimientos (1977 a 1996)

Este periodo inicia con la perforación y terminación del pozo Cantarell-1 del campo Akal, principal campo del complejo Cantarell. El Periodo IV se caracteriza por el descubrimiento de otros campos marinos súper gigantes y grandes, tales como Maloob, Ku, Zaap.

Se establece como fin del periodo 1996 por qué en dicho año se implementa el Proyecto Estratégico de Explotación, Modernización y Optimización de Cantarell (PEEMOC), con el objetivo de inyectar Nitrógeno para mantener la presión del yacimiento, e intensificar la perforación para incrementar del número de pozos productores, marcando una segunda fase en la explotación los principales campos productores de México (Lozada, 2015). Este cuarto periodo se caracteriza por obtener los resultados más exitosos de la historia petrolera nacional en cuanto a volumen de hidrocarburos descubierto.

3.4.5 Periodo V: Declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997 a 2004).

Este periodo se define por la intensificación de los trabajos petroleros, principalmente enfocados a la explotación acelerada de los grandes yacimientos marinos por el PEEMOC. Como resultado se incrementó la producción nacional de crudo alcanzando el pico máximo de producción en 2004, con una producción total de 3,383 Miles de barriles diarios (mbd).

3.4.6 Periodo VI: Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética (2005 a 2015).

Este periodo se caracteriza por la el inicio de la declinación en la producción petrolera, tras haber alcanzado el cenit de producción en 2004. A raíz de la caída de la producción se discuten varias propuestas de reformas a la leyes que regulan la producción de hidrocarburos que eventualmente desembocan en la Reforma Energética de 2013, en la cual se expide la Ley de Hidrocarburos (DOF, 2013). Con esta ley PEMEX deja de ser una compañía paraestatal a una “empresa productiva del estado” y se permite a otras compañías, tanto extranjeras como nacionales, la exploración y extracción de hidrocarburos.

La implementación de la Reforma inicia en 2014 con la Ronda Cero, donde se otorga a PEMEX el 82% de las reservas 2P y el 31% de los recursos prospectivos del país. Posteriormente se licitaron los primeros bloques a compañías privadas (DOF, 2014) y en

2015 se emiten los resultados (DOF, 2015). Con ello se pone fin a un periodo en la historia de la industria petrolera mexicana.

Las descripciones y análisis de los indicadores petroleros de los siguientes capítulos se realizarán con base en estos periodos históricos.

3.5 Producción Nacional de Hidrocarburos

El primer análisis de la industria petrolera se realiza a partir de su principal indicador: la producción, la cual es el reflejo del éxito exploratorio y comercial.

La producción de hidrocarburos de México ha variado a lo largo de la historia. A principios de la década de los 80's México apareció en el panorama internacional con una creciente producción de hidrocarburos, aportando hasta el 5.2% de la producción mundial de crudo y el 2% de gas, producción que posicionó al país como el 5° productor de crudo y 8° productor de gas del mundo. British Petroleum (BP) en 2016 presenta las estadísticas de 50 países petroleros, dónde se sitúa a México como el 11° productor de petróleo, lo que representa un aporte de 2.9% a la producción mundial, y el 16° lugar en producción de gas, correspondiente al 1.5% (BP, 2016) del total mundial, tabla 1.

Tabla 1. Clasificación mundial de los principales productores de Crudo y Gas a 2016

Posición	País	Crudo* (Mbd)	Posición	País	Gas Natural # (Mmmpcd)
1	Estados Unidos de América	12,704	1	Estados Unidos de América	74.2
2	Arabia Saudita	12,014	2	Rusia	55.5
3	Rusia	10,980	3	Irán	18.6
4	Canadá	4,385	4	Qatar	17.6
5	China	4,309	5	Canadá	15.8
6	Irak	4,031	6	China	13.3
7	Irán	3,920	7	Noruega	11.3
8	Emiratos Árabes Unidos	3,902	8	Arabia Saudita	10.3
9	Kuwait	3,096	9	Argelia	8
10	Venezuela	2,626	10	Indonesia	7.3
11	México	2,588	16	México	5.1

* Incluye Líquidos del Gas Natural.

#No incluye Nitrógeno.

Tabla 1. Clasificación mundial de los principales productores de Crudo y Gas a 2016. Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2016)

En estudios económicos y técnicos, habitualmente se analizan las estadísticas de crudo y gas en conjunto, bajo el concepto de petróleo crudo equivalente (PCE) México la industria del crudo y gas no poseen un mismo punto de partida, y presentan diferente evolución de exploración, explotación y aprovechamiento, por lo cual se analizará la producción y su evolución por separado.

3.5.1 Producción Histórica de Crudo

El comportamiento de la plataforma de producción de crudo a nivel nacional, guarda una estricta relación con los cambios y avances en la industria petrolera. Los acontecimientos políticos, económicos y tecnológicos son reflejados en la curva de producción.

La gráfica de la figura 9, muestra el comportamiento de la curva de producción de crudo de 1901 a 2015, dividido en los seis periodos que han caracterizado la industria petrolera en México, junto con algunos acontecimientos notables.

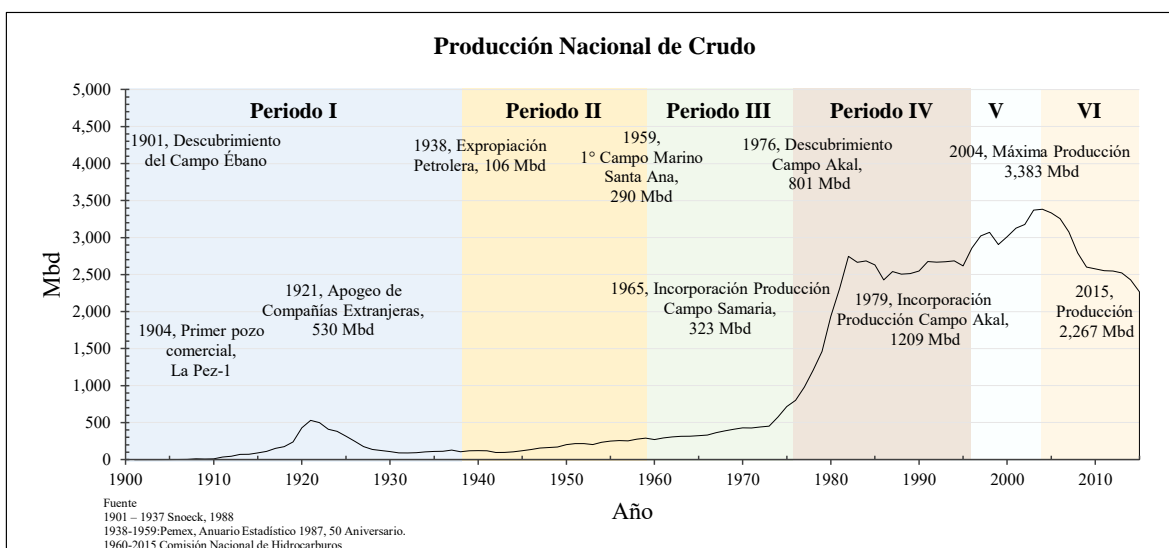


Figura 9. Producción Nacional de Crudo de 1901 a 2015.

- **Periodo I**, Nacimiento de la industria Petrolera (1869 -1937).

A pesar que el aprovechamiento, uso y desarrollo industrial de la industria petrolera en México data de a finales del siglo XIX, es hasta el año 1901 cuando se inician los registros estadísticos de la producción (Barbosa, 2000).

En 1901 se realiza el descubrimiento del primer campo petrolero en México, Campo Ébano, en dicho año se producen 3 mil barriles diarios (mbd) de crudo. El apogeo de la producción en este periodo llega para 1921, donde la producción alcanza 530 mbd, la tasa de crecimiento anual en dicho periodo es del 59%.

La caída en la producción a partir de 1922 se debió al agotamiento de los pozos más productivos, como consecuencia de un explotación intensiva en un tiempo breve, y al fracaso de las actividades de exploración para encontrar nuevos yacimientos (Snoeck, 1988). De 1921 a 1938 la caída en la tasa de producción es de 9% anual y da como resultado una producción de 106 Mmbd al final del periodo.

- **Periodo II**, Nacionalización de la Industria (1938 a 1958).

Durante estos 20 años, Petróleos Mexicanos tomaba control de los trabajos petroleros en el país. A un año de su fundación en 1939 se alcanzó una producción de 290 mbd y el

crecimiento en la producción fue a un ritmo del 4% anual, alcanzando al final del periodo una producción de 276 mbd.

- **Periodo III**, Inicio de la exploración Marina (1959 a 1976).

El periodo inicia con una producción de 290 mbd y culmina con una producción de 801 mbd en 1976, lo que significa un crecimiento promedio de 6% anual. En el Periodo III se destaca la aportación de producción de crudo de la Provincia Cuencas del Sureste y la incorporación a la producción de grandes campos descubiertos en el Periodo II, por ejemplo el campo Samaria, descubierto en 1957 y puesto en producción en 1965. Samaria es el primer productor nacional para 1976, aportando 240 mbd equivalente al 30% de la producción nacional de crudo.

- **Periodo IV**, Los grandes descubrimientos (1977 a 1996).

Este periodo catapultó a México como uno de los principales productores y poseedores de reservas de crudo a nivel mundial, gracias a los grandes descubrimientos en el complejo Cantarell. El periodo inicia con una producción de 981 mbd en 1977 y para 1980 la producción aumenta a 1,209 mbd. Este incremento se debe al desarrollo de campos como Samaria, Cunduacán, Oxiacaque, Sitio Grande e Íride.

En el año de 1979 se pone en producción Akal, con una producción inicial de 60 mbd equivalente al 4% de la producción nacional, siendo ese año el 6° campo con mayor producción en México. Para dicho año a nivel nacional se produjo 1,461 mbd. Para el año 1980 Akal se convierte en el principal campo productor de crudo, aportando el 30% de la producción nacional (total de 1,936 mbd).

El crecimiento de la producción de crudo fue constante desde 1977 a 1982, cuando se alcanzó una producción de 2,746 mbd. Para esa época se habían incorporado a la producción nacional otros campos grandes como Nohoch, Pol, Ku y Abkatún. La tasa de crecimiento promedio de la producción en estos seis años fue del 19% anual.

La producción nacional en los siguientes tres años, de 1983 a 1986, comenzó a decrecer a un ritmo del 2% anual, hasta llegar a una producción de 2,428 mbd. Para la parte final del Periodo IV la producción de crudo se recuperó a una tasa anual del 1%, llegando en 1996 a una producción máxima de 2,858 mbd. A final del periodo el 63% de la producción procedía principalmente de seis campos: Akal, Abkatún, Ku, Caan, Chuc y Pol. En términos generales en el Periodo IV, tuvo un crecimiento promedio de producción del 5%.

- **Periodo V**, Declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997 a 2004).

La implementación de recuperación secundaria en Cantarell por medio del PEEMOC resulta en una producción acelerada del petróleo. Este periodo inicia con una producción en 1997 de

3,022 mbd y alcanza en 2004 la producción máxima histórica de 3,383 mbd, durante este periodo hubo un crecimiento promedio en la tasa de producción de 1% anual.

- **Periodo VI**, Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética (2005 a 2015).

Durante el Periodo VI, se registra una caída en la producción de una tasa anual del 3%, registrando en 2015 una producción de 2,267 mbd. Durante este periodo los principales campos productores son Maloob, Zaap, Ku, Akal, Xanab, Tsimín y Xux, que aportan el 51% de la producción nacional.

3.5.2 Producción Histórica de Gas

La historia de la producción de gas en México ha sido distinta al desarrollo de la producción de crudo. A diferencia del crudo que tuvo un aprovechamiento desde tiempos prehispánicos y a principios del siglo XX fue utilizado con fines industriales y comerciales, el gas natural demoró su aprovechamiento por algunas décadas (García, 1961).

La producción de gas en México se vio retrasada porque el objetivo principal de la industria petrolera fue el crudo, aunado a la falta de infraestructura para producción de gas, lo cual fomentaba la quema o venteó indiscriminados del recurso (Snoeck, 1989).

El establecimiento de impuestos por desperdicio de gas y el desarrollo de refinerías en México impulsaron el aprovechamiento de gas para la década de los 20's (Bullard, 1968). La infraestructura para la producción de gas en México data de 1927, cuando la compañía La Huasteca Petroleum construye el primer gasoducto de Cerro Azul a Mata Redonda, Veracruz. Sin embargo, el primer gasoducto importante fue el Roma, que conecta Texas a Monterrey, construido en 1928 y puesto en funcionamiento en 1931 (Flores, 2015). El objetivo del gasoducto Roma, Texas-Monterrey, fue el aprovechamiento de la producción de gas de los campos La Presa, Lajitas y Rancherías, ubicados en la cuenca de Burgos. El gasoducto era propiedad de la compañía Mexicana de Gas y tenía capacidad para transportar 30 Millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd); no obstante, trabajó a menos del 50% de su capacidad durante sus primeros años de funcionamiento (Bullard, 1968).

En 1943, una serie de sucesos marcan el desarrollo de la industria del gas: a) se inicia la construcción de una plata de absorción para aprovechamiento del gas del campo Poza Rica; b) se inició una campaña de explotación de gas en el país; c) el número de campos descubiertos productores de gas en el norte del país se incrementó; y d) la demanda nacional asciende (García, 1961). 1945 es el punto cúspide en los descubrimientos gasíferos con el descubrimiento del campo Misión en la Cuenca de Burgos, y marca la apertura a la explotación de gas. Pocos años después el gas sería aprovechado para reinyección al campo petrolero de Poza Rica (Márquez, 1989).

A pesar de la marcada diferencia en el desarrollo de la industria del crudo y del gas en México, en el presente trabajo se analizan bajo la misma clasificación de periodos históricos propuestos en apartado 3.4 (Figura 10).

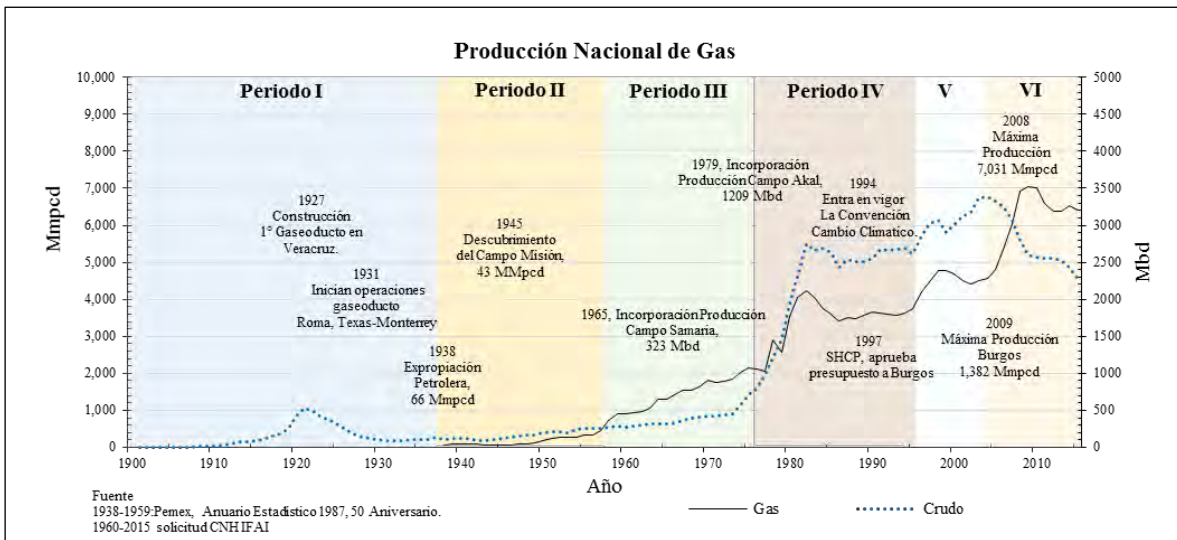


Figura 10. Producción Nacional de Gas de 1901 a 2015.

- **Periodo I, Nacimiento de la industria Petrolera (1869 -1937).**

Durante este periodo la industria del gas en México aún se encuentra en gestación. La producción gasífera proviene de refinerías de compañías extranjeras, se construyen los primeros gasoductos y se promueven políticas de aprovechamiento.

Los registros de producción y consumo de gas en México se dan paralelamente al periodo de declive de la producción de crudo a partir de 1922. Los primeros datos de producción de gas en México conciernen a las refinerías de las compañías El Águila, La Huasteca Petroleum, Mexican Gulf Oil y Penn Mex, las cuales para 1925 registran por una producción total de 1,426 pies cúbicos diarios (Bullard, 1968).

Tras la construcción de los primeros gasoductos, Cerro Azul-Mata Redonda y Roma, así como la producción de gas en las refinerías (como sub-producto de la refinación), México continúa sin aprovechar los recursos gasíferos y produce en promedio sólo el 25% del gas que se consume a nivel nacional, por lo que en 1932 el gobierno impulsa la producción y consumo de gas nacional exentándolo de algunos impuestos (Uthhoff, 2010).

El control estadístico de la producción de gas durante este periodo resulta precario y disperso. Sin embargo, tras la expropiación petrolera de 1938 y el establecimiento de PEMEX como único operador y productor de hidrocarburos, el registro de la producción fue concentrado, manejado y resguardado por la paraestatal. Para dicho año se reporta una producción de 66 Millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd).

- **Periodo II, Nacionalización de la Industria (1938 a 1958).**

Durante este Periodo la Paraestatal toma el control de los hidrocarburos, la producción de crudo se incrementa, y por ende la producción de gas, con una tasa de crecimiento anual del 5%.

Los primeros 7 años de este periodo, de 1939 a 1944, fueron inestables; la producción de gas descendió a una tasa del 7% anual, hasta llegar a una producción de 40 Mmpcd para 1944.

En 1945 se descubre en la Cuenca de Burgos el campo Misión, el cual se pone en producción en 1946, logrando alcanzar una producción nacional de 49 Mmpcd. Durante el último lustro de los años 40's las acciones encaminadas al aprovechamiento del gas surten efecto y la producción de gas se incrementa paulatinamente. Sin embargo, la producción se enfoca principalmente al autoabastecimiento de combustible de PEMEX (Márquez & Prieto, 1989). La Paraestatal representaba un productor de autoconsumo, por ello la industria nacional importaba gas combustible, la demanda creció exponencialmente de 5,304 Mmpcd en 1938 a 62,124 Mmpcd en 1950, volumen que se importaba en su totalidad (Baptista, 1962).

La principal acción que fortaleció el desarrollo de la industria del gas fue la construcción de infraestructura de aprovechamiento, principalmente ductos. En 1940 existía una red de 1,509 km, la cual para 1950 fue ampliada a 2,511 km (Flores, 1994)

La nueva infraestructura y la creciente producción de gas hicieron que para 1955 México alcanzara una producción de 105 Mmpcd. Esta creciente producción pudo reducir las importaciones un 13%, dando la oportunidad a PEMEX de participar en el mercado internacional de gas con pequeñas exportaciones de 18 Miles de pies cúbicos diarios (Mpcd) de gas (Baptista, 1962).

- **Periodo III**, Inicio de la exploración marina (1959 a 1976).

En este periodo la producción de gas crece a una tasa del 7% anual y las líneas de ductos pasan de 6,825 km en 1960 a 10,574 km en 1970 (Baptista, 1962).

La producción de gas en 1964 alcanza los 2,002 Mmpcd, de la cual se exportan 151 Mmpcd (INEGI, 2015). Durante los dos primeros periodos de la historia de producción de gas en México el recurso provenía principalmente de yacimientos de gas no asociado, es decir, campos que producían únicamente gas. Durante el Periodo III comienza la etapa de producción de campos de gas asociado, es decir, aquellos campos productores de crudo y gas. La producción de gas no asociado decreció a una tasa anual del 2% y la producción de yacimientos de gas asociado creció 3%. El gas asociado incrementó su participación en la producción nacional de gas del 34% en 1960 a 51% en 1976.

Durante los primeros tres periodos de la industria petrolera en México, el aprovechamiento de gas no fue un objetivo primordial, prueba de ello ofrecen las Memorias de Labores de Pemex, donde se documenta que en promedio un 23% de gas producido no era aprovechado, volumen correspondiente a 400 Mmpcd, tal como se muestra en la gráfica de la figura 11.

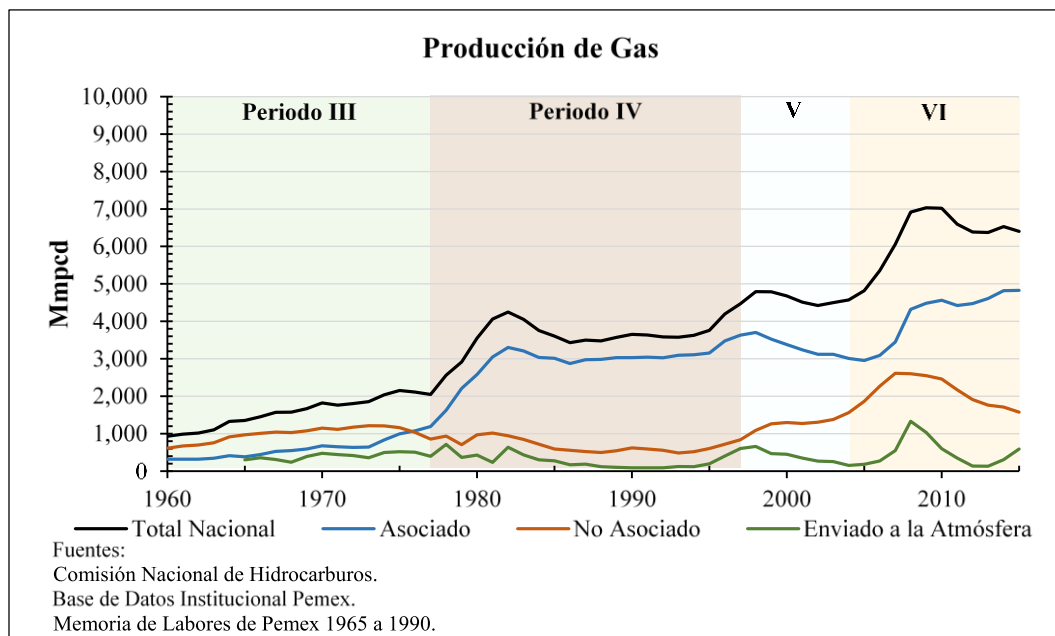


Figura 11. Balance de Gas, Producción Nacional de Gas, Producción Asociado, Producción No asociado y Volumen de gas enviado a la Atmósfera, datos de 1960 a 2015.

- **Periodo IV.** Los grandes descubrimientos (1977 a 1996).

Este periodo fue de bonanza no solo para la producción de crudo sino también para la industria del gas. La producción nacional de gas se duplicó durante los primeros 5 años de este periodo: en 1977 se reportó una producción de 2,046 Mmpcd y en 1982 produjo 4,246 Mmpcd.

El ritmo creciente de producción de gas no logró mantenerse y comenzó a declinar un ritmo del 4% anual, registrando 3,431 Mmpcd en 1986. En los 7 años siguientes la producción de gas se mantuvo relativamente estable, logrando incrementarse hasta finales del periodo alcanzando 4,195 Mmpcd en 1996.

Es importante destacar que el incremento en la plataforma de producción de gas de este periodo, que fue de 4% anual, tiene su origen en los yacimientos de gas no asociado, los cuales llegan a aportar hasta el 86% de la producción de gas.

Durante el periodo IV a principios de los 90s varias organizaciones mundiales y en particular las Naciones Unidas discuten e implementan acciones para afrontar los problemas del cambio climático. A raíz de esto, a partir de 1990 México inicia el monitoreo e inventario de emisión de gases de efecto invernadero (IMP, 2012). Al inicio del periodo, en 1977, se enviaban a la atmósfera 364 Mmpcd, correspondientes al 12% de la producción nacional de gas, para 1990 se logró reducir a 87 Mmpcd, correspondiente al 3% de la producción. Sin embargo, a medida que declinaban los grandes yacimientos de crudo, la producción de gas asociado se incrementaba y la infraestructura existente no tenía la capacidad para aprovechar el gas. Para

1996 el volumen de gas enviado a la atmosfera alcanza el 10% de la producción nacional, equivalente a 403 Mmpcd.

- **Periodo V**, Declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997 a 2004).

Durante el Periodo V, en 1998, se registró un segundo pico en la plataforma de producción con 4,791 Mmpcd. La explotación y aprovechamiento de gas durante este periodo registró un incremento a una tasa anual del 0.3% en la producción nacional, pasando de 4,467 Mmpcd en 1997 a 4573 Mmpcd en 2004.

La política energética y ambiental implementada a finales del periodo IV tuvo impacto directo en la producción y aprovechamiento de gas. En 1997, la puesta en marcha del PEEMOC con la inyección de nitrógeno en los campos del complejo Cantarell, disparó la producción de gas asociado que alcanzó un máximo de 3,703 Mmpcd, correspondientes al 77% de la producción nacional de gas. Sin embargo, el volumen de gas enviado a la atmosfera aumenta a 600 Mmpcd, esto debido a la falta de infraestructura para aprovechamiento de gas (IMP, 2012)

En respuesta a la Convención del Cambio Climático, el Protocolo de Kioto y la preocupación por las emisiones de gas de efecto invernadero, en México se desarrollan políticas de aprovechamiento de gas en yacimientos de gas asociado y se crea el Programa Estratégico de Gas para incrementar la oferta y uso de gas (Silva, 2005).

Las nuevas políticas ambientales impactaron en la reducción de las emisiones de gas natural a la atmosfera logrando un mínimo de 153 Mmpcd en 2004. Se incrementó la actividad en la exploración y explotación de yacimientos de gas no asociado, presentando un crecimiento durante el periodo de 8.1% y logrando una producción de 1,563 Mmpcd en 2004 equivalente al 34% de la producción nacional de gas.

- **Periodo VI**, Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética 2005 a 2015

Las políticas de energéticas que impulsaron la exploración y extracción de gas en yacimientos no asociados lograron incrementar la producción a 2,613 Mmpcd, que corresponde a 43% de la producción total de 2007.

En el Periodo VI se presenta el pico máximo de la producción de crudo en 2004, como efecto de la declinación de los campos gigantes se incrementa la producción de gas asociado a una tasa anual de 7.9%. En 2009 se alcanza el cénit de la producción de gas, con 7,031 Mmpcd. Después de alcanzar el pico la producción declinó a una tasa de 1.9%, lo que corresponde a una producción 6,401 Mmpcd en 2015.

Es importante destacar que la declinación en la plataforma de gas es el efecto de la tasa de decrecimiento de los campos de gas no asociados, la cual corresponde a una tasa del 9.2% anual de 2009 a 2015. De hecho, en este periodo se reduce a un 25% la participación de este tipo de yacimientos en la producción nacional de gas.

La producción de gas asociado continua incrementado durante el periodo VI a una tasa del 4.6% anual, como resultado de estadio de maduración de los yacimientos de crudo.

Al incrementar la producción de gas también se incrementa el volumen de gas enviado a la atmosfera, en 2008 se emitió 1,334 Mmpcd, correspondientes al 20% de la producción.

Debido al incremento del volumen de gas desaprovechado y enviado a la atmosfera, la CNH a finales de 2009 emitió disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos México (DOF, 2009). En 2011, PEMEX se incorporó a la Alianza Mundial para la Reducción de la Quema de Gas. Gracias al desarrollo de infraestructura y la aplicación de las regulaciones internacionales y nacionales en 2013 se logró reducir a 130 Mmpcd el volumen de gas enviado a la atmósfera, correspondiente al 2% de la producción total de gas. No obstante se observa claramente en la gráfica de la figura 11 que a medida que se incrementa tasa la producción se incrementa también la cantidad de gas enviado a la atmosfera.

En los últimos cuatro periodos de la industria petrolera (Periodo III, IV, V y VI) se han presentado los mejores resultados en cuanto a producción de hidrocarburos, esto debido a que la industria ya se encontraba en completo desarrollo y los pasos subsecuentes involucraban la creación de planes estratégicos de exploración y extracción. Por la trascendencia de estas últimas etapas se realizará un análisis desde el punto de vista de Provincia Petrolera para ubicar geográfica y geológicamente los recursos en cuanto a su producción y potencial.

3.6 Reservas Nacionales de Hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos se consideran el indicador petrolero de mayor importancia, debido a que corresponde al volumen de hidrocarburos que puede ser producido. En la década de los 80's México aparece en el escenario mundial de los hidrocarburos debido al gran volumen de reservas incorporadas por el descubrimiento de campos marinos gigantes y súper gigantes. En 1980, México se posiciona como la 5ª nación con mayores reservas probadas de crudo, concentrando hasta el 8.2% de las reservas mundiales de crudo; dicho lugar lo mantuvo hasta 1983. En cuanto a gas en 1981 se poseía el 2.9% de las reservas probadas a nivel mundial, lo que significaba ser 6º país con mayor riqueza de gas. Hasta la primera mitad de la década de los 90's México se mantuvo entre los 10 países con mayor reserva de petróleo a nivel mundial (BP, 2016).

Es importante señalar que en 1996 Pemex estandariza el proceso de estimación y clasificación de reservas adoptando las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Congresses (WPC) y Securities and Exchange Commission (SEC) (PEMEX, 2002c). El impacto del volumen de crudo ya producido, la reevaluación de los

campos y las nuevas metodologías de clasificación, redujeron en un 54% las reservas probadas entre 1997 y 1998.

La declinación natural de los yacimientos y la baja tasa de incorporación de reservas llevan a México en 2016 a ocupar el lugar 18 y 35 en cuanto a volumen de reservas probadas de crudo y gas, respectivamente. Actualmente el país posee el 0.6% de las reservas de crudo y 0.2% de las reservas de gas del mundo (BP, 2016), tabla 2.

Tabla 2. Clasificación mundial de los principales países con reservas de Crudo y Gas a 2016

Posición	País	Crudo (Mmb)	Posición	País	Gas Natural (Mmmpe)
1	Venezuela	300,878	1	Irán	1,201,405
2	Arabia S.	266,578	2	Rusia	1,139,641
3	Canadá	172,195	3	Qatar	866,200
4	Irán	157,800	4	Turkmenistán	617,265
5	Irak	143,069	5	E.U.A.	368,704
6	Rusia	102,375	6	Arabia S.	294,000
7	Kuwait	101,500	7	Emiratos Árabes	215,102
8	Emiratos Árabes	97,800	8	Venezuela	198,368
9	E.U.A	54,962	9	Nigeria	180,493
10	Libia	48,363	10	Argelia	159,057
18	México	10,816	35	México	5.1

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2016

Tabla 2. Clasificación mundial de los principales países con reservas de Crudo y Gas a 2016

3.6.1 Reserva Histórica de Petróleo

En el presente apartado se abordará la evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente en México, con el objetivo de conocer la relación de las reservas de hidrocarburos con la producción y la inversión económica, para tener un panorama de la situación actual.

Históricamente las reservas totales de petróleo eran constituidas en promedio por un 70% de aceite y un 30% de gas natural. Los datos de reservas totales de PCE corresponden a la suma de reservas probadas, probables y posibles certificadas al 1 de enero del año.

México llega a su punto cúspide en reservas totales (suma de reservas probadas, probables y posibles) de petróleo crudo equivalente en el denominado Periodo IV, a finales de los 70's. En este periodo, con el descubrimiento de los campos marinos Akal, Abkatún, Ku y Maloob, las reservas totales de petróleo aumentaron 251%, pasaron de 16,002 a 40,184 mmbpce; dicho descubrimiento impactó naturalmente en la capacidad de producción, que en 1981 alcanza un total de 1,015 mmbpce (Figura 12).

Al ampliar el estudio y evaluación de los nuevos campos descubiertos, en 1982 México llega al máximo histórico de reservas totales de petróleo con 72,500 mmbpce. Es importante destacar que el comportamiento simétrico entre producción y reservas totales hasta el Periodo

IV, se debe a que los principales campos mantenían una producción primaria, es decir, sin apoyo de métodos de recuperación mejorada.

A mediados del Periodo IV las reservas de petróleo decayeron a una tasa promedio del 1.3%, lo que dio como resultado un volumen de reservas totales de 62,058 mmbpce para 1996. La declinación de las reservas totales, impactó la producción de crudo y gas, pasó de un primer máximo histórico en 1988 con 1,329 mmbpce, a 1,293 mmbpce en 1996. Con el desarrollo del PEEMOC se logró una recuperación e incrementó la producción, sin embargo, la caída en el volumen de reservas y se incrementó con tasa anual del 2.8%, por lo que a finales de 2004 se obtuvo un volumen de reservas totales de 48,041 mmbpce.

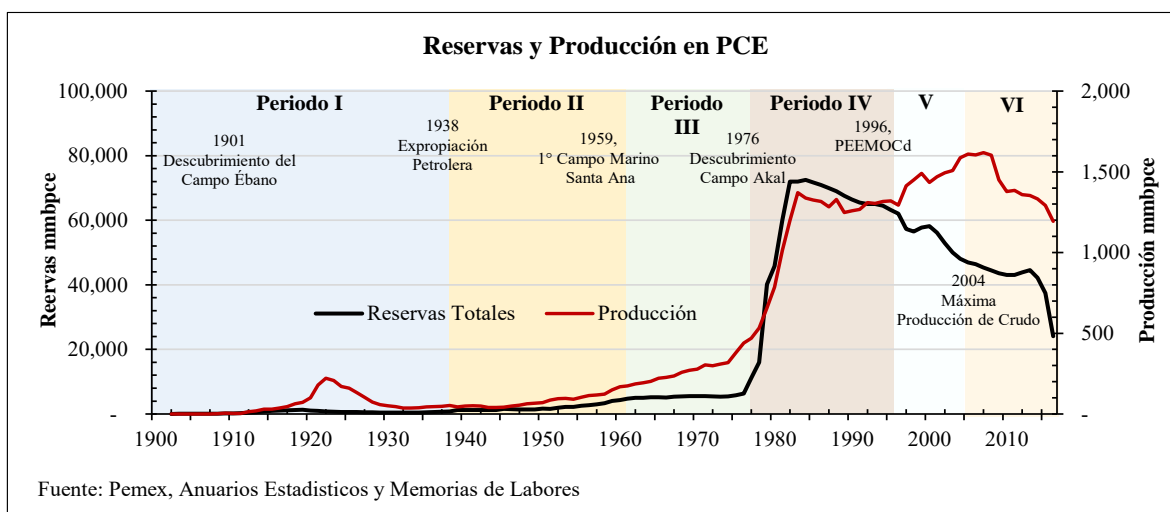


Figura 12 Clasificación mundial de los principales productores de Crudo y Gas a 2016

La caída en el volumen total de reservas de 1998 a 56,505 mmbpce, y la subsecuente recuperación en el año 2000 de 58,204 mmbpce, están altamente correlacionadas con la variación de hasta un 48% en los precios de la mezcla mexicana de petróleo (Figura 13). Los precios mencionados corresponden al promedio al 1 de enero del año en mención y llevados a precios del 2015 descontando la inflación (US\$/b a 2015).

La estabilidad en los precios del petróleo se traduce en una estabilidad relativa en el volumen de reservas totales. Se observa que el incremento drástico en los precios desacelera la declinación de las reservas y en ocasiones la revierte, debido a la alta sensibilidad de las reservas a los precios, principalmente en las reservas posibles (Figura 13).

En 2004, con el mercado estable y en crecimiento, México alcanza su pico máximo de producción de crudo: produce en total 1,587 mmbpce y certifica 48,041 mmbpce de reservas. Debido al incremento de producción de gas asociado por la declinación de los grandes yacimientos petroleros, la producción de pce continúa en crecimiento alcanzando su pico máximo en 2007 con 1,587 mmbpce. Este es un claro ejemplo de por qué se debe analizar la producción de crudo y gas por separado.

Para el 1 de enero 2010 se registró una caída abrupta del 34% del precio de la mezcla mexicana, cotizando en promedio a \$63 US\$/b a 2015 (Figura 13). El desplome de los precios del petróleo no impactó gravemente las reservas debido a que en dicho año se incorporan 1,774 mmbpce de reservas totales por descubrimientos, amortiguando la caída. Para dicho año se reportó un total de 43, 075 mmbpce (Pemex, 2010c).

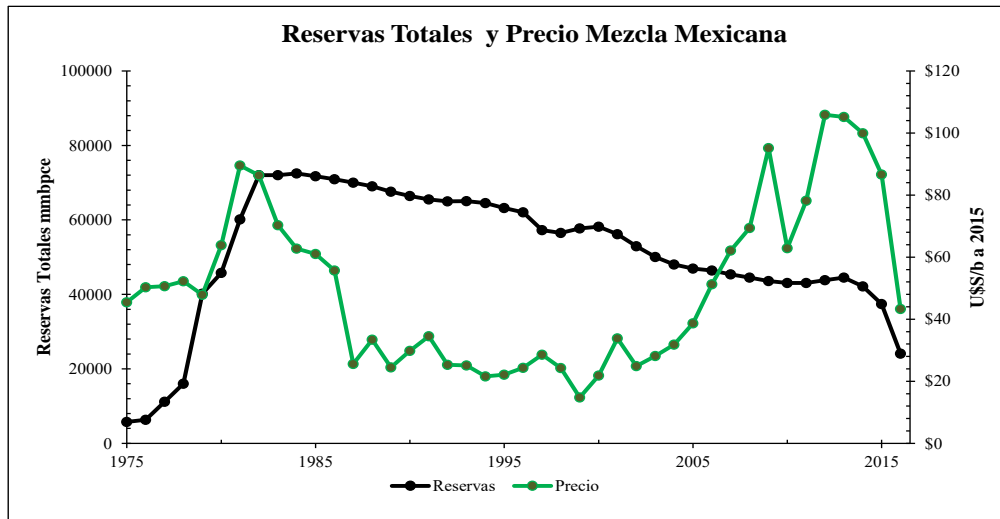


Figura 13. Evolución de las reservas tales de petróleo, y precio de la mezcla mexicana a precios de 2015. Datos al 1 de enero del año.

La posterior recuperación y drástico incremento en los precios del petróleo, a precios record por encima de los \$100 dólares, hicieron factibles proyectos de exploración en aguas profundas, lo que repercutió positivamente en la incorporación de reservas totales. Para 2013, con un precio de \$105 US\$/b a 2015, se logra incorporar 1,731 mmbpce, de los cuales 960 mmbpce se ubican en aguas profundas y son en su mayoría gas natural (Pemex, 2013c). En 2013 se alcanza un total de reservas de 44,540 mmbpce.

La declinación de la los precios del petróleo que empezó en la segunda mitad de 2014 impactó proporcionalmente en la declinación de las reservas. Para 2015 los precios cayeron en promedio 13% cotizando a \$87 US\$/b a 2015; en consecuencia las reservas totales declinan a 37,405 mmbpce, un decremento del 11% respecto al año anterior. El mayor impacto de los precios se manifiesta en 2016, con la caída de los precios del petróleo a \$43 US\$/b a 2015 y cuando las reservas declinan un 36% alcanzando un total de 24,074 mmbpce. Esto principalmente se debe a que las reservas posibles de los años anteriores dejan de ser económicamente viables, además de la reclasificación realizadas a algunos yacimientos.

Capítulo 4. Provincias Petroleras

Una Provincia Petrolera se define como área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se han identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos (PEP, 2013). En México se han identificado 12 Provincias Petroleras (Figura 14).

Por las características de producción y reservas de hidrocarburos el presente estudio se centrará únicamente en las Provincias Sureste, Burgos, Tampico Misantla, Veracruz, Golfo de México Profundo y Sabinas-Burro-Picachos. Profundizando únicamente en las Provincias Sureste y Burgos por ser las de mayor producción y reservas en cuanto a petróleo y gas no asociado, respectivamente.

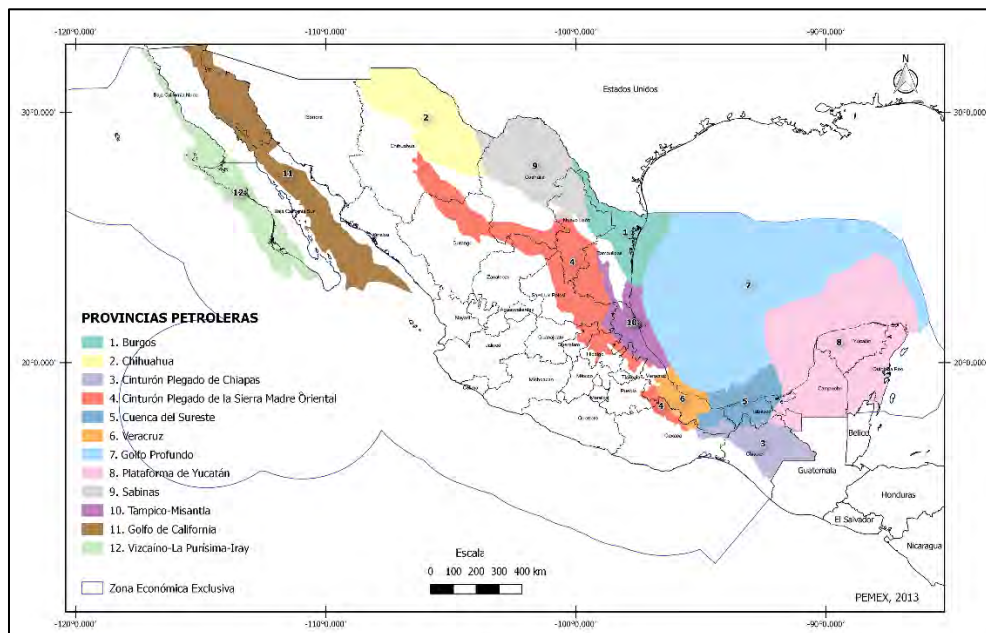


Figura 14. Mapa de Provincias Petroleras.

Burgos

La Provincia Petrolera Burgos se localiza en el noreste de México, en los Estados de Tamaulipas y Nuevo León, hasta la isobata 500 del Golfo de México, cubriendo una superficie aproximada de 110,000 km². La Provincia es la principal productora de gas no asociado y contiene los sistemas petroleros: Tithoniano- Cretácico-Paleógeno, Paleógeno-Paleógeno (PEP, 2013a).

Cuencas del Sureste

La Provincia petrolera Cuencas del Sureste se ubica en el sureste de México, en los Estados de Tabasco, Veracruz, Campeche, Norte de Chiapas y Golfo de México hasta la isobata 500 m. La Provincia petrolera está integrada por tres Provincias geológicas: Pilar Reforma Akal, Salina del Istmo y Macuspana.

Cuencas del Sureste es la principal Provincia productora de crudo y gas asociado; los sistemas petroleros conocidos de esta Provincia son: Oxfordiano-Oxfordiano, Tithoniano-Kimmeridgiano, Tithoniano-Cretácico y Tithoniano-Terciario, Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno y los sistemas hipotéticos Cretácico inferior-medio-superior (PEP, 2013c).

Veracruz

La Provincia de Veracruz se ubica en el oriente de México, en el Estado de Veracruz, parte Norte de Oaxaca y hasta aproximadamente a la isobata 200 del Golfo de México, comprende un área aproximada de 38000 km². Comprende dos sub Provincias: el Frente Tectónico Sepultado y la Cuenca Terciaria de Veracruz (Escalera, 2010).

En la Provincia se identifican cuatro sistemas petroleros principales: Cretácico Medio – Cretácico Medio-Superior, Tithoniano – Eoceno, Tithoniano–Neógeno y Mioceno – Mioceno/Plioceno (PEP, 2013d).

Golfo de México Profundo

La Provincias Petrolera Golfo de México Profundo se ubica en la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México hasta la isobata 500 m, con un área aproximada de 570,000 km². Comprende siete Provincias geológicas: Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, Salina del Istmo, Cinturón Plegado Catemaco, Escape de Campeche y Abisal del Golfo de México (Escalera, 2010).

La Provincia se encuentra en etapas iniciales de exploración ya que solo en 2004 iniciaron las primeras perforaciones (Barbosa, 2008). Hasta el momento se ha definido con potencial de aceite ligero para el área de Salina del Bravo y Cinturón Plegado Perdido, gas para área de Cordilleras Mexicanas y crudo pesado para Salina del Istmo. Se reconocen los sistema petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano y Cretácico-Paleógeno-Neógeno y los plays W4 Paleoceno Inferior Wilcox, W2 Paleoceno Superior Wilcox, W1A Eoceno Inferior Wilcox, Oligoceno, Mioceno Medio y Mioceno Superior (CNH, 2015).

Sabinas-Burro-Picachos

Esta Provincia se ubica en el noreste de México y abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León, con un área aproximada de 134,356 km². Comprende las Provincias geológicas de Sabinas y Burro-Picachos.

En la Provincia se conocen el sistemas petroleros Tithoniano - Oxfordiano-Kimmeridgiano-Cretácico Inferior, y se tiene como sistemas hipotéticos el Aptiano La Peña – Aptiano La Peña-Cupido, Turoniano Eagle Ford –Austin. (PEP, 2013b).

Tampico Misantla

La Cuenca Tampico-Misantla, se ubica en el oriente de México en los Estados de Tamaulipas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla hasta la isobata de 200 m del Golfo de México, comprende un área aproximada de 61,569 km².

Tampico-Misantla fue la primer Provincia explotada de manera industrial, siendo el sustento petrolero de México durante los primeros periodos de la industria (1900 a 1958). La Provincia se caracteriza por sus producción de crudo y gas, y se reconocen los siguientes Sistemas Petroleros: Jurásico Inferior-Medio – Jurásico Medio, Jurásico Superior – Jurásico

Kimmeridgiano, Jurásico Superior – Cretácico Inferior, Jurásico Superior – Cretácico Medio, Jurásico Superior – Cretácico Superior, Jurásico Superior – Paleoceno-Eoceno y Jurásico Superior – Neógeno (PEP, 2010a)

Las Provincias comparten una estratigrafía e historia geológica vinculadas a la apertura del Golfo de México. Esta se caracteriza por depósitos de lechos rojos y evaporíticos para el Jurásico Tardío; depósitos abundantes de lutitas y carbonatos ricos en materia orgánica para el Tithoniano; depósitos carbonatados de plataforma, rampa y arrecifales que predominan durante la transgresión marina del Cretácico; y un marcado cambio a sedimentación siliciclástica en facies de canales y abanicos de piso de cuenca para el Cenozoico (Padilla 2007; Galloway, 2008), como se muestra en las columnas de la figura 15.

Columnas geológicas de Provincias Petroleras

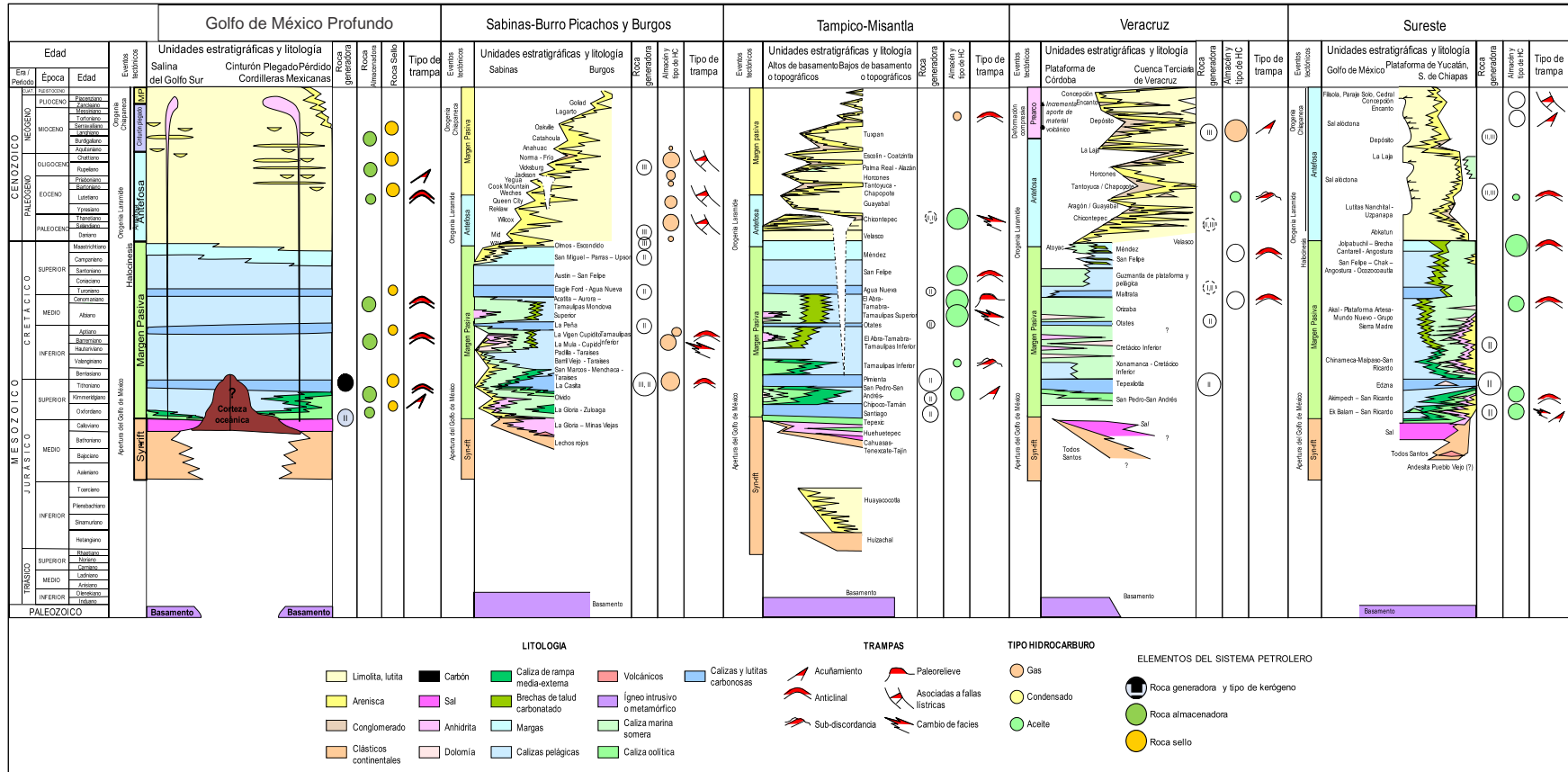


Figura 15. Columnas geológicas de las Provincias petrolera Golfo de México Profundo, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, tomada de Escalera, 2010.

4.1 Producción por Provincia Petrolera

Para realizar una discriminación geológica y geográfica del origen de la producción petrolera mexicana, se realizó un análisis histórico de la producción de hidrocarburos por Provincia Petrolera. El análisis estará concentrado en los cuatro últimos periodos de la industria:

- **Periodo III.** Incursión Marina (1959 a 1976).
- **Periodo IV.** Los grandes descubrimientos (1977 a 1996).
- **Periodo V.** Declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997 a 2004).
- **Periodo 6.** Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética (2005 a 2015).

Los periodos III, IV, V y VI son los en que se han presentado los mejores resultados en cuanto a producción de hidrocarburos e incorporación de reservas.

4.1.1 Producción de Crudo por Provincia Petrolera

Tampico-Misantla, Cuencas del Sureste, Burgos y Veracruz, son las Provincias petroleras que mayor volumen de crudo han aportado a la producción nacional, como se puede observar en la gráfica de la Figura 16.

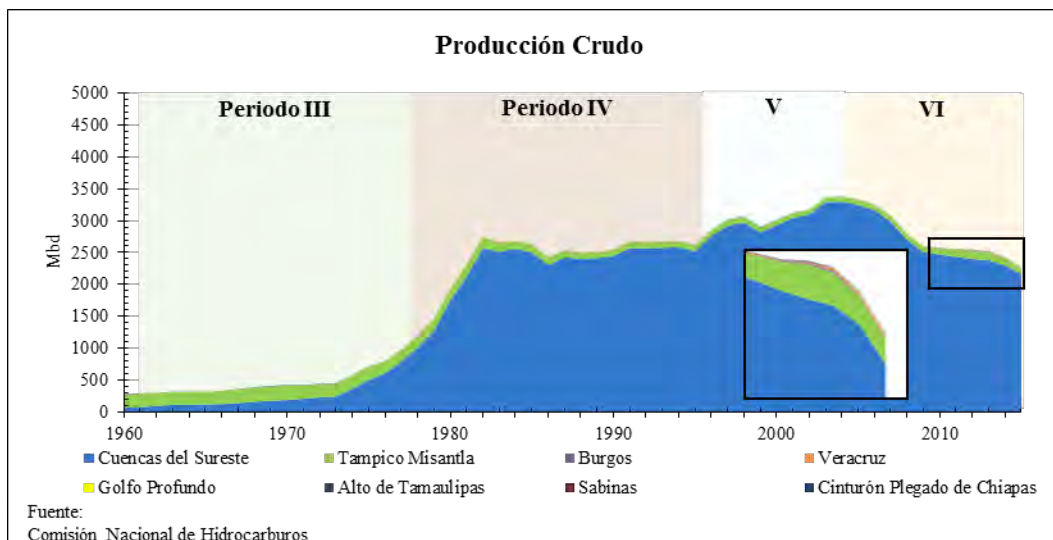


Figura 16. Producción histórica de crudo por Provincia Petrolera de 1960 a 2015.

- **Periodo III,** Incursión Marina, 1959 a 1976.

Durante las primeras etapas de la industria la producción de crudo se concentraba en la Provincia Tampico Misantla, donde inició la exploración y explotación de hidrocarburos y se dieron los principales resultados con un éxito exploratorio y comercial. De acuerdo a los datos históricos en 1960 la Provincia Tampico Misantla aportaba el 73% de la producción nacional de crudo, equivalente a 198 Mbd. La producción de la Provincia provenía principalmente de los campos Poza Rica, San Andrés y Escolín, los cuales aportaban hasta el 34% de la producción nacional.

Es importante señalar que la Provincia Tampico Misantla alcanzó el cenit de la producción crudo durante el Periodo I, en 1921, con una producción de 530 Mbd procedente principalmente de los Campos Ébano, Faja de Oro y Poza Rica (Escalera, 2010). La Provincia Tampico Misantla dominó la producción de crudo hasta 1970, cuando alcanzó una producción de 228 Mbd. Durante el Periodo III la Provincia declinó a una tasa del 3% anual.

La Provincia de Burgos no se caracteriza por su riqueza en crudo, sin embargo, en 1970 reporta su máxima producción histórica con 11 Mbd como, procedente principalmente de los campos Cabo Nuevo, Monterrey y Francisco Cano.

En 1971, la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste logra un mayor desarrollo por el éxito exploratorio y comercial, alcanzando una producción de 207 Mbd, correspondientes al 49% del total nacional. En ese año Tampico Misantla aporta 209 Mb y Burgos 9 Mbd, lo que genera una producción total de 427 Mbd.

Para 1976, Cuencas del Sureste presentaba un crecimiento anual del 14% en la producción de crudo, reportando 604 Mbd, equivalentes al 75% de la producción; Tampico Misantla por su declinación alcanzaba el 24% con 191 Mbd; Burgos, Veracruz y Alto de Tamaulipas en conjunto produjeron 6 Mbd equivalentes al 1%.

- **Periodo IV.** Los grandes descubrimientos, 1977 a 1996.

El crecimiento en la producción durante los primeros años del periodo IV es efecto a Provincia Cuencas del Sureste, que de 1977 a 1979 creció a una tasa anual del 17%, lo que significó pasar del 80% de la producción nacional al 87%, alcanzando una producción de 1,274 Mbd. Esto se debió principalmente al desarrollo de campos terrestres.

La Provincia de Veracruz, fue otra pequeña Provincia en crecimiento durante la década de los 80s, alcanzó su pico máximo de producción de crudo en 1981, con 15 Mbd, correspondientes al 1% de la producción nacional. Posteriormente la Provincia declinó a una tasa del 7% anual, por lo que en 1996 reporta 6 Mbd de producción.

Tampico-Misantla continuó su declinación durante el periodo IV a un ritmo del 4% anual, pasando de una producción de 189 a 91 Mbd, de 1977 a 1996, lo que significó reducir su participación en la plataforma de producción a un 3% del total.

Para el año de 1980, el campo Akal de Cuencas del Sureste se convierte en el principal productor de crudo. Para 1996 la Provincia aporta el 97% de la producción nacional, correspondiente a 2,790 Mbd.

- **Periodo V,** Declinación de los grandes campos y cenit de la producción, 1997 a 2004.

Cuencas del Sureste creció un 2% anual durante el periodo V, en 2004 alcanza su picó máximo de producción con 3,300 Mbd, correspondientes al 98% de la producción nacional. La Provincia Tampico Misantla decreció a una tasa anual del 2% reportando 79 Mbd en ese mismo año.

El Cinturón Plegado de Chiapas, representado por el campo Nanchital, alcanza su pico máximo de producción en 1998 con 6 Mbd, decreciendo en los años subsecuentes a un ritmo del 13% anual, por lo cual en 2004 reporta 2 Mbd de producción.

- **Periodo VI**, Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética, 2005 a 2015

Posterior a alcanzar el cenit de la producción petrolera, Cuencas del Sureste declina a un 4% anual, por lo que en 2015 alcanzó una producción de 2,154 Mbd. La declinación de la producción de la Provincia impactó directamente a nivel nacional por representar el 95% de la plataforma de extracción de crudo.

La declinación de la producción nacional no pudo ser frenada pese a que en el mismo periodo Provincias como Tampico Misantla y Veracruz crecían a una tasa anual del 2 y 19% anual, respectivamente. Tampico Misantla pasó de producir 81 a 99 Mbd en 2015, mientras que Veracruz incrementó su producción de 2 a 12 Mbd.

4.1.2 Producción de gas por Provincia Petrolera

La producción nacional de gas es resultado de la intensa actividad de las Provincias petroleras: Cuencas del sureste, Burgos, Veracruz, Tampico Misantla y Sabinas. Cada una de una de las Provincias ha jugado un papel importante en las diferentes etapas de la industria petrolera. La grafica de la figura 17 muestra la evolución de la producción nacional de gas por Provincia Petrolera de 1960 a 2015.

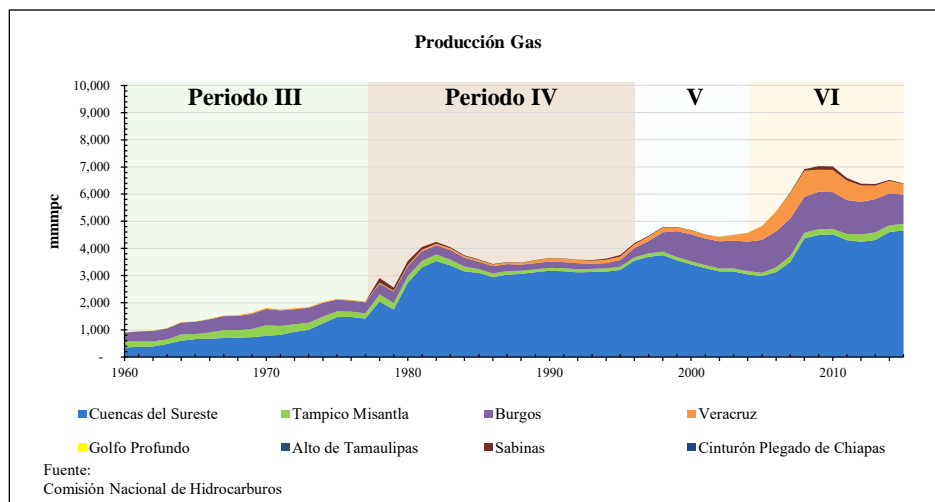


Figura 17. Producción Nacional de Gas por Provincia Petrolera de 1960 a 2015.

- **Periodo III**, Incursión Marina, 1959 a 1976.

Como se mencionó en apartados anteriores en este periodo la producción de gas no asociado adquiere una participación predominante en la producción de gas natural en el país, esto se debe a los grandes campos descubiertos en Cuencas del Sureste.

Para 1960, Cuencas del Sureste aportaba el 39% de la producción nacional de gas, con 353 mmpcd, procedente principalmente del campo no asociado a crudo José Colomo. Durante este periodo la producción de la Provincia creció a una tasa promedio del 8.8% anual, por lo

cual para 1976 la Provincia producía 1,475 mmpcd, lo que representaba el 70% de la producción nacional de gas, procedente principalmente de campos asociados como Íride, Cactus y Cunduacán.

Burgos ha sido históricamente la principal Provincia petrolera productora de gas no asociado. En 1964 producía 331 mmpcd, correspondientes al 36% de la producción nacional de gas, procedentes en su mayoría del campo Reynosa; para 1976 la producción había crecido a una tasa promedio anual de 1.2%, alcanzando una producción de 406 mmpcd. El bajo crecimiento de la producción se debió al inicio de la declinación de los campos.

La Provincia de Tampico Misantla en 1960 aportaba el 24% de la producción nacional de gas, lo que correspondía a 222 mmpcd, procedentes de los antiguos campos de Poza Rica, San Andrés y Ébano. La declinación de los campos desarrollados y la baja producción de los nuevos campos descubiertos en la Provincia, disminuyeron el aporte a la producción nacional en una tasa anual promedio del 1.2% hasta 1976. Para este año la Provincia aportó el 9% a la producción nacional con 196 mmpcd.

La Provincia petrolera de Veracruz en el periodo III, registró crecimiento promedio anual del 25.7% en su producción de gas natural. A pesar del alto crecimiento la producción aportada es menor al 2% de total nacional. La producción máxima histórica es de 38 mmpcd en 1969 y 1970, procedente principalmente de campos Cocuite, Rincón Pacheco y Angostura.

- **Periodo IV.** Los grandes descubrimientos, 1977 a 1996.

La producción de gas durante este periodo es dominada por el gas asociado procedente de Cuencas del Sureste. La producción en la Provincia alcanza un primer pico máximo de producción de 3,534 mmpcd en 1982, correspondiente al 83% de la producción nacional. Los mayores campos productores fueron Agave, Akal, Giraldas, Abkatún, Akal y Samaria. Cuencas del Sureste llega a aportar hasta el 88% de la producción total de gas en los años 1988-1993. En el año 1996 la provincia aporta el 85% de la producción nacional, correspondiente a 3,552 mmpcd, en su mayoría de los campos marinos Abkatún, Akal, Caan, Chuc y Pol. El incremento de la producción de gas de estos grandes campos marcó el inicio de su declinación de producción de crudo por métodos de recuperación primarios.

Veracruz, continuó durante el periodo IV con un crecimiento a una tasa anual promedio del 9%. En 1996 logra una producción de 135 mmpcd, procedente en su mayoría de los campos Cópite, Miralejos, Mata Pioche y Mecayucan.

Las Provincias petroleras Burgos, Tampico-Misantla y Sabinas durante la mayor parte del periodo se encontraron en declinación o fuera de los objetivos de exploración y producción. En 1994 el cambio en las políticas energéticas fomenta el uso de gas como energía limpia e impulsaron el desarrollo de las Provincias.

Entre 1977 y 1993 Burgos se encontraba en declinación, la producción bajó a una tasa anual del 4.2%, pasando de 399 a 193 mmpcd. En 1994 la producción retoma su crecimiento y en 1996 alcanza 343 mmpcd (8% del total nacional), procedentes principalmente de los campos Arcabuz y Culebra.

Tampico Misantla en 1990 reduce su producción a un mínimo de 190 mmpcd (3% de la producción nacional), como efecto de la declinación de los campos de Arenque y Poza Rica.

Con la aplicación de las nuevas políticas energéticas en 1996 produce 121 mmpcd, con el aporte de la producción proviene de campos como Agua Fría, Tres Hermanos, Arenque y Poza Rica.

La Provincia de Sabinas toma parte en la producción de gas en 1979, con la producción de 169 mmpcd (4% de la producción nacional), procedentes principalmente de los campos Buena Suerte, Monclova y Lampazo. La declinación de estos 3 campos impactó en la producción de la Provincia reduciéndola a 11 mmpcd en 1991. Con el desarrollo del campo Merced, el cual alcanzó una producción máxima de 51 mmpcd en 1995 la Provincia alcanza una producción total de 59 mmpcd. La producción de Sabinas al finalizar el periodo IV fue 43 mmpcd.

- **Periodo V**, Declinación de los grandes campos y cenit de la producción, 1997 a 2004.

En 1998 se presentó un segundo pico máximo de producción de gas de 4,791 mmpcd, como consecuencia del incremento en la producción de gas asociado en Cuencas del Sureste, la cual llegó a 3,752 mmpcd (78% de la producción total). Para 2004 la producción de la Provincia se redujo a una tasa anual del 2%, por lo que se produjo 3,045 mmpcd.

La Provincia de Burgos durante el periodo creció a una tasa anual del 11%, produciendo en 2004 1,088 mmpcd (24% de la producción nacional), procedentes principalmente de los campos Culebra, Cuitláhuac, Arcos y Santa Rosalía.

Las producciones de las Provincias Tampico Misantla, Veracruz y Sabinas al final del periodo fue de 119, 314 y 6 mmpcd, respectivamente.

Periodo VI, Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética 2005 a 2015

La producción de gas nacional llega a su pico máximo en 2009 con 7,031 mmpcd, de los cuales el 64% procede de Cuencas del Sureste, 20% de Burgos, 12% de Veracruz, 3% de Tampico Misantla y 2% de Sabinas.

Cuencas del Sureste como productor de gas llega a su pico máximo en 2010 con 4,520 mmpcd, un 31% aportado por el campo Akal y el resto principalmente de los campos May, Ixtal, Ku, Can, Sen, Costero, entre otros. La declinación en la producción de la Provincia a partir de 2009 es del 1%, resultando en 2015 en una producción de 4,663 mmpcd.

Burgos alcanzó su pico máximo de producción de gas en 2009 con 1,382 mmpcd, procedentes principalmente de los campos Arcabuz, Velero, Cuitláhuac, Nejo y Fundador. Para 2015 la Provincia producía 1,076 mmpcd, lo que equivale a una tasa de declinación del 4% anual.

La Provincia de Veracruz, alcanzó su pico máximo de producción de gas en 2008, con 957 mmpcd (12% de la producción nacional), sin embargo, en los años sucesivos presenta una declinación a una tasa anual del 11%, por lo que en 2015 reporta una producción de 292 mmpcd. La producción de Veracruz en este periodo se sustenta en los campos Lizamba, Papán y Apertura.

Sabinas alcanza su pico máximo de producción en 2009, con 133 mmpcd, procedente principalmente de los campos Forastero y Pirineo. Posteriormente la producción declina a una tasa anual de 23%, por lo cual para 2015 se reporta una producción de 21 mmpcd.

4.2. Reservas por Provincia Petrolera

Por la disponibilidad de los datos el análisis de las reservas de hidrocarburos por Provincia Petrolera se realizó únicamente para el Periodo VI (2004-2015), el cual corresponde a la etapa de declinación de la plataforma de producción y de la Reforma Energética.

El Periodo VI se constituye como un periodo crucial en la historia de la industria petrolera en México, debido a que a un siglo de la exploración y explotación de hidrocarburos se llega a los máximos de la producción de hidrocarburos, tanto en gas como en aceite. Por lo tanto es imprescindible conocer la evolución y distribución de las reservas de hidrocarburos de dicho periodo.

4.2.1. Reservas de Crudo por Provincia Petrolera

Históricamente en promedio las reservas totales 3P de crudo constituyen el 70% del total de reservas nacionales. Las reservas 3P nacionales de crudo han declinado en el periodo VI, de 2004 a 2015, a una tasa anual del 5%. Al 1 de enero de 2004 se certificó un volumen de 34,389 mmb, los cuales decrecieron a 17,512 mmb en 2016. La disminución de las reservas 1P, 2P, y 3P fue del 21%, 26% y 32%, respectivamente entre 2015 y 2016. (Figura 19).

La Provincia Cuencas del Sureste concentró en promedio el 62.3% de las reservas 3P, 72% de las reservas 2P y 92% de las reservas 1P. La segunda Provincia con mayores reservas es Tampico-Misantla, que representó el 36.8%, 28.1% y 7.7% de las reservas 3P, 2P y 1P, respectivamente. El resto de los recursos se encuentran distribuidos en las Provincias de Veracruz, Burgos, Golfo Profundo, Alto de Tamaulipas, Sabinas y Cinturón Plegado de Chiapas (Anexo I, Mapas).

Con respecto al Golfo Profundo es importante señalar que hasta la fecha no se han incorporado reservas probadas o probables, únicamente se han incorporado reservas posibles en los años 2005 a 2016, por lo cual solo cuenta con reservas 3P. Como se mencionó en apartados anteriores, el alza en los precios del petróleo hizo factible la incorporación de reservas en aguas profundas, logrando un máximo histórico de 637 mmb en 2014. Sin embargo, las delimitaciones y la subsecuente caída de los precios del petróleo reducen las reservas a 258 mmb en 2016. Resulta un caso similar para yacimientos como Chicontepec, que aunque posee un gran volumen, tiene complicaciones petrofísicas y requerimientos tecnológicos que vuelven altamente vulnerable a los precios tanto las reservas como la factibilidad de la producción.

Un factor imprescindible a considerar en la evolución de reservas es la relación de Reservas 1P/Producción (R/P), el cual es el tiempo factible de producción futura a condiciones actuales, como se muestra en la gráfica 13. El R/P de México actualmente es de 9.2 años. Es importante señalar que en los últimos 8 años se tenía un R/P promedio de 12 años, lo cual evidencia la declinación natural de los recursos y su agotamiento a corto plazo (Figura 18).

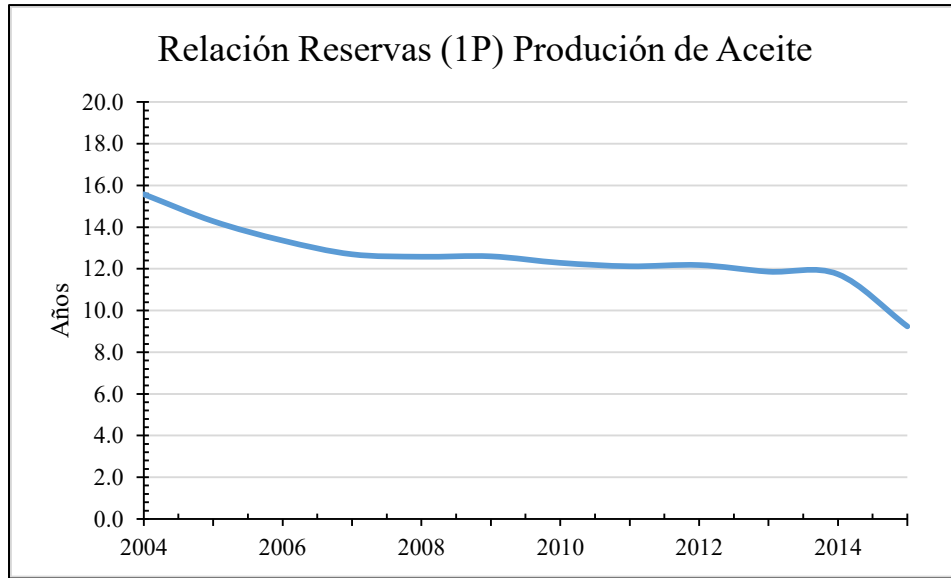


Figura 18. Relación Reservas probadas (1P) 2004 a 2016 y Producción de 2015.

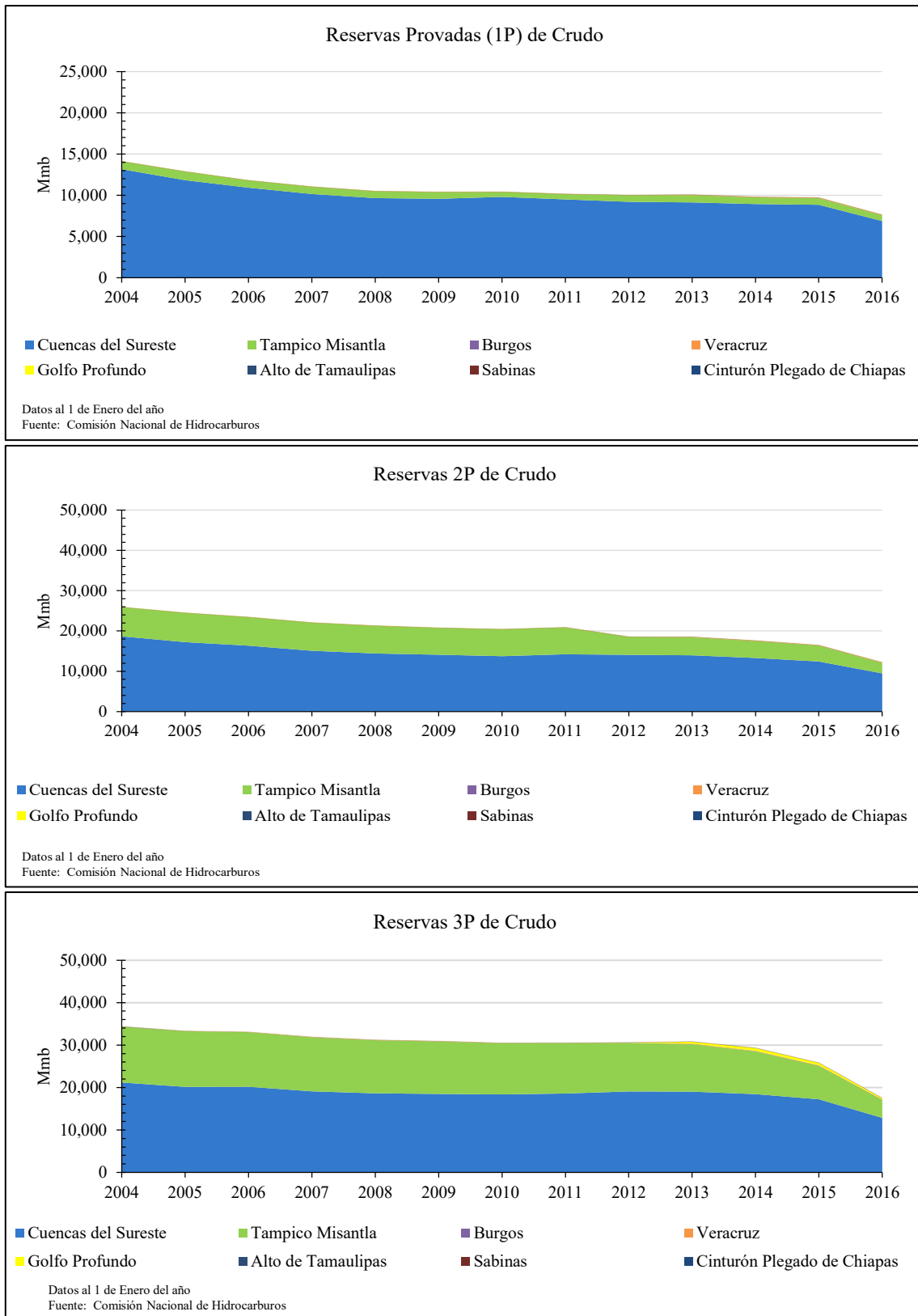


Figura 19. Reservas 1P, 2P y 3P de crudo por Provincia Petrolera de 2004 a 2016.

4.3.2. Reservas de Gas por Provincia Petrolera

Las reservas de gas natural tienen una distribución más amplia en las Provincias petroleras. Para el 1 de enero de 2016 se certificaron 31,905 mmmpc de reservas totales (3P), de las cuales el 48.7% se ubican en Cuencas del Sureste, 35.8% en Tampico-Misantla, 8.8% en Burgos, 3.5% en el Golfo Profundo, 2.1% en Veracruz y el resto en el Alto de Tamaulipas, Sabinas y Cinturón Plegado de Chiapas (figura 21).

Del año 2004 a 2016 las reservas 3p y 2P declinaron a una tasa anual del 5%, mientras que las reservas 1P al 4%. La caída drástica en el volumen de reservas certificadas al 2016 se debió a una caída en los precios de los hidrocarburos.

Al igual que en el crudo las Provincias que mayor declinación de reservas registran por caída de los precios son Golfo Profundo, Tampico-Misantla y Burgos. Golfo Profundo reportaba en 2015 un máximo histórico de 8,360 mmmpc de reservas 3P, los cuales en 2016 se vieron reducidos a 1,132 mmmpc. En cuanto las reservas probadas se mantuvieron en 519 mmmpc.

La relación R/P para 2016 es de 6.6 años (figura 20). De las reservas probadas el 74.3% se encuentra en Cuencas del Sureste, predominantemente en la porción marina en yacimientos de gas asociado. Esto requiere infraestructura que tenga capacidad de aprovechamiento del gas producido, lo cual genera costos más elevados para su producción.

Las Provincias predominantemente terrestres como Tampico-Misantla, Burgos y Veracruz, concentran 8.3%, 8.8% y 4.1%, respectivamente, de las reservas probadas de gas natural. En el Anexo I, se aprecia la distribución geográfica de las reservas nacionales de gas a 2016.

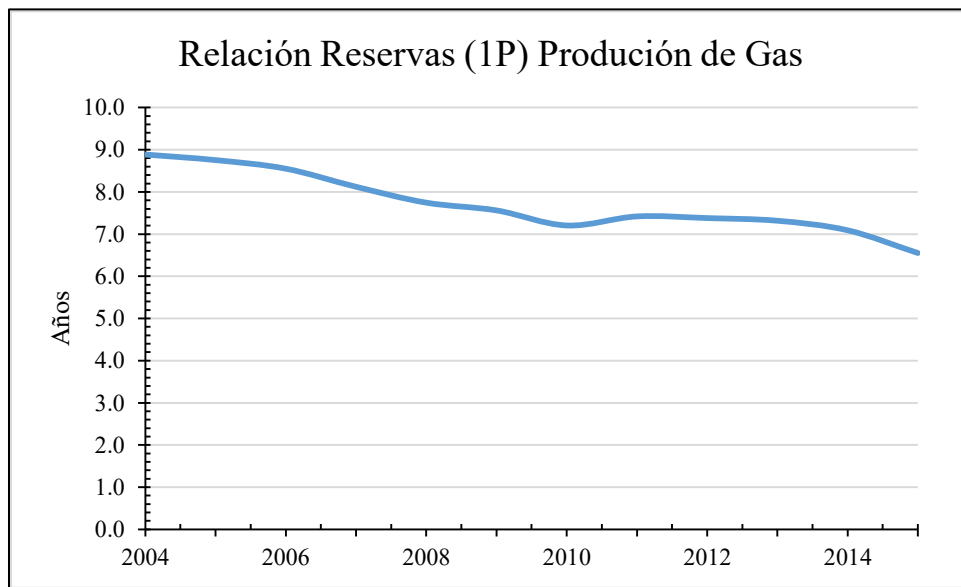


Figura 20. Relación Reservas probadas (1P) 2004 a 2016 y Producción de 2015.

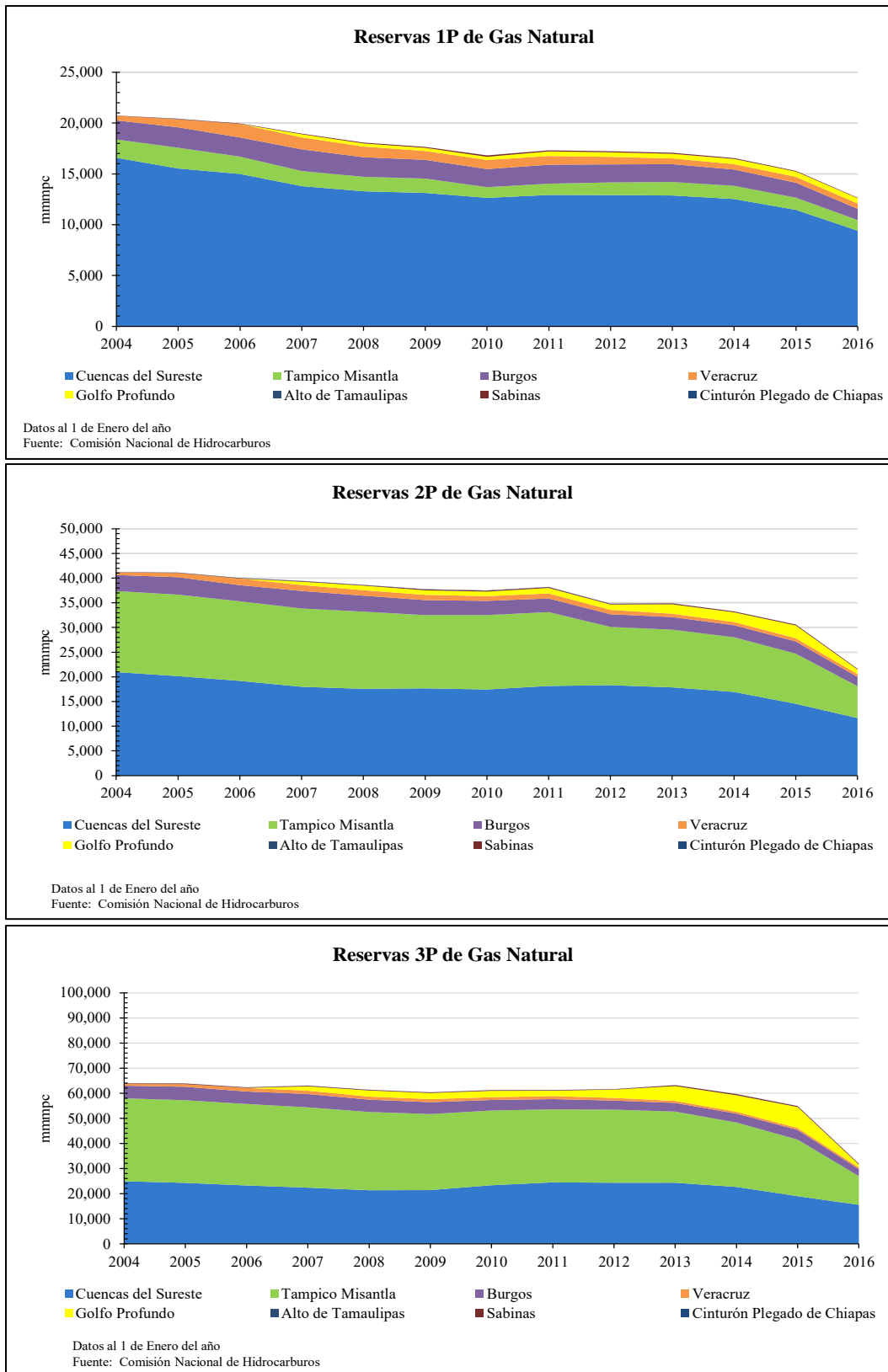


Figura 21. Reservas 1P, 2P y 3P de gas natural por Provincia Petrolera de 2004 a 2016.

Capítulo 5. Provincia Petrolera Burgos

5.1 Ubicación

La Provincia Petrolera Burgos se localiza en el Noreste de la República Mexicana, en los Estados de Tamaulipas y Nuevo León. Comprende un área geográfica de 110,000 km² de la cual en 30,000 km² se desarrolla actividad petrolera. La Provincia Petrolera se conforma por la Provincia Geológica del mismo nombre, Burgos, y es históricamente la principal cuenca productora de gas no asociado en México (PEP, 2013a).

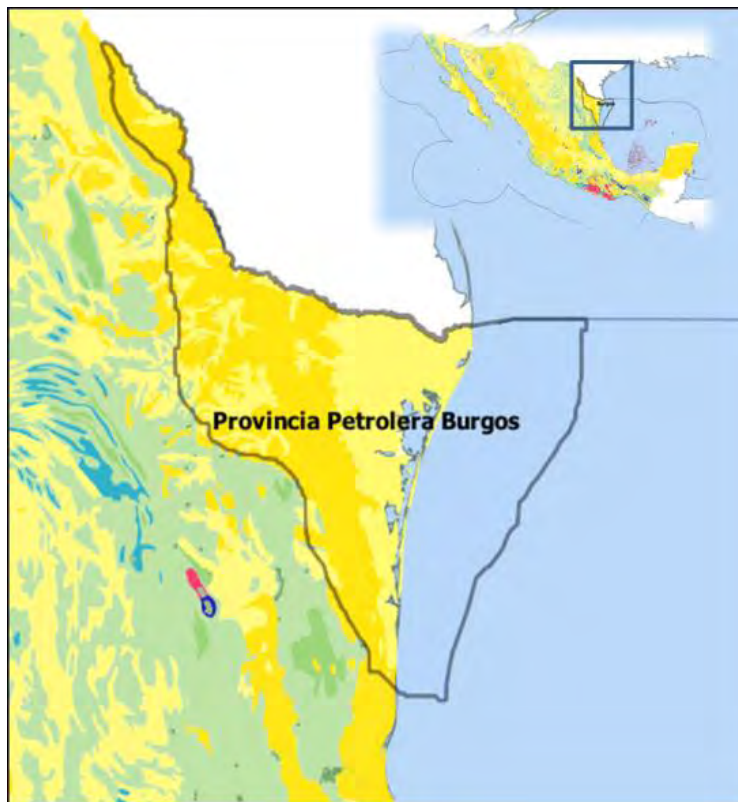


Figura 22. Provincia Petrolera Burgos en Mapa Tectónico de México de Padilla y Sánchez (2013).

5.2 Descubrimiento de la Provincia Petrolera Burgos

La prospección petrolera en la Provincia Burgos se inicia a finales de la década 1920-1930, por compañías extranjeras como Ohio Mex. Oil Co. (Echánove, 1986). Los estudios geológicos promueven la perforación, como resultado en 1931 se descubre el campo La Presa, a una profundidad de 614.14 m con una producción inicial de 13.298 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) (Gobierno de México, 1940). Durante los años siguientes se descubren 3 campos gasíferos más, Rancherías (1933), Lajitas (1934) y Laredo (1937) (Guzmán, 1956).

Petróleos Mexicanos (Pemex) inició la exploración de la Provincia en 1939, sin embargo, su primer gran descubrimiento tuvo lugar en 1945, cuando el Pozo Misión-1 resultó productor de 1.2 mmpcd de gas, en arenas del Oligoceno, con este descubrimiento se confirmó la existencia de la nueva Provincia Petrolera Burgos (Echánove, 1986).

Con la explotación del campo Misión y la contribución de otros campos, como Reynosa, Francisco Cano, Treviño y Brasil, la Provincia Burgos logró alcanzar una producción promedio de 601 mmpcd de gas natural en 1970, siendo esta su máxima producción en el periodo 1931-1993.

Durante los años ochenta y principios de los noventa la producción declinó a una producción mínima de 193 mmpcd en 1993, debido a que las inversiones y recursos humanos se enfocaron a la exploración y explotación de los campos en la Provincia Petrolera Sureste.

En 1994 la Provincia de Burgos es enfocada nuevamente a la exploración y explotación de gas, debido a un cambio en la política energética del país que impulsa el uso del gas como fuente de energía limpia.

Tras el declive de la producción de gas convencional, en 2010 se inicia la exploración de yacimientos no convencionales en la Provincia Petrolera. Se enfocan inversiones exploratorias para comprobar el potencial de los plays de aceite y gas en lutitas o shale gas, a raíz de las optimistas cifras de 681 mmmmpc de recursos prospectivos determinadas por el Departamento de Energía (DOE por sus siglas en inglés) de los EUA, a través de la Agencia de Administración Internacional de Energía (EIA).

5.3 Principales Sistemas petroleros

En la Cuenca de Burgos se han clasificado como sistemas conocidos al Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno y Paleógeno-Paleógeno, y como sistema hipotético el Aptiano-Albiano (PEP, 2010b).



Figura 23. Sistemas Petroleros de la Provincia Petrolera Burgos. Tomada de PEP, 2010b.

5.4 Campos, Producción y Reservas

En 1931 se descubrió el campo petrolero La Presa, constituido históricamente como el primer campo descubierto en la Cuenca de Burgos, este fue productor de gas en las Formaciones del Eoceno Carrizo y Mount Selman. A partir de entonces y a diciembre de 2016 se han descubierto aproximadamente 339¹ campos (Figura 24).

Durante los 84 años (1931-2015) de trabajos en la Cuenca en 18 años PEMEX no reportó descubrimientos de campos en la Provincia, dichos años fueron 1932-1937, 1939-1941, 1943, 1944, 1946, 1984, 1988, 1993-1995, y 1997.

Es importante analizar la relación del número de campos descubiertos y los pozos exploratorios perforados, con ello podemos determinar el factor de éxito exploratorio en la Provincia Petrolera (Figura 24).

De acuerdo a los periodos propuestos para el desarrollo de la industria petrolera en Burgos se descubrieron:

Periodo I (1930 - 1937): En la provincia se tiene registro de la perforación de sólo 13 pozos exploratorios. En la Provincia no existía actividad importante de exploración debido a que se consideraba que esta no era propicia para la acumulación de hidrocarburos (Benavides, 1956). Durante el Periodo I se descubrieron cinco campos destacables por su volumen y producción: Lajitas, Presa, Rancherías, Lajitas y Laredo. El factor de éxito exploratorio fue de 31%, es decir la relación entre pozos exploratorios perforados y número de campos descubiertos.

Periodo II (1938 a 1958). Durante este Periodo se intensifica la exploración en la Provincia, se perforan 152 pozos exploratorios. En el periodo se descubren 20 campos petroleros, entre ellos, Misión y Reynosa. La tasa de descubrimientos es de 2.2 campos por año, dando un total en el Periodo de 20 campos descubiertos. El factor de éxito promedio del Periodo es de 27%.

Periodo III (1958 - 1976). Este Periodo se caracteriza por tener el mayor número de pozos exploratorios perforados con 621 pozos, con un máximo de 48 pozos en 1964 y un mínimo de 15 en 1976 y un promedio anual de 35 pozos. El éxito de exploración es de 20%, se descubren en promedio 6.8 campos anuales y un total de 123 campos.

Periodo IV. En los años 80 y 90s la exploración en la Provincia de Burgos dejó de ser prioritaria, debido a que en esta época las inversiones, recursos humanos, trabajos de exploración y explotación fueron enfocadas en la Provincia Petrolera Sureste. Se perforaron 141 pozos exploratorios, con un máximo de 18 pozos en 1985. El factor de éxito del periodo fue de 36%. El total de campos descubiertos fue de 46 y un promedio anual de 2.3 campos por año.

Periodo V (1997 a 2004) Las nuevas políticas ambientales promoviendo el uso de gas como energía limpia y la inyección de inversión en el proyecto de Pemex en la Provincia Petrolera, impulsaron la exploración en Burgos. Durante el Periodo V se perforaron 212 pozos

¹ Recopilación de Memoria de Labores 1965-2014 y Reservas de Hidrocarburos de México 2002-1015 publicados por Petróleos Mexicanos y Geología petrolera de la Cuenca de Burgos: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 38, 1-74.

exploratorios, con un mínimo de 6 pozos en 1997 y un máximo de 39 pozos en 2004. Se alcanzó un promedio anual de 35 pozos perforados y un factor de éxito de 31%. Se constituye el Periodo más exitoso de la historia de la Provincia, con el descubrimiento de 74 campos, un promedio anual de 9.3 campos.

Periodo VI (2005 a 2015). Durante este periodo se descubrieron 48 campos con la perforación de 169 pozos exploratorios. El promedio anual de 4.4 campos y 17 pozos exploratorios. Es notable la disminución de número campos descubiertos en la Provincia, respecto a años anteriores.

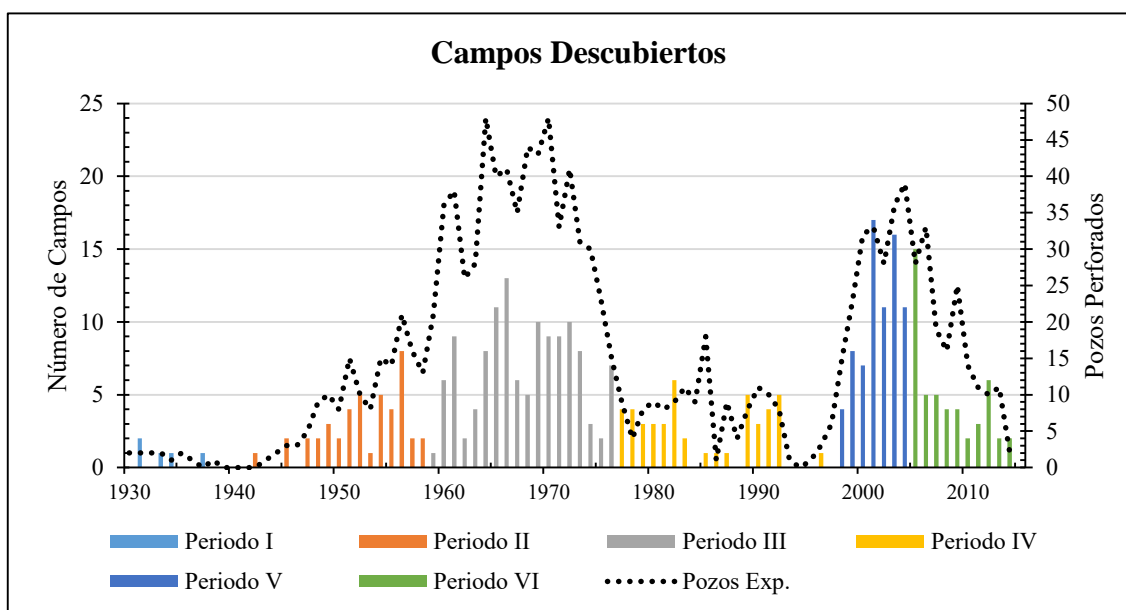


Figura 24. Número de Campos descubiertos de 1931-2014 en la Provincia Petrolera de Burgos.

Las cifras de descubrimientos de campos en Burgos no son tan optimistas como parecen, debido a que además del número de campos descubiertos se debe incluir en el análisis el volumen de reservas descubiertas. Analicemos la información de reservas y volumen original de los campos descubiertos.

De acuerdo a los datos de reservas al 1 de enero de 2016 publicados por la CNH, se tiene incluidos en la información estadística 252 campos, correspondiente al 74% de los campos censados en el presente Proyecto. Es importante destacar que actualmente no todos los campos documentados por la CNH cuentan con información de volumen original, reservas remanentes de hidrocarburos y/o producción acumulada (Tabla 3).

Tabla 3. Número de campos con Información al 1 de Enero de 2016

	Vol. Orig. Crudo	Vol. Orig. Gas	Res. Rem. PCE	Res. Rem. Crudo	Res. Rem. Gas Nat.
1P	18	242	149	3	150
2P	18	242	155	3	156
3P	18	245	161	3	162

Tabla 3. Campos con Información de Reservas al 1 de enero de 2016, de acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Se documentaron en la Provincia un volumen total de reservas de 161 mmb de pce, distribuidos en el 48% de los campos descubiertos en la Provincia, correspondientes 98% a gas natural, el cual es equivalente a 2,797 mmmpc. Del volumen de reservas certificadas sólo 1,109 mmmpc corresponde a reservas probadas.

En el Anexo I. Mapas, se encuentra la distribución en la Provincia de Burgos de cada uno de los datos de volumen y reservas presentados en la tabla 4.

Tabla 4. Condiciones de la Provincia de Burgos al 1 de Enero de 2016					
	Vol. Orig. Crudo (mmb)	Vol. Orig. Gas (mmmpc)	Res. Rem. PCE (mmb)	Res. Rem. Crudo (mmb)	Res. Rem. Gas Nat. (mmmpc)
1P	185	19,421	228	4	1,109
2P	234	21,735	380	6	1,868
3P	359	25,865	563	9	2,796

Tabla 4. Condiciones de volumen original y reservas remanentes de la Provincia de Burgos al 1 de enero de 2015.

Analicemos el volumen original descubierto con el tiempo. En la figura 25 se puede observar la distribución del volumen original 2P de gas descubierto a través del tiempo, el cual no tiene relación directa con el número de campos descubiertos. De acuerdo a los periodos en que fue dividida la evolución de la industria petrolera el comportamiento del volumen original 2P de gas descubierto es:

Periodo I: La Burgos tiene presencia a partir de 1931, durante los 8 años siguientes se descubren 32.7 mmmpc de gas, lo que correspondería en promedio a 4.09 mmmpc por año o 6.5 mmmpc descubiertos por campos. Son evidentes los bajos resultados que dieron los campos descubiertos en dicho periodo.

Periodo II: se constituye el periodo de mayor éxito se descubrió un volumen total de 10,670.64 mmmpc, el promedio anual y por campo fue de 533.53 y 248.15 mmmpc, respectivamente. El volumen descubierto en este periodo corresponde al 49% del volumen original 2P total.

Periodo 3. Es el segundo periodo con gran éxito en el volumen de recursos descubiertos con 29% del volumen original 2P total, equivalente a 6,043.42 mmmpc. El promedio correspondiente por año es de 333.75 mmmpc y por campo es de 49.13 mmmpc.

Periodo IV. Durante este periodo se hace evidente la baja actividad, que es reflejada en los promedios de volumen original 2P descubierto por año y por campo, los cuales corresponden a 43.82 y 19.05 mmmpc, respectivamente. El volumen total fue de 876.40 mmmpc.

El Periodo V a pesar de haberse denominado el periodo con mayor éxito en el promedio de campos descubiertos por año sólo se incorpora el 11% del total del volumen original 2P descubierto, lo que evidencia las complejidades para incorporar nuevos recursos y la poca probabilidad de descubrir campos de gran tamaño. Durante el Periodo se descubrieron campos con un volumen original 2P de 33.61 mmmpc en promedio, lo que significa un volumen total de 2,478.04 mmmpc. El promedio anual descubierto corresponde a 310.88 mmmpc.

Periodo V. Durante este periodo se realizan los primeros descubrimientos de campos de gas y aceite de lutitas, pese al gran volumen de recursos prospectivos el volumen descubierto aportado es inferior a los grandes descubrimientos de yacimientos convencionales. El volumen original 2P promedio por campo fue de 33.86 mmmpc, anual de 147.75 mmmpc y total de 1,625.26 mmmpc.

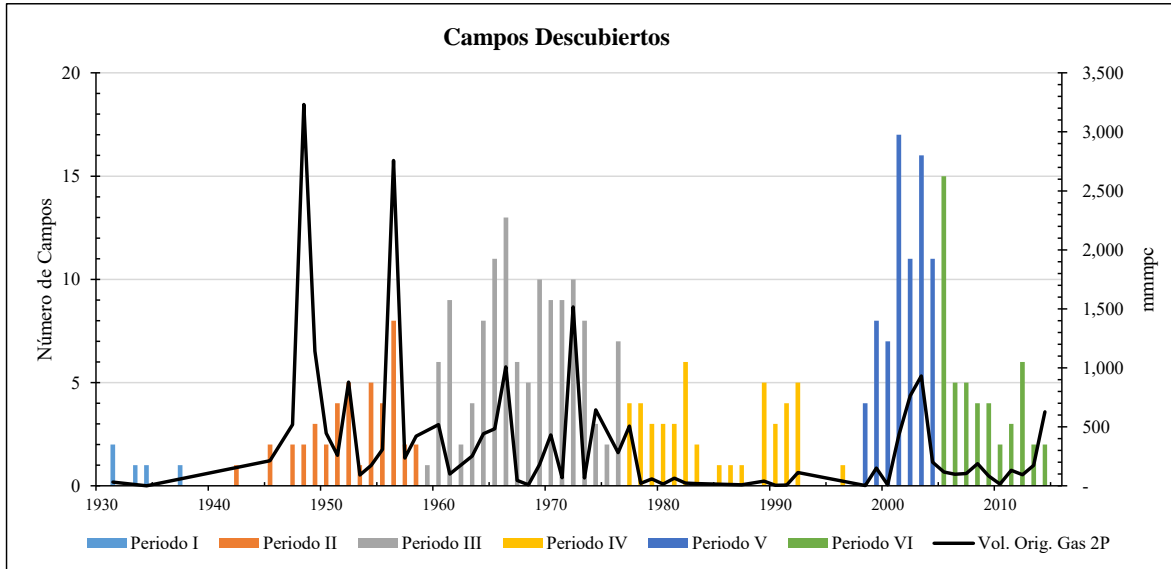


Figura 25. Evolución histórica de campos descubiertos y el total de volumen original 2P descubierto, de acuerdo a los datos al 1 de enero de 2016 publicados por la CNH.

Al realizar el promedio anual de volumen original 2P descubierto por campo, tenemos que el año de 1948 es el año en que se incorporó en promedio un mayor volumen original 2P descubierto de 1,617 mmmpc por campo. En 2014 se obtuvo un promedio anual de volumen original 2P descubierto por campo de 313 mmmpc, lo que significa que actualmente se incorporan volúmenes cinco veces inferiores. Lo anterior considerando los descubrimientos realizados por campos de yacimientos no convencionales de gas/aceite de lutitas. Sin contabilizar el volumen original 2P incorporado por los Campos de gas/aceite de lutitas descubiertos en el Periodo VI, el promedio del volumen original 2P actualmente incorporado por campo y por año, es 20. 81 mmmpc por campo, es decir, 19 veces inferior al incorporado en 1948. Para comprender la relación de volumen descubierto con el tiempo analicemos los descubrimientos desde el punto de vista de tamaño de campo.

Para el análisis por tamaño de campo se utiliza la clasificación por tamaño propuesta por Ivanhoe and Leckie (1993), se utilizan la Ultimas Reservas Recuperables (URR), las cuales son el resultado de la suma de reservas remanentes y la producción acumulada de los campos. En importante mencionar que los campos que no reportan datos se incorporaron en la clasificación de minúsculos.

En la Provincia de Burgos el 71% de campos descubiertos corresponde a un tamaño minúsculo, y pese a su elevado número el volumen de URR que contienen es de 317 mmmpc equivalente al 2%. Los campos pequeños corresponden a una porción del 19% y concentran el 14% de las URR. A medida que se incrementa el tamaño de campo disminuye su ocurrencia pero se incrementa el volumen total de URR que concentran, por ejemplo los

campos medianos y grandes son apenas el 4 y 1% del total de campos descubiertos, cada uno de ellos concentra el 26 y 12% de URR, respectivamente. En el caso de los campos mayores, son solo 3 campos que concentran 4,747 mmpc, correspondiente al 30% del total de las URR (Figura 26).

Es importante señalar en la historia de los descubrimientos los campos correspondientes a un tamaño Mayor fueron descubiertos en el Periodo II, los campos de tamaño mediano y pequeño predominan en el Periodo III, mientras que los campos de tamaño muy pequeño y minúsculo son característicos del Periodo IV. En los Periodos V y VII predominan los campos pequeños y muy pequeños, sin embargo, se descubren dos campos importantes, el campo Nejo en 2003 que corresponde a un tamaño grande y el campo mediano Céfiro en 2014.

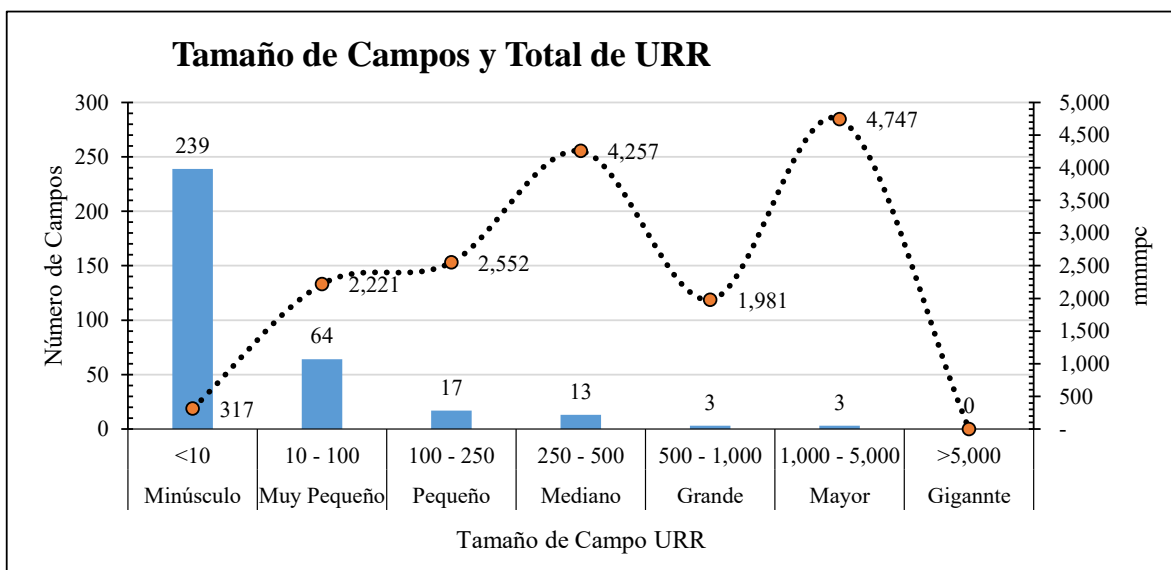


Figura 26. Distribución de la ocurrencia de los campos descubiertos por tamaño, clasificación de Ivanhoe & Leckie (1993) y el volumen de URR que concentran.

Con el tiempo no sólo se ha reducido el tamaño de los campos descubiertos, Burgos ha tenido que enfrentar otras complicaciones técnicas para acceder a los hidrocarburos de la Provincia. Una de las complejidades en el incremento en la profundidad de los yacimientos. En etapas iniciales en la Provincia se perforaba a profundidades menores a 1,000 m y se llegaban a yacimientos de dimensiones catalogadas de medianas a mayores, de acuerdo a la clasificación de Ivanhoe & Leckie (1993). Con el tiempo la profundidad de ocurrencia de los yacimientos fue incrementando considerablemente, los campos descubiertos en el último lustro de perforación se encontraron a profundidades entre 3,000 y 4,500 m (Figura 27).

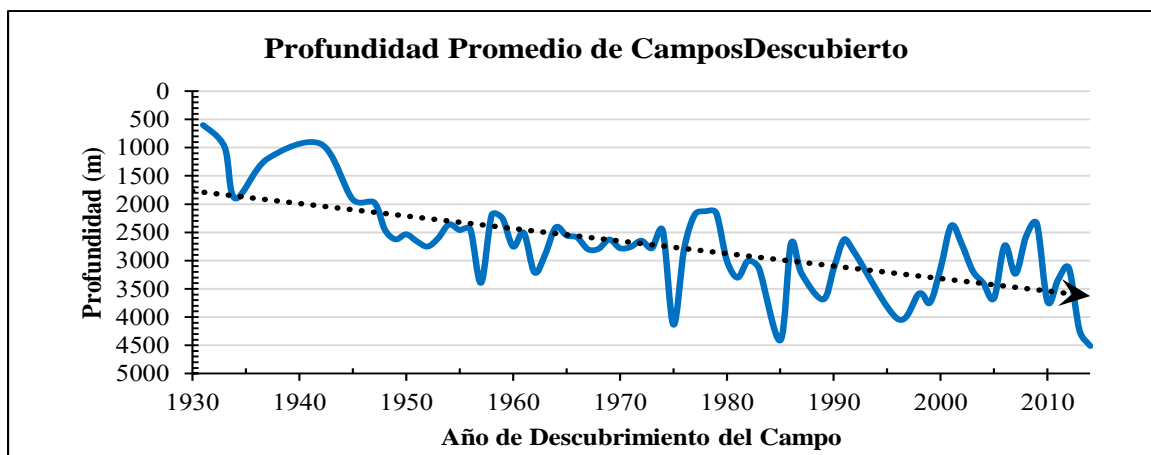


Figura 27. Profundidad promedio de los campos descubiertos en la Provincia Petrolera de Burgos.

Es importante señalar que algunos de los campos descubiertos en los años recientes corresponden a campos de yacimientos no convencionales o gas/aceite de lutitas, por lo que se requiere perforar a profundidades totales mayores, entre 3,500 y 4,500 m, con complicaciones técnicas, tecnológicas y económicas mayores.

En cuanto a la producción histórica de la provincia se abordó de manera general en el apartado 6.1.I Producción de Crudo por Provincia Petrolera. En el presente apartado nos enfocaremos a la Producción acumulada de la Provincia y su relación con los pozos de desarrollo perforados.

De acuerdo a los datos de la CNH la provincia de Burgos al 1 de enero de 2016, registró 224 campos con información de producción acumulada, lo que corresponde al 66% del total de campos descubiertos en la Provincia.

La producción acumulada de gas natural en la Provincia asciende a 13,279 mmmpc, lo que corresponde al 17% de la producción acumulada de gas natural nacional (Tabla 5). En el anexo I se puede observar el mapa de distribución de la Producción acumulada de gas en Burgos.

Tabla 5. Producción Acumulada de Provincia de Burgos al 1 de Enero de 2016			
	PCE (Núm. de Campos, Volumen en mmb)	Crudo (Núm. de Campos, Volumen en mmb)	Gas Nat. (Núm. de Campos, Volumen en mmmpc)
Campos	221	18	224
Volumen	2,225	53	13,279

Tabla 5. Volumen y número de campos con información de producción acumulada de Provincia de Burgos al 1 de enero de 2016.

En Burgos se tiene registro de la perforación de 7,472 pozos de los cuales 6,165 son de desarrollo y 1,308 son exploratorios. En la figura 28 podemos apreciar el número de pozos de desarrollo perforado por Periodo y la relación que guarda con la producción.

Para el Periodo I se tienen contabilizado la perforación de 11 pozos de desarrollo, de acuerdo a Guzmán (1956) para 1938 se tenía una producción acumulada de 4.3 mmpc, producto de los campos Presa y Lajitas. Las producciones diarias de los campos activos era en promedio de 0.19 mmpcd. Debido a que no contamos con registros anuales de dichos campos no fue incluida la producción en la gráfica.

En el Periodo II se perforaron un total de 252 campos de desarrollo y se obtuvieron producciones hasta de 6.65 mmpcd de los campos Presa y Lajitas en 1940 (Guzmán, 1956).

En el Periodo III por ser Pemex la única compañía encargada de la exploración y explotación de hidrocarburos, la información estadística se encuentra mejor administrada, por lo cual se cuenta con un registro anual de la producción. Se perforaron un total de 1,013 pozos de desarrollo con un máximo en el periodo de 104 pozos en 1963 y un mínimo de 13 en 1965. El incremento en la perforación de pozos de desarrollo por los grandes campos descubiertos como Misión y Reynosa se vio reflejado directamente en la producción, con una producción máxima para dicho periodo de 602 mmpcd.

En el Periodo IV se observa la declinación en la perforación de pozos de desarrollo con un total de 444 pozos perforados en dicho periodo. Se presenta un efecto directo del número de pozos de desarrollo perforados respecto a la producción.

Periodo V, en dicho periodo se intensifican los trabajos de exploración y producción en Burgos, por lo cual se perforan 1960 pozos de desarrollo. Los trabajos de perforación de pozos fueron concentrados en los campos Culebra, Cuitláhuac, Arcos y Santa Rosalía, con la perforación durante el periodo de 263, 170, 141 y 126 pozos, respectivamente. La intensa perforación de pozos tuvo un efecto favorable en el incremento de la producción debido a que en dicho periodo la producción principal provino de dichos campos. Es importante destacar que a pesar que el desarrollo de dichos campos se dio en el Periodo V el descubrimiento de los mismos fue en el Periodo III.

En el Periodo VI se alcanzó el pico máximo de producción en la Provincia, esto por efecto de la intensa perforación de pozos de desarrollo, se perforaron un total de 2,485 pozos. La perforación durante este periodo se concentró principalmente en el campo Nejo, un campo de grande descubierto en el Periodo V, se registra la perforación de 391 pozos. Otros campos con actividad importante de perforación de pozos de desarrollo fueron los campos Arcabuz, Cuitláhuac y Velero con 195, 147 y 139 campos perforados, respectivamente.

No todos los pozos de desarrollo perforados son productores comerciales de hidrocarburos, terminados y/o puestos en producción, sin embargo, forman parte importante de los gastos de inversión de un proyecto. Por lo anterior, sin considerar los resultados de la perforación de los pozos de desarrollo, terminación y producción, se estableció la relación del número de pozos de desarrollo perforados con el volumen de producción, dando como resultado:

Para el Periodo III el promedio de producción por pozo perforado fue de 10.88 mmpcd. El Periodo IV caracterizado por una baja producción y perforación de pozos, presenta el promedio mayor en cuanto a productividad de pozos con 39.23 mmpcd. El Periodo V y VI caracterizados por una intensa perforación presentan los índices menores de productividad de pozos de desarrollo perforados con 4.39 y 5.3 mmpcd, respectivamente (Figura 28)

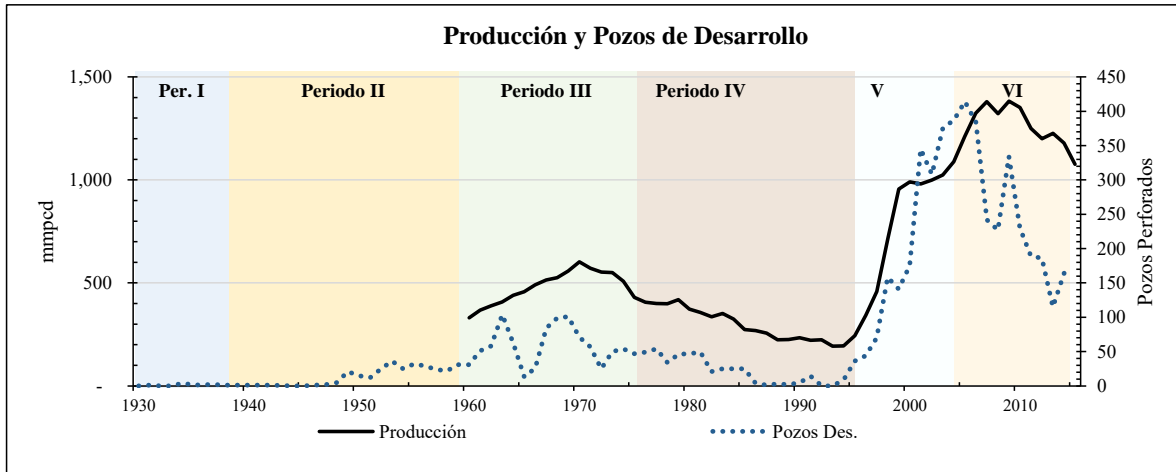


Figura 28. Relación de Producción y número de pozos de desarrollo documentados en la Provincia Petrolera Burgos.

Capítulo 6. Provincia Petrolera Cuenca del Sureste

6.1. Ubicación

La Provincia Petrolera Cuenca del Sureste, se ubica en la porción Sur del Estado de Veracruz, el Estado de Tabasco, Norte de Chiapas y extremo suroccidental del Estado de Campeche (Figura 29). Comprende un área geográfica de aproximadamente 62,000 km², de la cual el 51% es marina (desde la línea de costa hasta la isobata de 500 m del el Golfo de México) y el 49% continental. La Provincia Petrolera se conforma por las Provincias Geológicas Salina del Istmo, Pilar Reforma-Akal y Macuspana. Es la principal Provincia Petrolera productora de aceite y gas del país (PEP, 2013c).

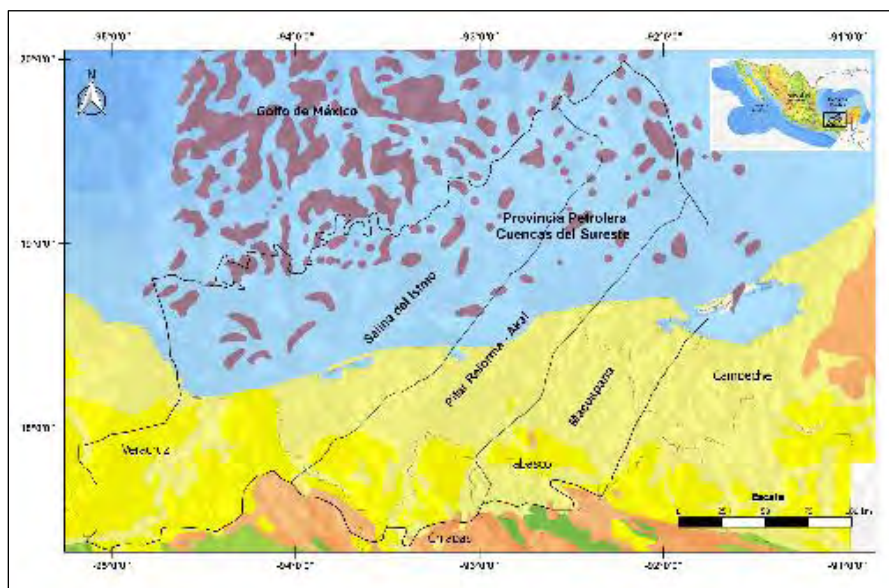


Figura 29. Provincia Petrolera Cuenca del Sureste con Provincias Geológicas

La Provincia Geológica Salina del Istmo en se localiza en la porción Sur del Estado de Veracruz y Este de Tabasco, comprende un área de aproximadamente 31,000 km², de la cual el 63% es marina y el 37% continental.

La Provincia Geológica Pilar Reforma-Akal integra un área de aproximada de 20 000 km², el 53% de área se ubica dentro del continente, distribuida al Sureste del Estado de Veracruz, Centro de Tabasco y Norte de Chiapas. La porción marina comprende desde la línea de costa de Tabasco hasta la isobata de 500 m del el Golfo de México, que corresponde al 47% del área.

La Provincia Geológica Macuspana en se ubica en la parte Este del Estado de Tabasco y Suroeste de Campeche, involucra hasta la isobata 500 del Golfo de México. Esta Provincia comprende un área de aproximadamente 11,000 km², de la cual el 77% es continental y el 23% marina.

6.2 Principales Sistemas petroleros

De acuerdo a estudios realizados por Pemex en la Cuenca del Sureste se han identificado y clasificado cuatro sistemas petroleros, como sistemas conocidos: Oxfordiano-Oxfordiano, Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno y el Mioceno Inferior-Mioceno Medio-Superior-Plioceno; y como sistema petrolero hipotético el Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior (PEP, 2010b). En la Figura 30, se muestra la distribución de los sistemas petroleros identificados dentro de la Provincia Petrolera y sus Provincias Geológicas.

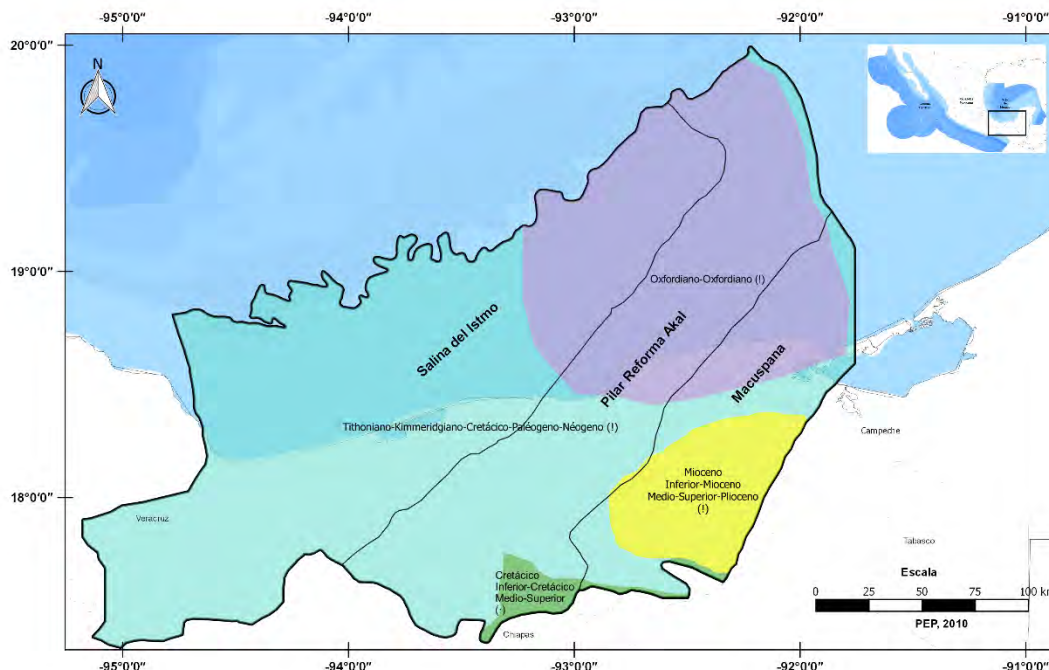


Figura 30. Sistemas Petroleros. Tomada de PEP, 2010b.

6.3 Campos, Producción y Reservas

En la Cuenca del Sureste desde el inicio de la exploración en 1886 al año 2015, se tiene documentado un total de 359² campos descubiertos. La información proporcionada por PEMEX a través del INAI documenta de la perforación de 10,605 pozos en la Cuenca del Sureste, de los cuales 8,801 son de desarrollo y 1,804 son Exploratorios. Es importante mencionar que los pozos no contienen información homologada en cuanto a ubicación y/o fecha de perforación y terminación. Por lo anterior la suma de algunos datos no son exactas.

De acuerdo a las bases de datos compiladas, la Provincia Geológica Pilar Reforma Akal concentra el 44% de los pozos exploratorios perforados y el 51% de los campos descubiertos. La Provincia Salina del Istmo posee de 39% de los pozos exploratorios perforados en

² Recopilación de Memoria de Labores 1965-2014 y Reservas de Hidrocarburos de México 2002-2015 publicados por Petróleos Mexicanos y Geología petrolera de la Cuenca de Burgos: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 38, 1-74.

Cuencas del Sureste y el 32% de los campos descubiertos, concentra el 58% de pozos de desarrollo perforados. La Provincia Macuspana posee el 17% de los campos descubiertos en la Provincia Petrolera, el 17% de los pozos exploratorios y el 5% de los pozos desarrollo (Tabla 6).

Tabla 6. Desagregado de campos descubiertos y pozos perforados por de Cuencas del Sureste por Provincia Geológica.

Provincia	Provincia	Campos Descubiertos	Pozos		Total
			Desarrollo	Exploratorios	
Petrolera	Cuencas del Sureste	359	8,801	1,804	10,605
	Macuspana	62	467	310	777
Geológica	Pilar Reforma-Akal	189	3,193	797	3,990
	Salina del Istmo	116	5,141	697	5,838

Nota: Existen 8 campos que de acuerdo a los shp se encuentran en límites de las Provincias

Tabla 6. Desagregado de campos descubiertos y pozos perforados por de Cuencas del Sureste por Provincia Geológica.

La historia de la industria petrolera en Cuencas del Sureste será analizada desde el punto de vista de número de campos descubiertos por año y su relación con el número de pozos exploratorios perforados. En el Anexo I se presenta el mapa con la distribución de los campos descubiertos en la Provincia. La evolución histórica de los descubrimientos y pozos terminados durante el periodo 1886 a 2015 se muestran en el gráfico de la figura 31.

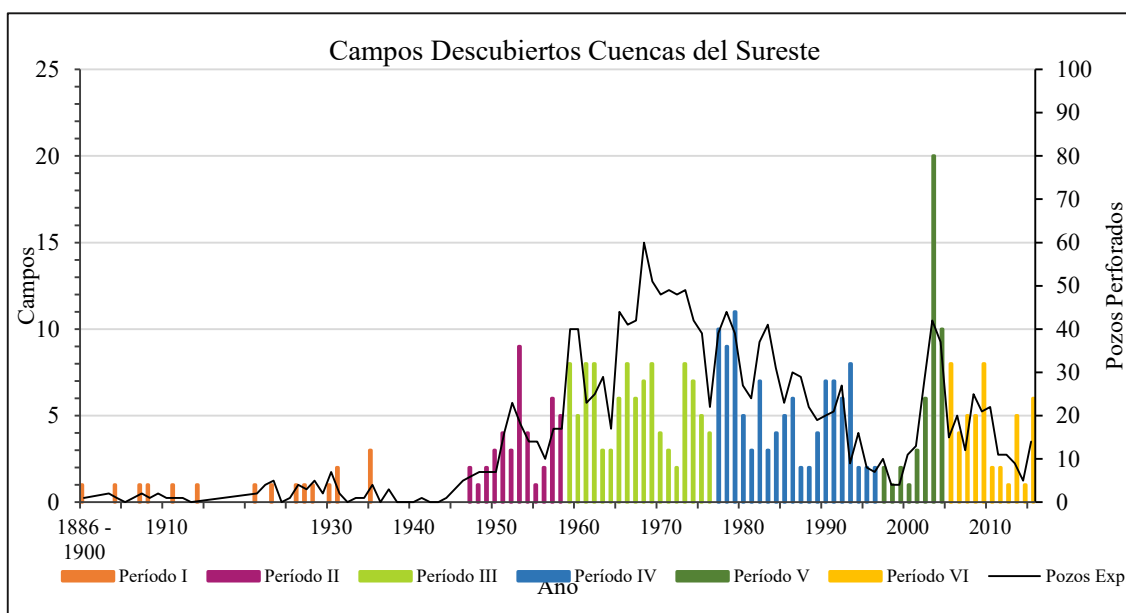


Figura 31. Evolución histórica de los campos descubrimientos y pozos terminados durante el periodo 1886 a 2015.

En el Periodo I (1886 a 1937), en 1886 se inicia la exploración en la Provincia Geológica de Macuspana, para el año de 1904 inicia la exploración en la Provincia Salina del Istmo y en 1928 en Pilar Reforma Akal. Se documenta la perforación de 53 pozos exploratorios terrestres distribuidos 2 en Macuspana, 2 en Pilar Reforma-Akal y 49 en Salina del Istmo; con dichos trabajos se descubrieron 17 campos, 1 en Macuspana, 1 en Pilar Reforma-Akal y 15 en Salina del Istmo.

Periodo II (1938 a 1958) los trabajos petroleros dejan de concentrarse en la Provincia Salina del Istmo, se extienden a Macuspana y Pilar Reforma Akal. En este periodo se intensifica la perforación con un total de 166 pozos exploratorios. Un máximo de perforación anual de 23 pozos en 1952, concentrados el 52% en Salina del Istmo, 27% en Macuspana y 17% en Pilar Reforma Akal. Se descubrieron en total 42 campos, 13 en Macuspana, 11 en Pilar Reforma-Akal y 18 en Salina del Istmo.

Durante el Periodo III (1959 a 1976) se registró la perforación de 709 pozos exploratorios, 336 en Salina del Istmo, 199 en Macuspana y 174 en Pilar Reforma Akal. Durante este Periodo PEMEX realizó sus primeras incursiones marinas, perforó 11 pozos exploratorios marinos en un tirante de agua de máximo 40 m aproximadamente, todos los pozos marinos se ubicaron en la Provincia Salina del Istmo. En el Periodo III se descubrieron 103 campos, 41 en Macuspana, 33 en Pilar Reforma-Akal y 32 en Salina del Istmo.

El Periodo IV (1977 a 1996) se documenta 513 pozos exploratorios de los cuales 162 son marinos, lo que corresponde a un 32% de los pozos de exploración perforados. Los trabajos de perforación de pozos exploratorios se concentraron principalmente en la Provincia Pilar Reforma Akal, donde se perforó el 80% de los pozos exploratorios. El total de campos descubiertos en dicha etapa es de 105, distribuidos 2 en Macuspana, 16 en Salina del Istmo, y 89 en Pilar Reforma-Akal.

Periodo V (1997 a 2004) Durante este periodo este periodo de ocho años se registró la perforación y terminación de 149 pozos, 36% terrestres y 66% marinos. Los trabajos se concentraron principalmente en la Provincia Pilar Reforma Akal donde se perforó el 48% del total de pozos exploratorios, correspondiente a 54 pozos marinos y 17 pozos terrestres. Se descubrieron 45 campos, 5 en Macuspana, 17 en Salina del Istmo, y 23 en Pilar Reforma-Akal.

Periodo VI (2005 a 2015) se perforó 165 pozos exploratorios pozos de los cuales el 56% es terrestre y 44% marinos. Los pozos exploratorios se concentraron 59% en Pilar Reforma Akal. En la en la Provincia Salina del Istmo se perforó el 37% de los pozos exploratorios, se retomó la perforación de pozos exploratorios terrestres, evidenciando un cambio en la estrategia de exploración. Durante este periodo descubrieron un total de 47 campos, 18 en Pilar Reforma-Akal y 32 en Salina del Istmo. Estos últimos 10 años, sólo un 4% de los pozos exploratorios se ubican en la Provincia Macuspana sin éxito en descubrimiento de nuevos campos.

Se debe aclarar que cuando se habla de pozos exploratorios perforados, únicamente se hace referencia a la hazaña tecnológica de perforar un pozo, alcanzado los objetivos deseados, ya sea o no con exploratorio y/o comercial. En el gráfico de la figura 31 se aprecia que el número de pozos perforados no es equivalente de nuevos campos descubiertos. Cabe señalar que en el presente análisis no se discretizó el objetivo del pozo (exploratorio o productor) ni los resultados de la perforación (comercial o no).

En cuanto a Reservas y Volumen Original al 1 de enero de 2016 solo 218 campo reportaron información, lo cual corresponde al 61% de los campos descubiertos en la Provincia Petrolera (tabla 7). De los campos descubiertos actualmente sólo el 43% reporta datos de reservas probadas (1P) de crudo y el 52% reservas 3P.

Tabla 7. Número de campos con Información al 1 de Enero de 2016						
Provincia	Vol. Orig. Crudo (mmb)	Vol. Orig. Gas (mmmpc)	PCE (mmb)	Crudo (mmb)	Gas Nat.	
	Cuencas del Sureste	194	222	174	155	174
1P	Macuspana	9	31	21	6	21
	Pilar Reforma Akal	127	131	114	111	114
	Salina del Istmo	58	60	39	38	39
	Cuencas del Sureste	208	239	198	173	198
2P	Macuspana	9	33	26	6	26
	Pilar Reforma Akal	134	139	125	121	125
	Salina del Istmo	65	67	47	46	47
	Cuencas del Sureste	218	252	214	185	214
3P	Macuspana	9	34	29	7	29
	Pilar Reforma Akal	140	145	132	128	132
	Salina del Istmo	69	73	53	50	53

Tabla 7. Número de campos de la Provincia Cuencas del Sureste con Información de Reservas y Volumen Original al 1 de enero de 2016.

Como se observa en la tablas 7 y 8 el mayor número de campo se encuentra en la Provincia Geológica Pilar Reforma Akal, concentra en promedio el 90% de los recursos petrolíferos de la Provincia Petrolera. En el Anexo I. Mapas se puede observar la distribución de las reservas y volumen original de crudo y gas de la Provincia Cuencas del Sureste.

Tabla 8. Volumen Original y Reservas de hidrocarburos al 1 de Enero de 2016						
Provincia	Vol. Orig. Crudo (mmb)	Vol. Orig. Gas (mmmpc)	PCE (mmb)	Crudo (mmb)	Gas Nat.	
	Cuencas del Sureste	121,380	122,359	8,855	6,881	9,406
1P	Macuspana	439	9,782	32	8	123
	Pilar Reforma Akal	108,954	102,507	8,006	6,173	8,640
	Salina del Istmo	11,987	10,070	817	700	643
	Cuencas del Sureste	133,169	129,583	11,889	9,471	11,651
2P	Macuspana	454	9,932	49	10	204
	Pilar Reforma Akal	117,616	107,973	10,281	8,096	10,385
	Salina del Istmo	15,099	11,679	1,558	1,365	1,062
	Cuencas del Sureste	149,302	140,385	16,029	12,845	15,523
3P	Macuspana	460	9,967	55	13	224
	Pilar Reforma Akal	130,006	116,721	13,527	10,705	13,543
	Salina del Istmo	18,837	13,698	2,447	2,127	1,756

Tabla 8. Volumen Original y Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2016.

Analicemos la relación que guarda el Volumen Original 2P de crudo y el número de campos descubiertos en la Provincia Cuencas del Sureste (Figura 32). Actualmente sólo 208 campos cuentan con información de Volumen Original 2P de crudo por 133,169 mmb (tabla 7 y 8). El análisis se enfocará únicamente al crudo debido a que es el principal hidrocarburo producido en la Provincia, mientras que el gas es producido como recurso asociado.

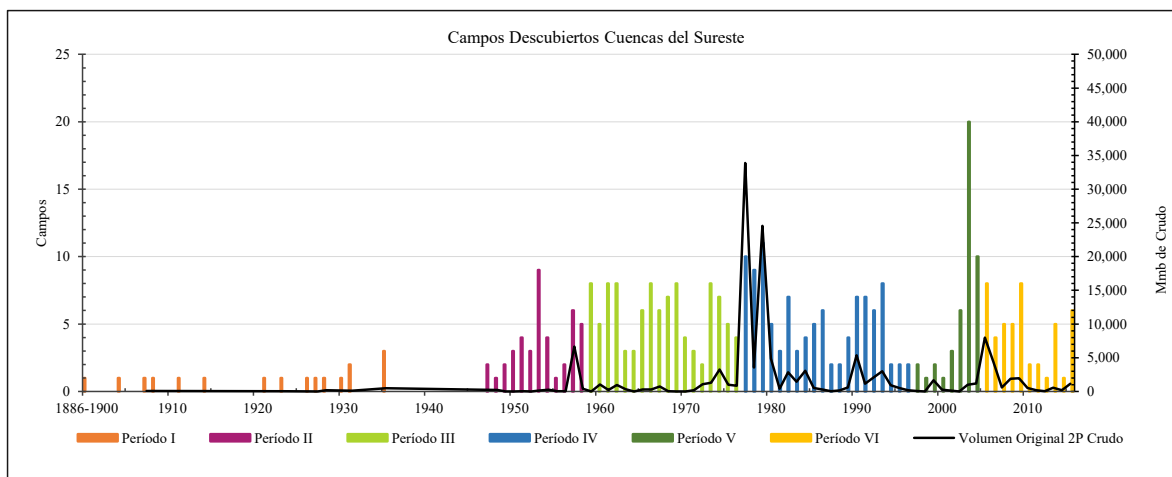


Figura 32. Volumen original 2P y el número de campos descubiertos por Periodo en la Provincia Petrolera.

En el Periodo I (1886- 1937) se descubre un total de 856 mmb de volumen original 2P, el cual el 99.7% se ubica la porción terrestre de Provincia Salina del Istmo y el 0.3% en la Provincia Macuspana. El volumen descubierto en la Provincia de Macuspana procede del campo Sarlat cuyo primer pozo fue perforado en 1886, la información actual señala que actualmente posee un volumen original 2P de 3 mmb. La Provincia Salina del Istmo tuvo el descubrimiento más importante del Periodo I en 1935, el cual corresponde a un volumen original 2P de 453 mmb procedente del campo Cuichapa.

Periodo II (1938 a 1958). Durante este periodo se descubren campos por un volumen original 2P total de 7,809 mmb. El descubrimiento más importante del Periodo fue en el año 1957 en la Provincia Pilar Reforma Akal, corresponde al campo Samaria, el cual actualmente reporta un volumen original 2P de 4,494 mmb.

Durante el Periodo III (1959 - 1976) con 103 campos descubiertos en la Provincia Petrolera se alcanza un volumen original 2P de 10,966 mmb.

El Periodo IV (1977 a 1996) con los grandes descubrimientos marinos incorpora el 67% del volumen original 2P total descubierto en la Provincia. De los 89,847 mmb de volumen original 2P, el 34% procede del Campo Akal descubierto en 1977. El 38% procede de 7 campos: los marinos Nohoch, Maloob, Ku, Abkatún, Pol, Chuc y el terrestre Jujo. Todos los campos mencionados se encuentran ubicados en la Provincia Geológica Pilar Reforma Akal y fueron descubiertos entre 1977 y 1982. El considerado último gran descubrimiento del Periodo IV fue en 1990 con el campo Zaap, el cual reporta un volumen original 2P de 5,084 mmb.

El Periodo V: (1997 a 2004) únicamente incorporó un volumen original 2P de 4,284 mmb, distribuidos en 45 campos, el más importante de ellos es Sihil descubierto en 1999 con un volumen original 2P de 1,640 mmb.

Periodo VI (2005 a 2015) En este periodo se descubrieron 47 campos con 19,406 mmb de volumen original 2P, correspondientes al 15% del total histórico. Los cuatro descubrimientos más importantes se dieron en 2005 y 2006 con los campos Ayatsil, Kayab, Pit y Xanab, los cuales poseen un volumen original 2P por 10,948 mmb. De los descubrimientos anunciados en 2015 los más importantes son Esah y Telt con 416 mmb y 236 mmb, respectivamente de volumen original 2P.

Se vuelve evidente la dificultad en los últimos años de descubrir campos con un volumen original 2P mayor 1,000 mmb. El último descubrimiento de dichas dimensiones fue Xanab en 2005, el cual es 5 veces mayor a Telt.

Para una comparación más precisa en cuanto a tamaños de campos se utiliza la Clasificación de Ivanhoe & Leckie (1993) con las URR. Para la clasificación de los campos de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste se utilizó los datos de Reservas y Producción acumulada de los campos, sin embargo, CNH al 1 de enero de 2016 solo documenta dichos datos para 219 campos (figura 33).

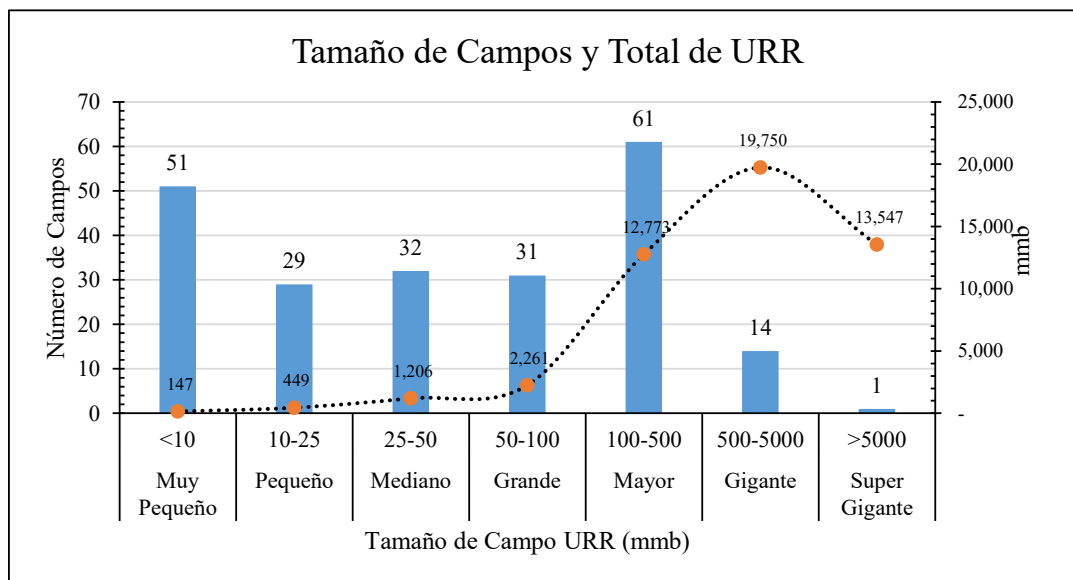


Figura 33. Distribución de Tamaño de campos de acuerdo a su volumen de URR y Volumen total de URR por clasificación a tamaño de campo. Clasificación de Ivanhoe & Leckie (1993).

En la figura 33 se muestra el número de campos por tamaño descubiertos en la Provincia de Cuencas del Sureste y el volumen total de URR por tamaño de campo. De acuerdo a la historia petrolera de la Provincia se han descubierto 51 campos muy pequeños con un total de 147 mmb, 29 campos muy pequeños con 449 mmb, y 32 campos medianos con 1,206 mmb. Los campos de tamaño muy pequeño, pequeño y mediano corresponden al 51% de los campos clasificados y concentran el 3% de las URR. La Provincia Petrolera tiene un abundante número de campos mayores, los cuales concentran el 25% de las URR. Cuencas del Sureste

es una de las excepcionales Provincias Petroleras del mundo que cuentan con campos 14 Gigantes y 1 Súper gigantes de crudo. Los campos gigantes concentran el 39% y el súper gigante Akal el 27% las URR de la Provincia.

En los Periodos I, II y III se descubrió el 49% de los campos muy pequeños, el 10% de pequeños, el 34% de los medianos, el 24% de los grandes, 24% de los mayores y 22% de los gigantes.

El Periodo IV es de mayor éxito en cuanto a descubrimiento de campos de tamaños considerables, se descubrió el único campo súper gigante de crudo en México, el 64% de los campos gigantes, el 47% de los mayores, el 35% de los campos grandes y el 28% de los medianos, 41% de los pequeños 29% de los muy pequeños.

Durante el periodo V se descubrieron 14% de los campos muy pequeños, 21% de los campos pequeños, 25% de los campos medianos, 6% de los grandes y 3% de los mayores.

El Periodo VI los descubrimientos fueron el 8% de los campos muy pequeños, 21% campos pequeños, 13% de los campos medianos, 35% de los grandes, 26% de los mayores y 14% de los gigantes. Cabe mencionar que los campos gigantes se descubrieron a inicios del periodo.

El volumen de reservas remanentes de PCE certificadas al 1 de enero en la Provincia de Cuencas del Sureste (Tabla 8) corresponden al 86% de las reservas probadas nacionales, las cuales se ubican principalmente en la Provincia Geológica Pilar Reforma Akal (Figura 34). De las reservas probadas de PCE el 71% corresponde a crudo de Cuencas del Sureste.



Figura 34 Reservas remanentes de PCE certificadas al 1 de enero de 2016, Nacional, Cuencas del Sureste y Provincias Geológicas: Pilar Reforma Akal, salina del Istmo y Macuspana.

Una característica geológica y técnica importante en el análisis de recursos petroleros es la ubicación de los yacimientos en profundidad. De acuerdo a la historia de los campos descubiertos entre 1900 y 2015, los yacimientos de la Provincia Petrolera se encuentran entre una profundidad de 1,000 a 7,000 m. En la Figura 35 se observa como se ha incrementado la profundidad necesaria a perforar para llegar a los yacimientos, lo cual incrementa los costos de explotación de los campos, aunado a que en años reciente los campos descubiertos son predominantemente marinos.

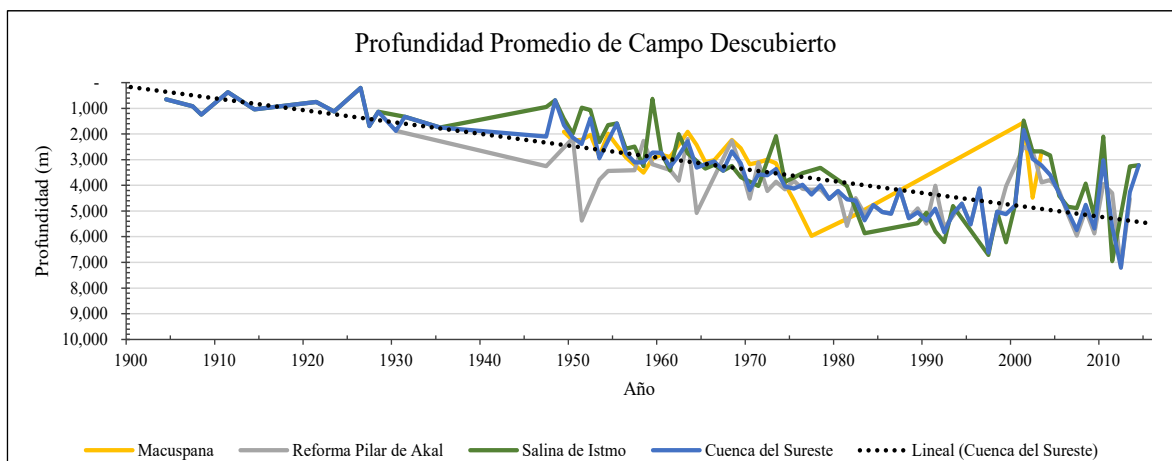


Figura 35. Profundidad Promedio de los campos descubiertos en la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste, desagregado por Provincia Geológica.

En cuanto a la producción se cuenta con el registro de 196 campos, los cuales han producido 48,360 mmb de PCE, lo que corresponde al 84% de la producción acumulada nacional. 174 campos de Cuencas del Sureste concentran el 86% de la producción nacional de crudo con 37,287 mmb (tabla 9). En Anexo I se presenta el mapa de distribución de la Producción acumulada en Cuencas del Sureste.

De las Provincias Geológicas que componen Cuencas del Sureste, Pilar Reforma Akal es constituida la principal productora, con la aportación del 92% de la producción acumulada de crudo y 81% de la producción acumulada de gas natural (tabla 9).

Tabla 9. Producción Acumulada en Cuencas del Sureste

Prod. Acum.	Provincia	PCE (mmb)	Crudo (mmb)	Gas Nat (mmmpc)
Campos	Cuencas del Sureste	196	174	196
	Macuspana	28	9	28
	Pilar Reforma Akal	117	115	117
	Salina del Istmo	51	50	51
Volumen	Cuencas del Sureste	48,360	37,287	52,550
	Macuspana	1,709	184	7,169
	Pilar Reforma Akal	43,546	34,447	42,373
	Salina del Istmo	3,105	2,656	3,008

Tabla 9. Producción Acumulada en Cuencas del Sureste.

En el capítulo 6.1.I Producción de Crudo por Provincia Petrolera, se analizó la contribución a la producción de crudo de la Provincia Cuencas del Sureste, el desagregado a nivel Provincia Geológica se presenta en la figura 36.

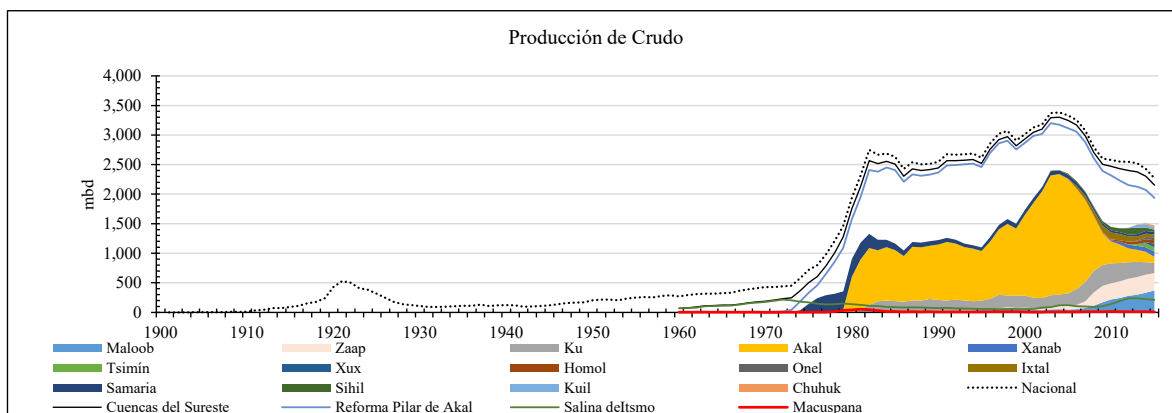


Figura 36. Producción Histórica de las Provincias Geológicas Pilar Reforma Akal, Salina del Istmo, Macuspana y de los principales campos productores.

La provincia geológica Macuspana llegó a su pico máximo de producción de crudo en 1981 con 53 mbd, actualmente sólo produce 7 mbd.

La Provincia Salina del Istmo llegó a su pico máximo de producción en 2013, con una producción de 213 Mbd, su principal campo productor es Xanab, el cual actualmente aporta 90 mbd.

La Provincia Pilar Reforma Akal, es la principal productora de crudo, tanto en Cuencas del Sureste como a nivel Nacional. En 2003 la provincia tocó su pico máximo de producción con 3,200 mbd. El campo Akal aportó el 30% de la producción acumulada nacional, e históricamente fue el principal campo productor de crudo. En 2004 Akal llegó a su pico máximo de producción con 2,038 mmb, correspondientes al 64% de la Producción de la Provincia Geológica. Los campos Maloob, Zaap, Ku, Tsimín, Xux, Homol, Onel, Ixtal, Samaria, Sihil, Kuil y Chuhuk, actualmente son los principales productores, a 2015 produjeron 1,370 mbd, producción que no compensa la declinación del campo Akal.

La capacidad de producción de un campo está directamente relacionada con su madurez. Cuando un campo alcanza la madurez su producción comienza a declinar y requiere aplicar métodos de recuperación secundaria para minimizar su declinación (Aguilar y Esponda, 2013). El incremento o decremento en la tasa anual de producción o Tasa de Anual de Crecimiento Compuesto (TACC) y el nivel de madurez de un campo, determinan el estado de envejecimiento de una Provincia o un Campo.

Considerando la metodología para determinar la madurez de un campo (Capítulo II.3. Estado de madurez los campos descubiertos) y la producción petrolera de 2004 a 2015, se determinó el estado de madurez de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste y de sus Provincias Geológicas: Pilar Reforma Akal, Salina del Istmo y Macuspana.

Como se muestra en la figura 37 la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste se encuentra en un estado maduro y en decrecimiento. El estado de la Provincia Petrolera es reflejo de la Provincia Geológica Pilar Reforma Akal, debido a que esta concentra la mayor parte de las reservas y producción acumulada. En cuanto a la Provincia Macuspana es madura en decrecimiento, la Provincia alcanza una madurez cercana al 80%. La Provincia Salina del Istmo es joven y se encuentra en crecimiento, sin embargo, como se analizó en párrafos

anteriores la producción y volumen de reservas de la provincia es menor al 10% del total de la Provincia Petrolera cuencas del sureste.

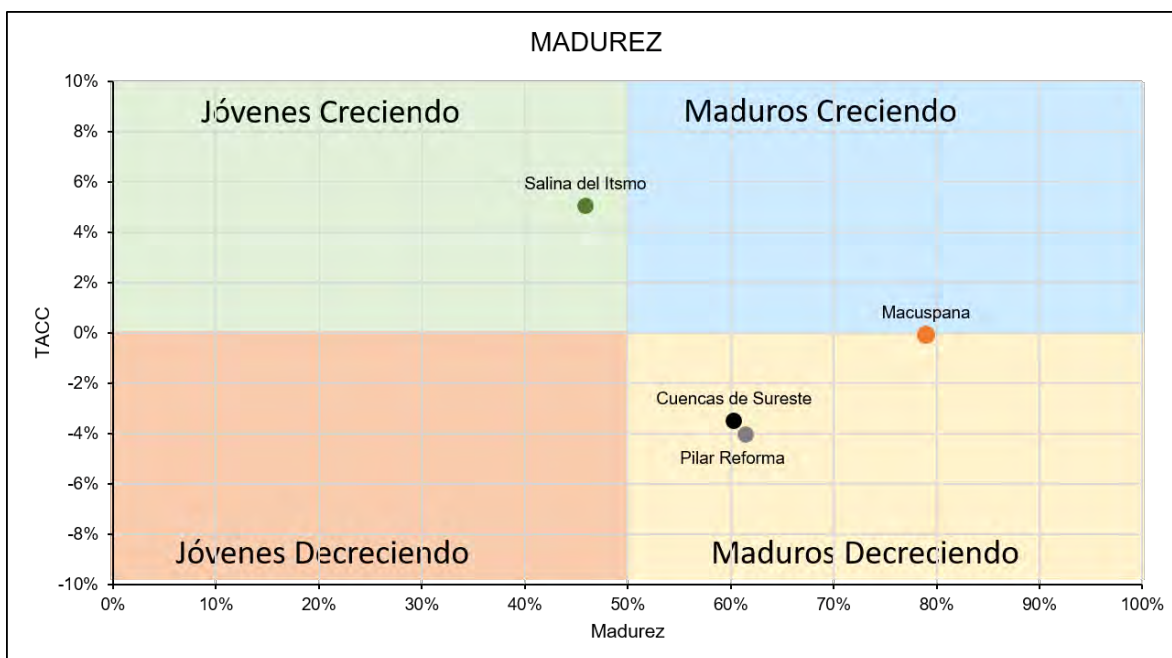


Figura 37. Madurez de la Provincia Petrolera Cuenca del Sureste y las Provincia Geológicas y la Tasa de Anual de Crecimiento Compuesto (TACC) considerada de 2004 a 2015.

Se realizó un análisis de madurez por campo, se incluyeron aquellos con reserva 2P mayor a 25 Mmb de crudo (reservas certificadas al 1 de enero de 2016). El análisis por campo permite determinar que los campos de tamaño gigante y mayor se encuentran en avanzado estado de maduración y decreciendo, entre ellos el campo Akal. Actualmente Zaap es uno de los principales campos productores en crecimiento y posee una madurez aproximada del 55%. Maloob un gigante y actualmente el principal productor de crudo, es clasificado como joven en crecimiento, posee una madurez del 41% (figura 36).

En general los campos jóvenes son campos de tamaño grande a mayor, con madurez entre el 25 y 50%, por su tamaño el potencial de producción futura es bajo y por madurez el periodo de tiempo es corto.

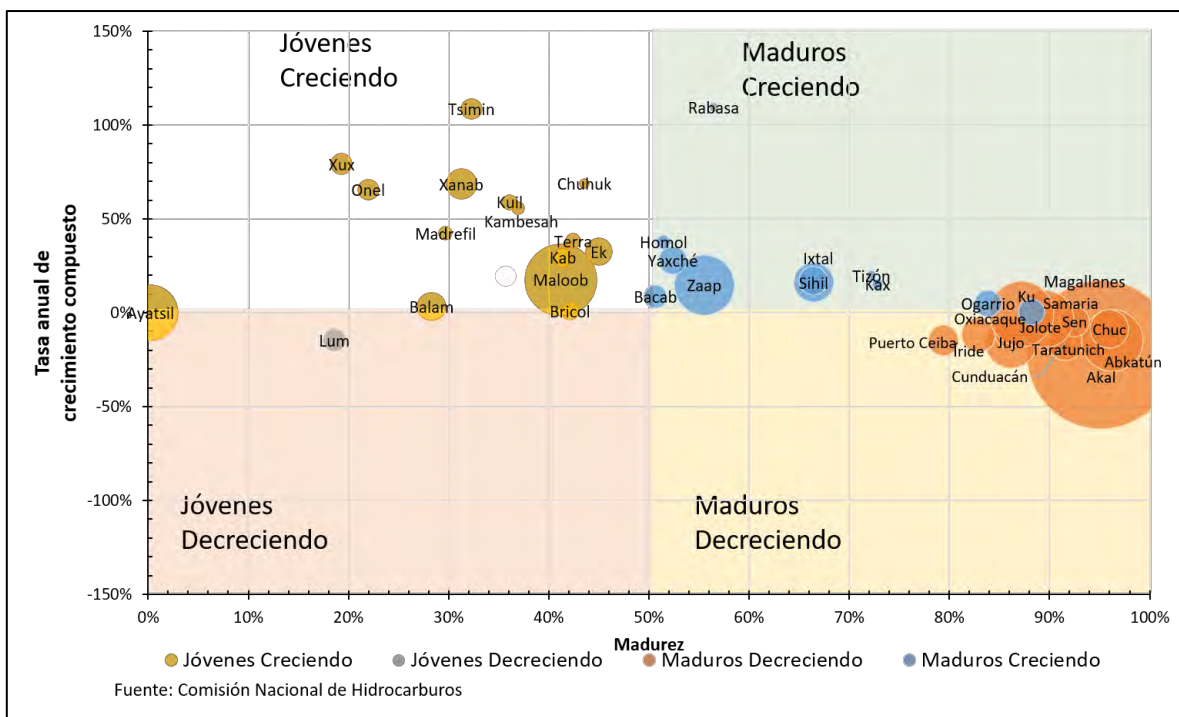


Figura 38. Madurez de los campos de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste y Tasa de Anual de Crecimiento Compuesto considerada de 2004 a 2015. El tamaño de las burbujas es proporcional al volumen de reservas 2P.

Capítulo 7. Evolución de Reservas de Hidrocarburos y Producción Petrolera 2016 a 2040

7.1 Incorporación de Reservas Método Zipf

En el presente Capítulo se establecen tres escenarios de incorporación de reservas mediante el Método Zipf o Distribución Fractal. Los casos de estudio son abordados bajo la siguiente estructura:

Provincia Petrolera de Burgos

- URR de gas
- Reservas probadas de gas

Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste

- URR de Crudo
- Reservas probadas de crudo

Nacional

- URR de Crudo
- Reservas probadas de crudo

Las URR fueron elegidas para evaluar el número y tamaño de campos por descubrir. Es importante destacar que el volumen de hidrocarburos estimado por dichos modelos no es viable en su totalidad para ser producido, debido a factores de riesgo y de recuperación implícitos.

Generalmente se utilizan las reservas 2P para documentar proyectos para exploración, sin embargo, en el presente trabajo se utilizan las reservas probadas por ser las que aportan la producción y sustentan los proyectos de inversión, debido a que el riesgo técnica y económicamente es del 10%.

Se realizaron cuatro modelos de distribución fractal a partir de la pendiente formada por la distribución actual de frecuencia de volumen de hidrocarburos de los campos. Las pendientes elegidas como base para ajustar los modelos de frecuencias fueron -1, -0.9, -0.8 y una pendiente variante denominada caso ideal. La diversificación en las pendientes es con la finalidad de conocer la variación del volumen estimado a descubrir al modificar los parámetros base. Las gráficas de los modelos y tablas correspondientes están incluidas en el Anexo II.

7.1.1 Provincia Petrolera de Burgos

La Provincia Petrolera de Burgos al 1 de enero de 2016 certificó URR de 242 campos por un total de 16,075 mmmpc. La media de los campos descubiertos en la cuenca es de 66.43 mmmpc, la mediana de 5.5 mmmpc y la máxima de 2,310 mmmpc. La curva parabólica de los campos descubiertos en Burgos (denominada en la gráfica Exponencial (campos)) se encuentra semicompleta, con un coeficiente de determinación (R^2) de 0.9291, lo cual indica que la cuenca se encuentra en un estado avanzado de exploración (Figura 39).

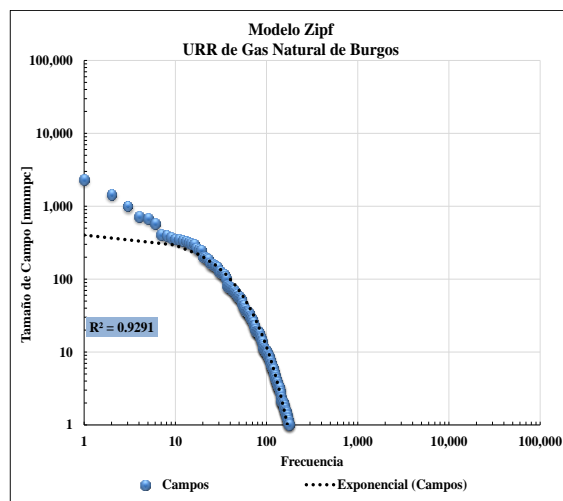


Figura 39. Curva de distribución fractal de las URR y reservas probadas para la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de Determinación (R^2).

Los modelos de distribución fractal o zipf para los campos con URR de gas en la Provincia de Burgos se ajustaron a las pendientes: -1, -0.9, -0.8 y la denominado caso ideal a la pendiente de 0.97. Los resultados de los modelos variaron de 6,667 a 20,624 mmmpc de volumen por incorporar en 600 a 880 campos pendientes por descubrir. Los modelos con resultados bajos corresponden a la pendiente 1, a menor valor de la pendiente el volumen y número de campos por descubrir se incrementa considerablemente (Tabla 10).

Tabla 10. Estimación de Incorporación de URR de Gas en la Provincia de Burgos

URR	Frecuencia Mínima	Frecuencia Máxima	Pendiente Base	Núm. de Campos	Volumen (mmmpc)
Caso I	3	46	-1	600	6,667
Caso II	2	9	-0.9	693	12,490
Caso III	2	12	-0.8	880	20,624
Caso Ideal	12	16	-0.97	680	11,242

Tabla 10. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de URR de Gas en la Provincia de Burgos. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.

La mayoría de campos con URR de gas por descubrir son de tamaño menor a 100 mmmpc. El resultado más optimista arroja un número máximo de 20 campos pequeños con un volumen total de 3,029 mmmpc por descubrir. En todos los modelos una proporción aproximada del 80% y 85% del volumen por incorporar corresponde a campos muy pequeños y minúsculos. (Anexo II.1.IURR de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos). Cabe mencionar que no se contabilizaron los campos con un volumen inferior a 1 mmmpc por ser un volumen inviable económicamente. Los Casos II e Ideal arrojan resultados similares en volumen y número de campos: en ambos casos el volumen por incorporar es cercano al valor de 12,000 mmmpc que reporta la Secretaría de Energía como recursos prospectivos de gas en la provincia petrolera de Burgos (SENER, 2016).

Actualmente solo 151 campos contienen reservas probadas de gas por un total de 1,109 mmmpc. La media de los campos con reservas es de 7.3 mmmpc, la mediana de 1.4 mmmpc y la máxima de 145 mmmpc. La curva parabólica de los campos con reservas probadas en Burgos presenta un coeficiente de determinación de (R^2) de 0.5798. El bajo coeficiente de las reservas probadas y el alto coeficiente de las URR de los campos evidencia la elevada madurez de la Provincia (Figura 40).

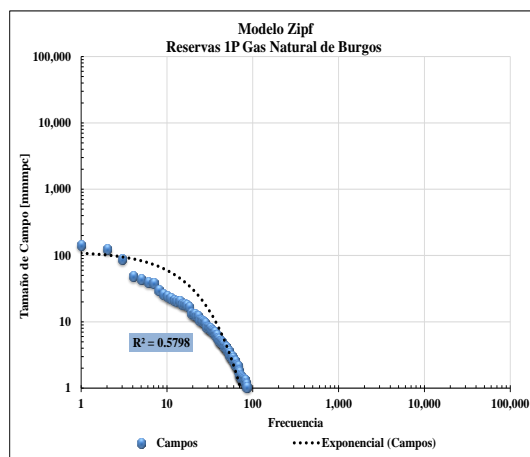


Figura 40. Curva de distribución fractal de las reservas probadas para la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de Determinación (R^2).

Los modelos de distribución fractal para la Provincia de Burgos se ajustaron a las pendientes -1, -0.9, -0.8 y el caso considerado como Ideal se obtuvo con una pendiente de 0.83. Para obtener la pendiente base deseada se realizó el ajuste a partir de frecuencias mínimas entre 2 y 6, mientras que las máximas fueron de 3 a 26. Los resultados obtenidos determinaron que los campos por descubrir son de 122 a 356, con un volumen variable de 389 a 1,424 mmmpc (Tabla 11).

Tabla 11. Estimación de Incorporación de Reservas 1P en la Provincia de Burgos

1P	Frecuencia Mínima	Frecuencia Máxima	Pendiente Base	Núm. de Campos	Volumen (mmmpc)
Caso I	3	26	-1	122	389
Caso II	6	12	-0.9	202	553
Caso III	4	20	-0.8	355	885
Caso Ideal	2	3	-0.83	356	1,424

Tabla 11. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de reservas 1P de Gas en la Provincia de Burgos. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.

Todos los casos concuerdan en que los campos por descubrir son en su mayoría inferiores a 50 mmmpc, lo que significa descubrir campos de tamaño muy pequeño o inferior, además que el 80% del volumen por descubrir se encuentra en campos minúsculos (Anexo II.1.II).

En el caso de la provincia petrolera de Burgos el número de campos por descubrir reservas 1P es entre 80% y 48% menor al número de campos estimados por descubrir con URR. El número de campos de reservas 1P del Caso Ideal corresponde al 52% de los campos estimados a descubrir con URR. La variación en el número de campos es ocasionada por la madurez de la Cuenca ya que, como ya se comentó en un inicio, actualmente sólo el 62% de los campos certificaron reservas 1P.

7.1.2 Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste

La Provincia petrolera de Cuencas del Sureste es la principal productora nacional de crudo y concentra la mayor parte de las reservas probadas de hidrocarburos. Al 1 de enero de 2016 se documentan 219 campos con un total de 50,132 mmb de crudo de URR. La media de los campos es de 229 mmb, la mediana de 48 mmb y el máximo de 13,547 mmb (campo Akal). La curva parabólica de los campos descubiertos y sus URR se encuentra semicompleta con un coeficiente de determinación de 0.8856. En cuanto a las reservas probadas los campos presentan un comportamiento similar, con una curva parabólica semicompleta y un coeficiente de correlación de 0.8836. La parábola casi completa en las URR indica una madurez en la exploración de la Provincia, es decir se han descubierto la mayoría de campos grandes, medianos y pequeños. Los coeficientes de correlación similares entre las URR y las reservas probadas indican que la mayoría de los campos descubiertos aun cuentan con una porción de reservas probadas (Figura 41).

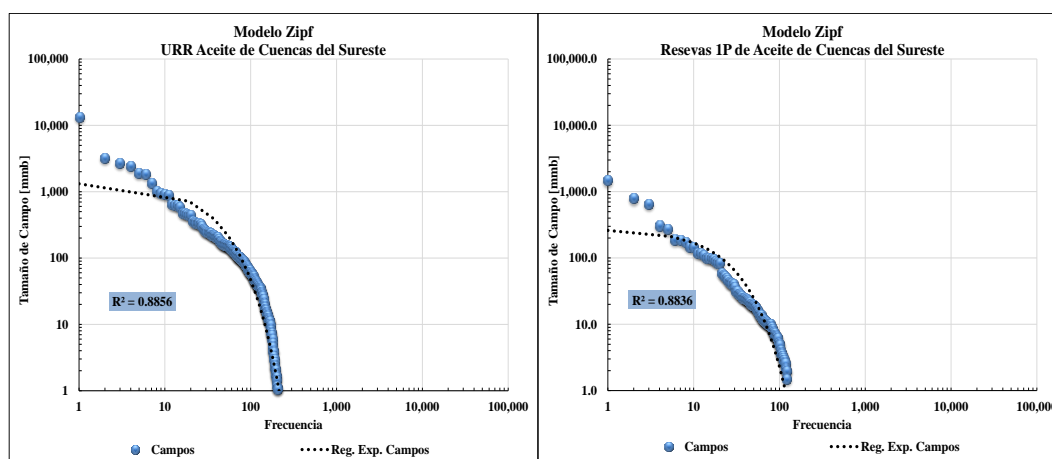


Figura 41. Curva de distribución fractal de las URR y reservas probadas para la Cuenca del Sureste al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de Determinación (R^2)

Los modelos de distribución fractal realizados para la provincia Cuencas del Sureste de campos con URR se ajustaron a las pendientes establecidas anteriormente de -1, -0.9, -0.8 y el caso considerado como ideal se obtuvo con una pendiente de -1.11.

Los resultados del volumen por descubrir oscilaron entre 15,392 y 54,201 mmb, distribuidos entre 669 y 886 campos. El volumen y número de campos por descubrir se incrementa a medida que se consideran pendientes más alejadas de 1 (Tabla 11).

Entre el 30 y al 46% del volumen por descubrir en los casos I, II e Ideal, corresponden a campos de tamaño menor a 25 mmb, es decir, campos pequeños y de tamaño inferior. En estos tres casos se estima por descubrir de 2 a 20 campos de tamaño mayor. Los escenarios del caso III e ideal plantean la posibilidad de descubrir de 4 a 9 campos gigantes (Anexo II.2.I). Los valores elevados del escenario Caso III refleja la alta sensibilidad de los modelos para modificación de la pendiente base a partir de la cual se traza el modelo de distribución fractal (Tabla 12).

Tabla 12. Estimación de Incorporación de URR Provincia de Cuencas del Sureste

URR	Frecuencia Mínima	Frecuencia Máxima	Pendiente Base	Núm. de Campos	Volumen (mmb)
Caso I	3	37	-1	670	15,392
Caso II	2	25	-0.9	886	22,684
Caso III	3	7	-0.8	869	54,201
Caso Ideal	1	6	-1.11	669	17,075

Tabla 12. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de URR de petróleo crudo en la Provincia de Cuencas del Sureste. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.

El volumen estimado los casos I e Ideal, son cercanos entre sí y se aproximan al volumen de recursos prospectivos de Cuencas del Sureste que la SENER y CNH han determinado para la Provincia, el cual asciende a 13,700 mmb (SENER, 2016).

La provincia petrolera de Cuencas del Sureste al 1 de enero de 2016, certificó 155 campos con reservas probadas de crudo, las cuales ascienden a 5,408 mmb. El promedio de reservas por campo es de 44 mmb y la media de 10 mmb.

Los modelos de distribución fractal para esta provincia se ajustaron a las pendientes -1, -0.9, -0.8 y el caso considerado como ideal se obtuvo con una pendiente de -1.09. Para obtener los coeficientes de determinación deseados se utilizó una frecuencia mínima de 1 a 4 y una frecuencia máxima de 9 a 2. Los modelos obtuvieron un número de campos estimado por descubrir de 658 a 725 con un volumen de 3,736 a 5,777 mmb. Los modelos Caso I y Caso Ideal arrojan los valores de menor volumen y número de descubrimiento, con una diferencia entre sí menor al 5%. El Caso III presenta un escenario con un mayor número de campos y volumen por descubrir de 5,477 mmb, distribuido en 725 campos. (Tabla 13).

De acuerdo a los modelos el 80% del volumen de crudo por descubrir se encuentra en campos de tamaño pequeño y muy pequeño. En todos los modelos obtenidos existe la probabilidad de descubrir de 5 a 13 campos grandes y de 16 a 39 campos medianos, los cuales contienen el 20% del volumen total estimado. (Anexo II.2.II).

Tabla 13. Estimación de Incorporación de Reservas 1P Provincia de Cuencas del Sureste

1P	Frecuencia Mínima	Frecuencia Máxima	Pendiente Base	Núm. de Campos	Volumen (mmb)
Caso I	1	15	-1	658	3,884
Caso II	4	9	-0.9	678	5,016
Caso III	4	20	-0.8	725	7,577
Caso Ideal	3	20	-1.09	655	3,736

Tabla 13. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de Reservas 1P de petróleo crudo en la Provincia de Cuencas del Sureste. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.

El número de campos estimados por descubrir en los modelos de distribución fractal de URR y reservas 1P es similar, esto debido a que el 70% de los campos descubiertos en Cuencas del Sureste certifican a 2016 reservas probadas. La relación del volumen de reservas URR y reservas probadas en los modelos es del 22%, porcentaje similar al factor de recuperación primaria o sin la aplicación de tecnologías para recuperación mejorada (CNH, 2010); por lo cual los volúmenes estimados en los modelos Zipf de reservas 1P corresponden al volumen con mayor viabilidad de producción.

7.1.3 Nacional

Para realizar en modelado de distribución fractal de los campos descubiertos en todo México y las reservas probadas de hidrocarburos se utilizaron los datos de las reservas al 1 de enero de 2016.

Actualmente en se cuenta con datos de URR de 412 campos a nivel nacional, los cuales contienen un volumen de 60,777 mmb, e promedio por campo es de 148 mmb y media de 23 mmb. La parábola de distribución de los campos es semicompleta con un coeficiente de determinación (R^2) de 0.8846 (figura 42), lo que significa que México cuenta con un avanzado estado de exploración y descubrimiento de campos petroleros de tamaño gigante, mayor, grandes, medianos y pequeños.

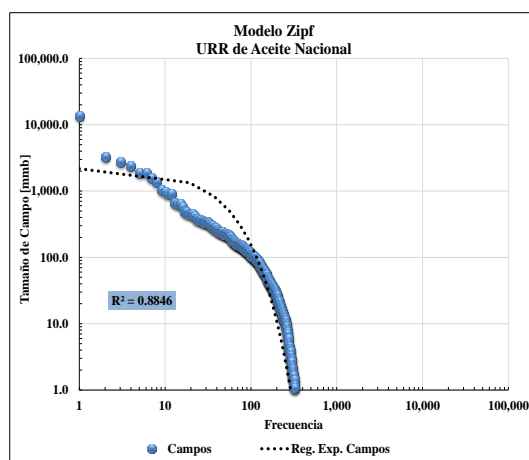


Figura 42. Curva de distribución fractal de las URR Nacionales al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de determinación (R^2)

Se realizaron los modelos de distribución fractal con las pendientes establecidas de -1, -0.9, -0.8 y el determinado como un Caso Ideal adaptado a una pendiente de -0.83. Los modelos estimaron un volumen por descubrir de 14,646 a 43,749 mmb, distribuidos entre 549 a 774 campos (Tabla 14). En el anexo 2.3 se desglosa el volumen estimado por tamaño de campo de cada uno de los modelos realizados.

Tabla 14. Estimación de Incorporación de Reservas URR Nacional

URR	Frecuencia Mínima	Frecuencia Máxima	Pendiente Base	Núm. de Campos	Volumen (mmb)
Caso I	4	27	-1	774	14,646
Caso II	3	30	-0.9	747	19,778
Caso III	3	12	-0.8	578	43,749
Caso Ideal	3	11	-0.83	549	34,505

Tabla 14. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de URR de petróleo crudo Nacionales. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.

Para el caso I el modelo de distribución fractal establece poder descubrir un volumen de 14,646 mmb distribuido en 774 campos, donde el 44% del volumen por descubrir se encuentra concentrado en campos medianos, pequeños y muy pequeños. El volumen restante se concentra en 53 campos grandes con un volumen total de 3,491 mmb.

En cuanto al caso II, el 68% del volumen esperado un se concentra en campos medianos y pequeños y muy pequeños, mientras que el volumen restante se encuentra en 94 campos grandes.

El caso III es la estimación más optimista, que prevé incorporar un volumen de 43,749 mmb, del cual el 70% se encuentra concentrado en 102 campos grandes mayores y en 8 gigantes.

En caso ideal estima la incorporación de 34,505 mmb, de los cuales el 59% se concentra en 110 campos de grandes mayores y gigantes. Las estimaciones de URR en campos nacionales prevén el descubrimiento de campos de diversos tamaños, en su mayoría medianos a muy pequeños. Los escenarios más optimistas consignan el descubrimiento de hasta 8 campos gigantes (Anexo II.3.I).

Las estimaciones realizadas en los modelos de distribución fractal resultan distantes de los recursos prospectivos estimados por la SENER y CNH, quienes reportan un volumen de 48,300 mmb de crudo, distribuido en las ocho provincias petroleras de México. La diferencia en los cálculos puede radicar en el volumen estimado para aguas profundas, dicha provincia no ha sido objeto de estudio detallado en el presente trabajo, debido a que no existen estimaciones de reservas, solo de recursos potenciales.

Actualmente, sólo 270 campos cuentan con reservas probadas de crudo, por un volumen total de 7,641 mmb. El promedio de hidrocarburos es de 28 mmb por campo, la mediana es 3 mmb y el volumen máximo de reservas probadas es de 1,473 en el campo Maloob. La curva de distribución de frecuencias vs tamaño de campos de las reservas probadas de aceite se encuentra semicompleta con un coeficiente de determinación (R^2) de 0.6866, lo que significa que actualmente no todos los campos descubiertos cuentan con reservas de hidrocarburos probadas. De los campo documentados a 2016 sólo el 65% cuentan con reservas probadas (Figura 43).

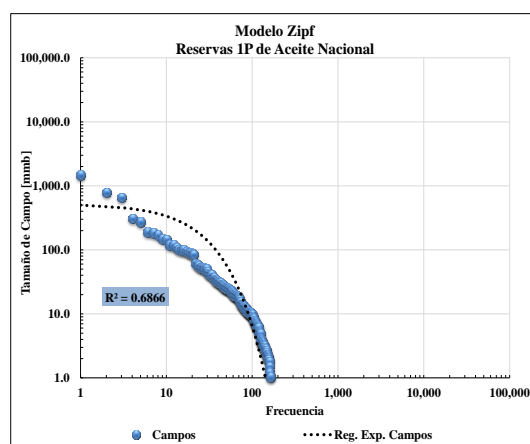


Figura 43. Curva de distribución fractal de reservas probadas Nacionales al 1 de enero de 2016, Campos en azul, modelo de regresión en negro, coeficiente de determinación (R^2).

Se realizaron cuatro modelos de distribución fractal, los cuales se ajustaron a las pendientes -1, -0.9, -0.8 y el modelo considerado como ideal se ajustó a una pendiente de -0.78. Las pendientes base se encontraron en la frecuencia mínima de 2 a 4 y una frecuencia máxima de 15 a 21. Los resultados obtenidos con los modelos de distribución fractal determinaron que los campos por descubrir son de 542 a 644, con un volumen de 3,494 a 7,625 mmb (Tabla 15).

Tabla 15. Estimación de Incorporación de Reservas 1P Nacional

1P	Frecuencia Mínima	Frecuencia Máxima	Pendiente Base	Núm. de Campos	Volumen (mmb)
Caso I	2	16	-1	542	3,494
Caso II	5	15	0.9	490	4,110
Caso III	4	20	0.8	620	7,192
Caso Ideal	4	21	-0.78	644	7,625

Tabla 15. Parámetros empleados para la estimación de incorporación de reservas 1P de petróleo crudo Nacionales. Número de campos por descubrir y volumen por incorporar en cada modelo.

Entre el 73% y el 84% del volumen por descubrir se encuentra en campos muy pequeños y pequeños, mientras que el volumen restante, entre 547 y 2,047 mmb, se encontraría en campos medianos y grandes. En el caso más optimista se descubrirán 11 campos grandes y en el escenario más conservador sólo dos (Anexo II.3.II).

7.2 Curvas de Declinación de Reservas

7.2.1 Reservas Burgos

La Provincia Petrolera de Burgos es una cuenca productora principalmente de gas no asociado. La exploración y explotación en yacimientos no convencionales se encuentra ampliamente documentada, lo que hace favorable un análisis mediante declinación exponencial en sus reservas de gas natural.

Las Reservas de hidrocarburos de la Provincia Petrolera de Burgos están constituidas en más del 90% por gas natural. El presente análisis se aplica a las reservas certificadas del 1 de enero de 1999 al 1 de enero de 2016, por realizarse bajo metodologías homologadas.

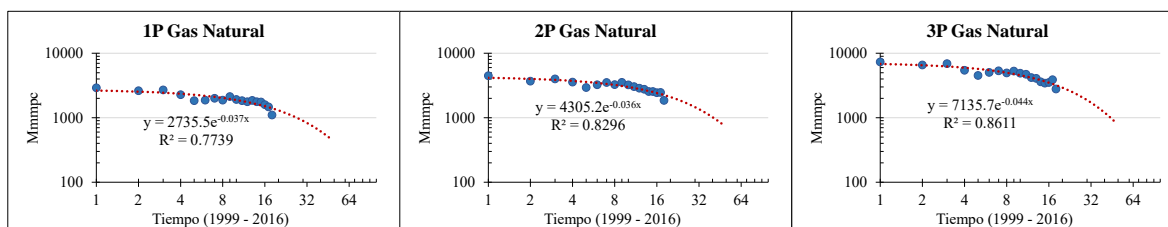
Para determinar la viabilidad del método se establecieron los coeficientes de correlación de las reservas probadas, probables y posibles con el tiempo, los precios de la mezcla mexicana de petróleo y los precios del gas (Tabla 16).

Como se puede notar en la tabla 16, las reservas de Burgos tienen una mayor influencia a cambios por declinación natural (agotamiento de los recursos con el tiempo), que a los precios de los hidrocarburos. Resulta destacable que las reservas de gas presentan una mayor influencia a los precios del crudo que a los del gas, sobre todo en las reservas posibles.

Tabla 16. Coeficientes de Correlación			
	Probadas (1P)	2P	3P
Tiempo	-0.88	-0.74	-0.92
Precio Crudo	-0.57	-0.64	-0.69
Precio Gas	0.03	0.57	0.18

Tabla 16. Coeficientes de Correlación de reservas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.

Es importante señalar que para el caso de Burgos el coeficiente de correlación de Pearson de las reservas analizadas vs tiempo es en promedio -0.90 , y el coeficiente de determinación es de 0.7739 a 0.8611 , lo que genera un nivel de seguridad aceptable para el modelo (Figura 44).



Datos al 1 de enero del año
Fuente:
Comisión Nacional de Hidrocarburos.
Las Reservas de Hidrocarburos de México 2002-2015
Memoria de Labores de Pemex 1998-2014

Figura 44. Graficas de volumen de reservas de hidrocarburos de Burgos contra tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de determinación (R^2). Valor de la declinación Exponencial de las reservas (y).

Con las tasas de declinación obtenidas de las gráficas de la figura 44, se estimó el comportamiento de las reservas 1P, 2P, 3P respecto al tiempo, al que denominaremos Escenario I.

El elevado coeficiente de correlación que presentan las reservas 3P con respecto al precio del crudo, es causado por la gran influencia de éste sobre las reservas posibles. Por lo anterior se desarrolló el escenario del precio requerido para continuar con la evolución natural de las reservas 3P. Para ello se determinó la relación del precio de la mezcla mexicana por cada 100 barriles de PCE de gas de 1999 a 2010 (Figura 45).

Una vez establecido el comportamiento con el tiempo de las reservas y el precio, en el Escenario I se determina el precio necesario del crudo para poder certificar el volumen de reservas planteado por declinación exponencial (Anexo 3.I).

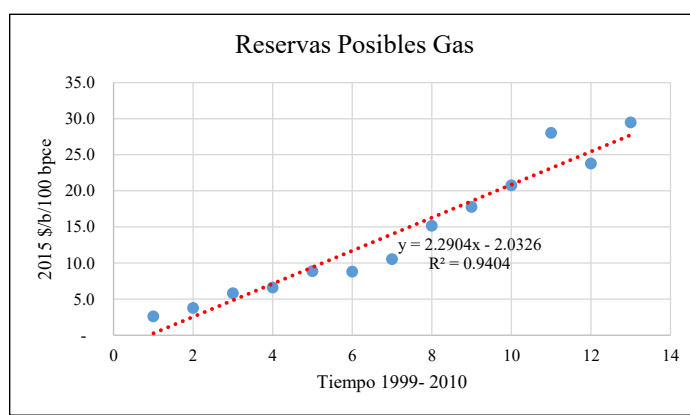


Figura 45. Gráficas de relación del precio del crudo por cada 100 bpce de reservas posibles de gas de Burgos contra tiempo, periodo 1998 a 2016 (Azul). Línea de tendencia lineal (rojo). Coeficiente de determinación (R^2).

El Escenario I para Burgos establece que para 2017 las reservas totales en Burgos serán 3,093 mmmpc, de las cuales 1,354 mmmpc son probadas, 818 probables y 921 posibles. El precio del crudo para poder incorporar dicho volumen es de \$76 dólares el barril. Debido a la declinación natural de los recursos petroleros convencionales en Burgos se espera que en 2040 exista un volumen de 1,124 mmmpc, de los cuales 578 mmmpc son reservas probadas. Para esto se estima que se requiere un precio a valor presente del crudo de \$33 dólares el barril. Por el tamaño de la provincia petrolera y por los bajos volúmenes de reservas estimadas a futuro, el precio del cual dependen tiende a decrecer.

7.2.2 Reservas Cuencas del Sureste

La Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste se caracteriza históricamente por su abundante reserva en aceite y gas asociado. Los yacimientos son principalmente del tipo convencional y la cuenca presenta una avanzada evaluación exploratoria, lo que hace favorable un análisis mediante declinación exponencial en sus reservas. Como en el caso anterior analizamos las

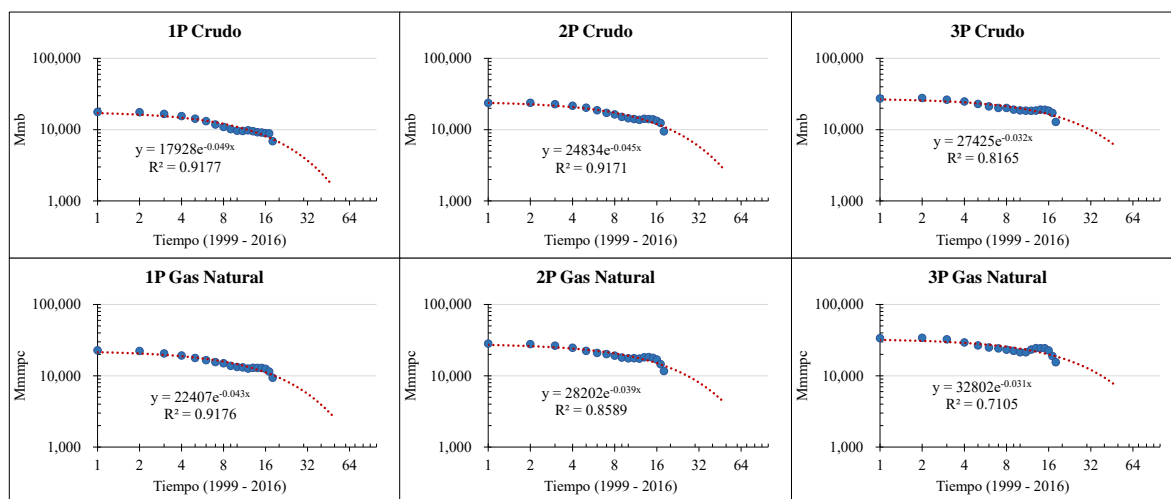
reservas certificadas del 1 de enero de 1999 al 1 de enero de 2016, por realizarse bajo metodologías homologadas.

Los coeficientes de correlación de las reservas de Cuencas del Sureste son altamente sensibles a la declinación natural de los recursos por el tiempo y al precio del crudo (Tabla 17), lo que hace viable el análisis por declinación exponencial.

Tabla 17. Coeficientes de Correlación						
	Reservas de Crudo			Reservas de Gas natural		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Tiempo	-0.94	-0.95	-0.91	-0.94	-0.93	-0.85
Costo Crudo	-0.78	-0.74	-0.63	-0.74	-0.67	-0.57
Costo Gas	-0.10	-0.04	-0.24	-0.08	-0.08	-0.20

Tabla 17. Coeficientes de correlación de reservas de crudo y gas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.

El análisis estadístico para los datos empleados en el modelo arroja un valor del coeficiente de correlación de Pearson en promedio de -.92, y un coeficiente de determinación de 0.7105 a 0.9177, lo que genera un nivel de seguridad aceptable para el modelo (Figura 46).



Datos al 1 de enero del año.
Fuente:
Comisión Nacional de Hidrocarburos.
Las Reservas de Hidrocarburos de México 2002-2015
Memoria de Labores de Pemex 1998-2014

Figura 46. Graficas de volumen de reservas de hidrocarburos de Cuencas del Sureste contra tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R). Valor de la declinación Exponencial de las reservas (y).

Una vez establecidas las tasas de declinación de las reservas con el tiempo se desarrolló el modelo de evolución de reservas de crudo y gas respecto al tiempo, a dicho modelo se denominó Reservas Cuencas del Sureste Escenario I. Al observar la alta correlación que tienen las reservas de hidrocarburos a los precios del petróleo en el mercado se desagregó los coeficientes de correlación a nivel reservas probadas, probables y posibles, y se determinó que las reservas posibles son influenciadas principalmente por el precio del crudo (Tabla 18).

Tabla 18. Coeficientes de Correlación						
	Reservas de Crudo			Reservas de Gas natural		
	Probadas	Probables	Posibles	Probadas	Probables	Posibles
Tiempo	-0.94	-0.90	0.63	-0.94	-0.62	0.01
Costo Crudo	-0.55	-0.55	0.84	-0.74	-0.17	-0.61
Costo Gas	-0.10	0.16	-0.21	-0.08	-0.07	0.21

Tabla 18. Coeficientes de correlación de reservas de crudo y gas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.

Se determinó la relación del precio de la mezcla mexicana por cada 100 barriles de PCE para las reservas posibles de crudo y gas de 1999 a 2016 (Figura 47)

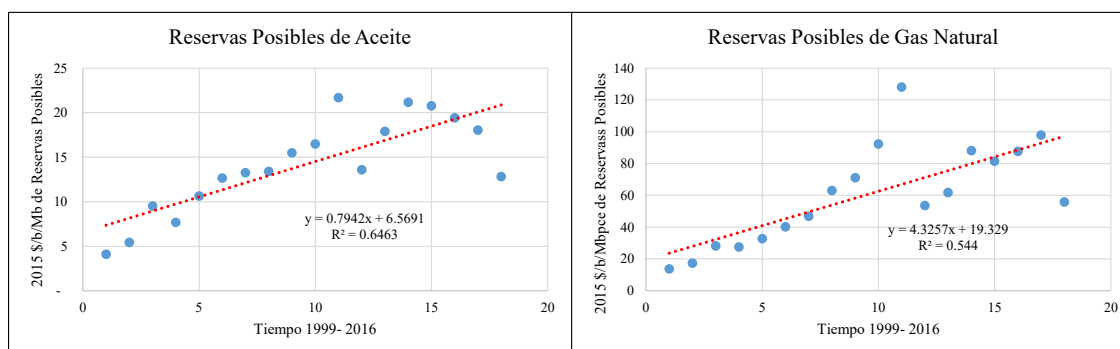


Figura 47. Graficas de relación del precio del crudo por cada Mbpcce de reservas posibles de crudo y gas de Cuencas del Sureste contra tiempo, periodo 1998 a 2016 (Azul). Línea de tendencia lineal (rojo). Coeficiente de determinación (R^2).

El factor de precio sólo fue aplicado a las reservas posibles. Se desarrollaron tres escenarios de evolución de reservas distintos para las reservas de aceite y gas, por lo cual las reservas probadas y posibles en los tres escenarios tendrán el mismo volumen, mientras que las reservas posibles (y por ende totales) serán modificadas de acuerdo al precio.

El Escenario I considera la declinación exponencial como principal factor y es indiferente a la predicción de los precios del mercado. Una vez obtenido el volumen de reservas esperado se estima el precio necesario en el mercado para obtener dicho volumen.

El Escenario II, utiliza los precios estimados por la Organización de Países exportadores de Petróleo (OPEC) para el periodo 2016 a 2040 y estima el volumen total factible a certificar, de acuerdo a la declinación natural de las reservas de hidrocarburos.

El Escenario III, toma en cuenta los precios del petróleo West Texas Intermediate (WTI), estimados por la Agencia Internacional de Energía (EIA) para el periodo 2016 a 2040, y estima el volumen total factible a certificar, de acuerdo a la declinación natural de las reservas de hidrocarburos. Se eligió el precio WTI por ser el más próximo al precio de la Mezcla Mexicana.

Escenario I: Para 2017, las reservas totales de crudo se estiman en 14,466 Mmb, lo que corresponde a un aumento del 4%, las reservas probadas sólo registran un incremento del 3% para llegar a un volumen total de 7,066 mmb. Para cumplir con dicho escenario se requiere un precio del barril de crudo de \$95 dólares. A 2040 se estima un volumen total de reservas de crudo 6,987 mmb, de las cuales 2,290 corresponden a reservas probadas, para dicho escenario se requiere un precio de la mezcla mexicana de \$136 dólares a valor presente (Anexo 3.II).

En cuanto al Gas Natural, en el escenario I se espera un volumen total de 13,062 mmmpc, lo que implica un incremento del 30%. Dicho incremento depende de un precio del crudo de \$97 dólares el barril, mientras que para las reservas probadas se espera un incremento del 5% para alcanzar un volumen de 9,898 mmmpc. A 2040 se estima un volumen de reservas probadas de 3,682 mmmpc y total de 8,680 mmmpc. Dicho volumen depende de un precio de \$138 dólares el barril de mezcla mexicana (Anexo 3.II).

Escenario II: Para 2017, la OPEC estima un precio promedio de \$40 dólares, por lo que las reservas totales de crudo se estiman en 11,934 Mmb y 10,263 mmmpc de gas natural, es decir se espera una caída del 14% en el volumen total de reservas de crudo y un incremento del 2% en reservas totales de gas natural. Para 2040 se espera un volumen total de 5,873 mmb de crudo y 7,511 mmmpc de gas natural si el precio es de \$91 dólares. (Anexo 3.II).

Escenario III: Para 2017, la AIE calcula un precio promedio de \$37 dólares, por lo que las reservas totales de crudo se estiman en 11,801 Mmb, es decir se espera una caída del 15% en el volumen total de reservas de crudo. Para 2040 se espera un precio en el mercado de \$125 dólares, lo que arroja un volumen total de 6,716 mmb. En 2017 para las reservas totales de gas se espera un incremento del 1%, para alcanzar un volumen total de 10,121 mmmpc y a 2040 de 8,348 mmmpc (Anexo 3.II).

7.2.3 Reservas Nacionales

Las reservas nacionales provienen históricamente principalmente la provincia petrolera Cuencas del Sureste, debido principalmente a la concentración natural de los recursos en dicha cuenca. México ha realizado históricamente una evaluación y exploración de recursos petrolíferos a nivel nacional, en yacimientos convencionales, áreas terrestres y marinas someras. Por lo tanto, el modelo de reservas nacionales corresponde a yacimientos convencionales, terrestres y marinos someros.

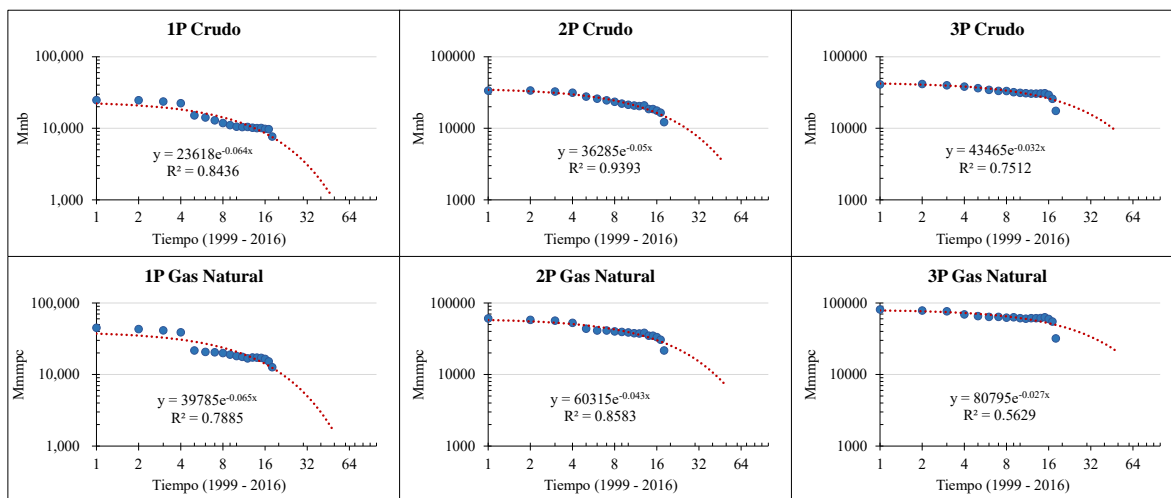
Para determinar la viabilidad de aplicar el método de declinación exponencial a la evolución de reservas de hidrocarburos, tal como se efectuó para las Provincias Petroleras de Cuencas del Sureste y Burgos, fueron determinados los coeficientes de correlación de las reservas con el tiempo, el precio del crudo y el precio del gas en el mercado (Tabla 19). Bajo esta premisa

es notorio como las reservas tanto de crudo como de gas son principalmente influenciadas por el factor tiempo.

Tabla 19. Coeficientes de Correlación						
	Reservas de Crudo			Reservas de Gas natural		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Tiempo	-0.88	-0.97	-0.92	-0.84	-0.93	-0.82
Costo Crudo	-0.73	-0.75	-0.55	-0.68	-0.66	-0.39
Costo Gas	-0.17	0.04	0.08	-0.18	-0.01	0.03

Tabla 19. Coeficientes de correlación de reservas de crudo y gas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.

El análisis los datos empleados en el modelo arroja un valor en el coeficiente de correlación de Pearson en reservas-tiempo en promedio de -0.89 , y un coeficiente de determinación en crudo de 0.7512 a 0.9393 lo que genera un nivel de seguridad aceptable para el modelo. Es importante mencionar que el bajo coeficiente de correlación de Pearson, de -0.82 , para las reservas 3P de gas respecto al tiempo, y el coeficiente de determinación de 0.5629 , se ven afectados directamente falta de certificación de reservas de campos de aguas profundas en el último año (Figura 48).



Datos al 1 de enero del año.
 Fuente:
 Comisión Nacional de Hidrocarburos.
 Las Reservas de Hidrocarburos de México 2002-2015
 Memoria de Labores de Pemex 1998-2014

Figura 48. Graficas de volumen Nacional de reservas de hidrocarburos contra tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R). Valor de la declinación Exponencial de las reservas (y).

Es importante recordar lo mencionado en capítulos anteriores, las reservas totales de aceite y gas no presentaban drásticas variaciones por la caída en las reservas probadas y posibles,

debido a que la variación era amortizada por el incremento en las reservas posibles favorecido principalmente por el alza de precios. Por lo tanto la proyección de las curvas de reservas posibles compensa la declinación de las reservas probadas y probables. Por ello, se desagregaron las reservas a nivel probadas, probables y posibles, y se analizó la influencia del tiempo y de los precios del mercado de los hidrocarburos. Una vez desagregadas es notable como las reservas posibles de crudo y gas son principalmente dependientes de los precios del mercado del petróleo crudo (Tabla 20).

	Reservas de Crudo			Reservas de Gas natural		
	Probadas	Probables	Posibles	Probadas	Probables	Posibles
Tiempo	-0.88	-0.51	0.45	-0.84	-0.13	0.22
Costo Crudo	-0.73	-0.21	0.83	-0.68	0.19	0.65
Costo Gas	-0.17	0.62	0.12	-0.18	0.54	0.11

Tabla 20. Coeficientes de correlación de reservas de crudo y gas con tiempo, precio del crudo y gas en el mercado mundial.

Se determinó la influencia del precio de la mezcla mexicana por cada 100 barriles de PCE para las reservas posibles de crudo y gas de 1999 a 2016 (Figura 49).

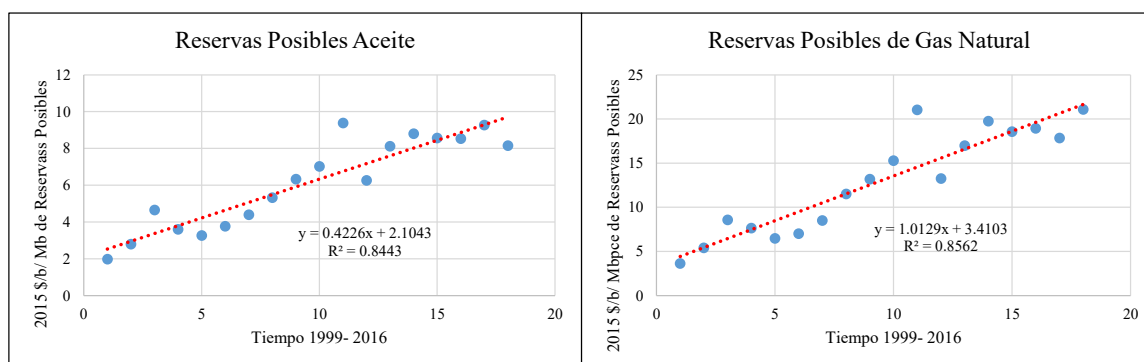


Figura 49. Graficas de relación del precio del crudo por cada Mbpce de reservas nacionales posibles de crudo y gas contra tiempo, periodo 1998 a 2016 (Azul). Línea de tendencia lineal (rojo). Coeficiente de determinación (R²).

Se aplicó la misma metodología de escenarios mencionada en el apartado 7.2. II. Reservas Cuencas del Sureste.

La caída del volumen total de las reservas del 1 de enero de 2016, estadísticamente es efecto de la caída en los precios en el mercado del petróleo, los cuales impactaron directamente las reservas posibles reduciéndolas un 43%, de 5,315 a 9,631 mmb.

En el escenario I plantea la declinación natural de las reservas considerando como factor principal el tiempo, obteniendo para 2017 un volumen total de hidrocarburos de 23,664 mmb. Para hacer factible este escenario se requiere un precio en el mercado de la mezcla mexicana de \$98 dólares, con ello se incrementan reservas posibles a un volumen de 9,631 mmb. En

cuanto a las reservas probadas para 2017 se estiman en 7,001 mmb lo que implica una caída del 8%. Para 2040 se espera un volumen total de 11,336 mmb, de los cuales 1,606 mmb corresponden a reservas probadas; para alcanzar este volumen se requiere un precio de la mezcla mexicana de \$137 dólares.

En cuanto a las reservas nacionales de gas el Escenario I estima para 2017 un volumen total de 48,372 mmmpc, de los cuales 11,571 mmmpc corresponden a reservas probadas y 21,727 mmmpc a reservas posibles. El precio necesario para llegar a dicho volumen es de \$98 dólares, esto debido a que un gran volumen de reservas posibles se puede localizar en áreas marinas y de aguas profundas. Para 2040 se estima un volumen total de 25,995 mmmpc a un precio de \$148 dólares. Las reservas probadas sólo se estiman en 2,595 mmmpc y las reservas posibles en 16,085 mmmpc (Anexo 3.III).

En el Escenario II se consideran los precios proyectados por la OPEP. Para 2017 determina un precio de \$40 dólares el barril crudo, lo que hace factible un volumen total de crudo de 17,960 mmb y de gas de 35,428 mmmpc, de los cuales las reservas probadas son 7,001 mmb de crudo y 11,571 mmmpc de gas, respectivamente. Para 2040 con un precio proyectado de \$91 dólares se estima un volumen total de reservas de crudo de 9,042 mmb y gas de 19,845 mmmpc. Las reservas probadas de crudo para dicho año son de 1,606 mmb y de gas de 2,595 mmmpc.

El Escenario III resulta ser el más conservador para la proyección de reservas a 2017, debido a que estima un precio de \$37 dólares el barril del petróleo WTI. Con este precio se estima un volumen de 17,675 mmb para las reservas totales de crudo y de 34,791 mmmpc para las de gas. Para 2040, con un precio de \$125 dólares el barril, se espera un volumen total de 10,737 mmb de crudo y 23,506 mmmpc de gas.

7.3 Evolución de la Producción 2016 a 2040

Los métodos empleados para la estimación de la curva de producción a 2040, se eligieron con base en la disponibilidad de información. Se consideró que los campos presentan producciones estables, debido a que la mayoría corresponde a yacimientos convencionales son o están por llegar a la madurez.

Para la estimación de las curvas de producción por Provincia Petrolera o a nivel nacional se utilizaron dos métodos principales, el método de análogos con los en índice de desempeño de producción y el método de curvas de declinación exponencial.

7.3.1 Producción de Gas Natural en Burgos 2016 a 2040

Por ser la Provincia petrolera de Burgos una cuenca madura de gas los métodos de análogos y declinación exponencial son acertados. Burgos llegó a su pico máximo de producción de gas en 2009 por lo que se toma dicho año como base para estimar la tasa de producción (Figura 50). Es importante que señalar que el dato para 2016 es el promedio de la producción de enero a octubre. Los datos de correlación del periodo 2009 a 2016 con la producción presentan un índice de correlación de Pearson de -0.94 y el modelo de declinación exponencial un coeficiente de determinación de 0.8506 , lo que hace viable metodológicamente la aplicación del modelo.

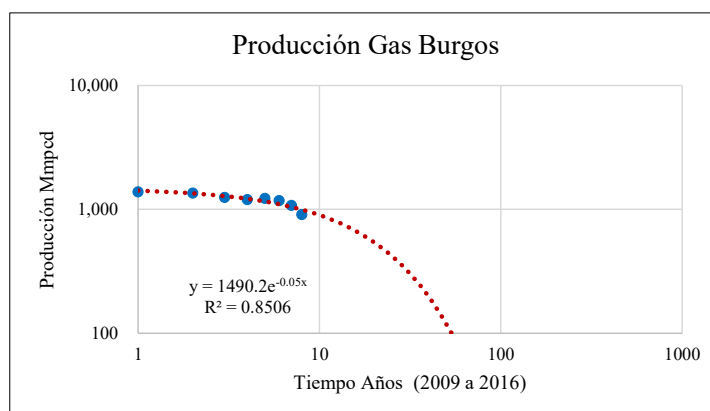


Figura 50. Grafica producción de gas vs tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R).

Para la Provincia de Burgos se obtuvieron dos curvas de producción, una por índice de desempeño y otra calculada mediante declinación exponencial. El índice de desempeño aplicado es el de la propia cuenca de Burgos equivalente a 0.73 , el cual no ha variado durante los últimos 8 años.

Las curvas de producción resultantes arrojan producciones por debajo de los 1000 mmpcd, siendo la curva calculada por índice de desempeño la de mejor escenario, mientras que la producción calculada por declinación exponencial recrea un escenario de producción menor. Al realizar una regresión para el periodo 2009-2016 se observa que los valores estimados y la producción real presentan valores muy cercanos entre sí (figura 51).

El Escenario declinación exponencial proyecta una producción a 2017 de 950 mmpcd y a 2040 de 234 mmpcd, la producción acumulada 2017-2040 es de 5,849 mmpcd. El Escenario

de índice de desempeño espera una producción a 2017 de 987 mmpcd y a 2040 de 351 mmpcd, la producción acumulada de este escenario es de 8,009 mmmpc.

Es importante señalar que con el volumen de reservas probadas actuales y sin la incorporación de reservas, la producción únicamente es viable a 2019 en el escenario alto (curva por índice de desempeño) y a 2018 en el escenario bajo (curva por declinación exponencial). Para hacer factible la producción estimada se requiere la incorporación de 4,840 a 7,000 mmmpc, considerando un factor de riesgo del 10% de las reservas probadas, se requiere la incorporación de 5,324a 7,700 mmmpc.

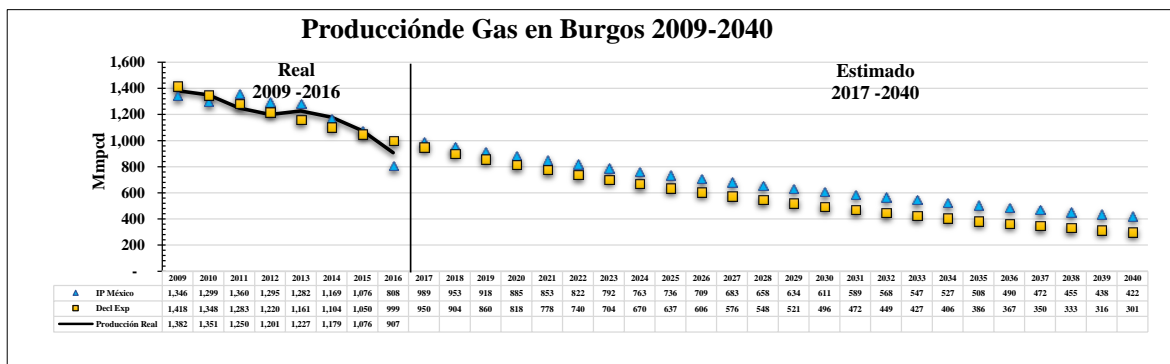


Figura 51. Curvas de Producción de la Provincia Petrolera de Burgos a 2040

7.3.2 Producción de crudo en Cuencas del Sureste 2016 a 2040

Para la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste se realizaron ocho estimaciones de curvas de producción: una por medio de declinación exponencial y siete bajo diferentes índices de desempeño de producción (IP).

La Provincia Petrolera Cuencas del Sureste es una provincia madura en exploración y producción, por lo cual es factible el realizar una estimación de la producción por declinación exponencial.

La Provincia alcanzó su pico máximo de producción de crudo en 2004, por lo cual se toma dicho año como base para estimar la tasa de producción, en un rango que abarca hasta 2015. Es importante señalar que el dato a 2016 no se incluye en el análisis debido a que será considerado para comparar la efectividad de las estimaciones con la realidad.

Los datos de correlación del periodo 2004 a 2015 con la producción presentan un índice de correlación de Pearson de -1 y el modelo de declinación exponencial un coeficiente de determinación de 0.9343, lo que hace viable metodológicamente la aplicación del modelo (figura 52).

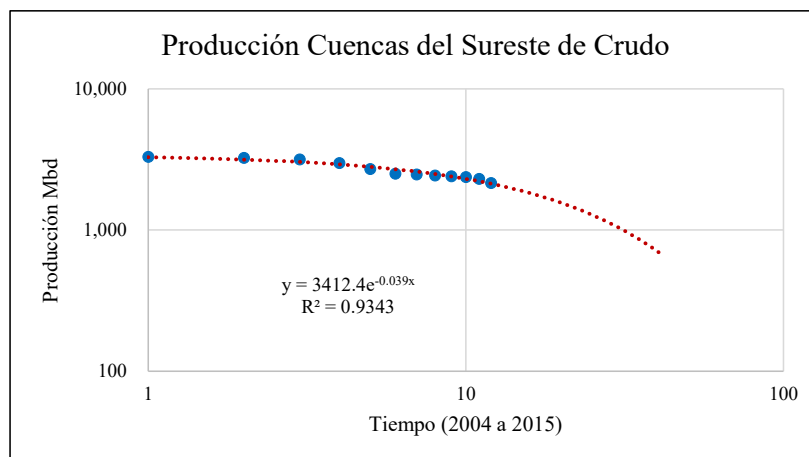


Figura 52. Grafica producción de crudo vs tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R).

De acuerdo a la información estadística de BP, 2016, México se encuentra entre los 10 países con IP más elevado del mundo (tabla 21). Los IP considerados para la construcción de la curva de producción de Cuencas del Sureste son los de Noruega, Dinamarca y Reino Unido.

Tabla 21. índices de desempeño de producción(IP)

País	IP mmbd/1000 mmbp
Tailandia	1.17932467
Colombia	0.43657328
Turkmenistán	0.43470794
Reino Unido	0.34406691
Dinamarca	0.28509161
Argentina	0.26754403
Guinea Ecuatorial	0.26295336
Noruega	0.24332822
México	0.23924136

Tabla 21. Clasificación mundial de los principales productores de Crudo y Gas a 2016. Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2016)

De acuerdo a la información estadística de CNH el IP de México a 2015 fue de 0.233429 mmbd/1000 mmbp y se define aquí como IP México Nacional, para diferenciarlo del IP calculado con datos de BP. La Provincia Cuencas del Sureste posee un IP de 0.243364 mmbd/1000 mmbp de acuerdo a los datos publicados por CNH en 2016. De 2004 a 2015 el IP de la Provincia ha variado con una tendencia predominante a la baja, por lo que se calculó

el promedio del IP de dicho periodo, el cual asciende a 0.265061 mmbd/1000 mmbp, dicho valor se consideró para la determinación de uno de los escenarios de producción de la Provincia.

Es importante señalar que para la generación de las curvas por el método de IP se utilizó el volumen de reservas probadas al 1 de enero de 2016 y considera la evolución de las reservas probadas determinadas por declinación exponencial (Capítulo 7.2. II. Reservas Cuencas del Sureste).

Para las curvas de producción calculadas con el método de declinación exponencial, IP Cuencas, IP México Nacional e IP Promedio Cuencas se realizó una regresión del periodo 2004 a 2015 con la finalidad de evaluar su variación con el tiempo, respecto a los datos reales y calculados. Se encontró que las curvas generadas por los métodos declinación exponencial y Promedio Cuencas son las que presentan un mejor ajuste respecto a los datos reales del periodo base, lo cual incrementa el nivel de confianza de dichos métodos.

Los resultados de las curvas de producción estimadas para 2016 varían de 2,368 a 1,606 mbd, siendo el mayor escenario el arrojado utilizando el alto IP de Reino Unido y el menor el correspondiente al IP de México. A 2040 se estima una producción máxima de 806 mbd y mínima de 557 mbd, las cuales son producto del cálculo por Declinación Exponencial e IP Cuencas, respectivamente. Es importante señalar que con el tiempo la variación entre los resultados arrojados por cada uno de los métodos disminuye (figura 53).

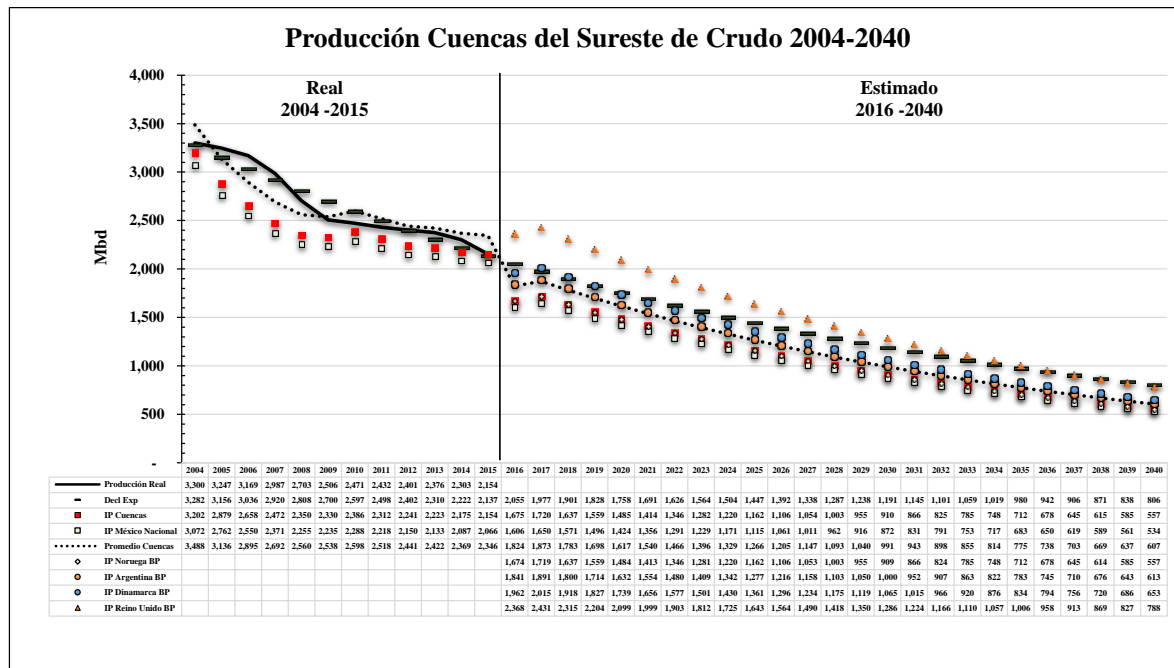


Figura 53. Curvas de Producción de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste a 2040

Lo escenarios de producción propuestos presentan una producción acumulada del periodo de 2016 a 2040 de 9,283 a 13,697 mmb, por lo tanto es necesaria la incorporación de 2,402 a 6,816 mmb en reservas probadas. Considerando la probabilidad de riesgo que presentan las

reservas probadas (10%), para asegurar la producción programada y reducir el factor de riesgo se requiere la incorporación de un volumen de reservas probadas de 2,669 a 7,573 mmb (Tabla 22).

Si no fuese posible la incorporación de reservas las producciones estimadas no serían posibles. En el caso de no incorporar reservas 1P el escenario alto desarrollado con el IP de Reino Unido sería viable solo hasta 2024, y en el escenario producto del IP de China la producción sería factible a 2030 (tabla 22).

Tabla 22. Características de las curvas de producción generadas para Cuencas del Sureste

Curva Estimada	Producción Total 2016-2040 (mmb)	Volumen de Reservas Probadas necesarias de Incorporar (mmb)	Reservas 1P a incorporar considerando riesgo (mmb)	Fecha límite de producción sin incorporar reservas
IP Reino Unido BP	13,697	6,816	7,573	2024
Decl Exp	12,215	5,334	5,927	2026
IP Dinamarca BP	11,349	4,468	4,964	2026
IP Argentina BP	10,651	3,770	4,189	2027
Promedio Cuencas	10,552	3,671	4,079	2027
IP Cuencas	9,688	2,807	3,119	2029
IP Noruega BP	9,687	2,806	3,118	2029
IP México Nacional	9,293	2,412	2,680	2030

Tabla 22. Características de las curvas de producción generadas para Cuencas del Sureste

7.3. 3. Producción Nacional de crudo 2016 a 2040

Para la evolución de la producción de crudo a nivel nacional del periodo 2016 a 2046 se realizaron nueve estimaciones de curvas de producción, las cuales fueron calculadas utilizando la declinación exponencial y ocho diferentes índices de desempeño de producción (IP).

Los principales campos productores de México se encuentran en una etapa de madurez avanzada, lo que propicia curvas de producción estables y factibles de estimarse con metodologías como IP y curvas de declinación. México alcanzó su pico máximo de producción de crudo 2004, año que será tomado como punto de partida para estimar la tasa de producción, en un rango que abarca hasta 2016. Es importante que señalar que el dato de producción de 2016 es el promedio de la producción de enero a octubre.

Para el modelo de declinación exponencial se verificó la correlación de Pearson del periodo 2004 a 2016 con la producción presentando un índice de correlación de -1. El modelo de declinación exponencial presenta un coeficiente de determinación de 0.9199, lo que hace viable metodológicamente la aplicación del modelo de curvas de declinación (figura 54).

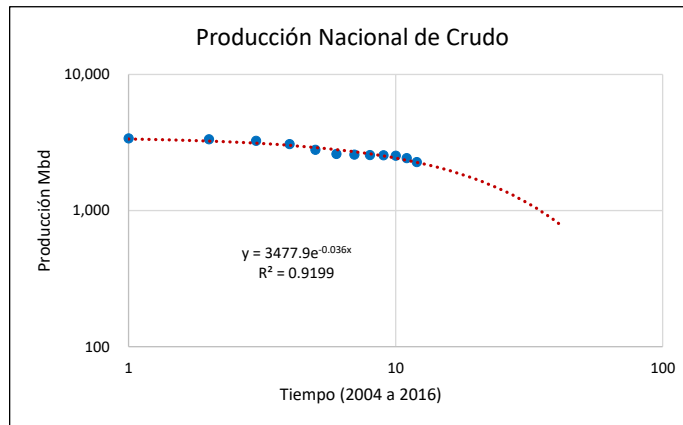


Figura 54. Gráfica producción de crudo vs tiempo, periodo 1999 a 2016 (Azul). Línea de tendencia Exponencial (rojo). Coeficiente de relación (R).

Para la estimación de las ocho curvas de producción por IP, se utilizaron los datos estadísticos de BP, 2016. Los países considerados fueron: China, México, Noruega, Guinea Ecuatorial, Argentina, Dinamarca y Reino Unido (tabla 21). Se consideró a su vez el IP de México de los datos de estadísticos publicados por CNH, el cual tiene un valor de 0.233429 mmbd/1000 mmbp.

Las nueve curvas de producción generadas por los métodos de declinación exponencial e IP, fueron comparadas con las curvas de producción de crudo generadas por CNH y publicadas por la SENER en la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2016-2040 (Figura 55).

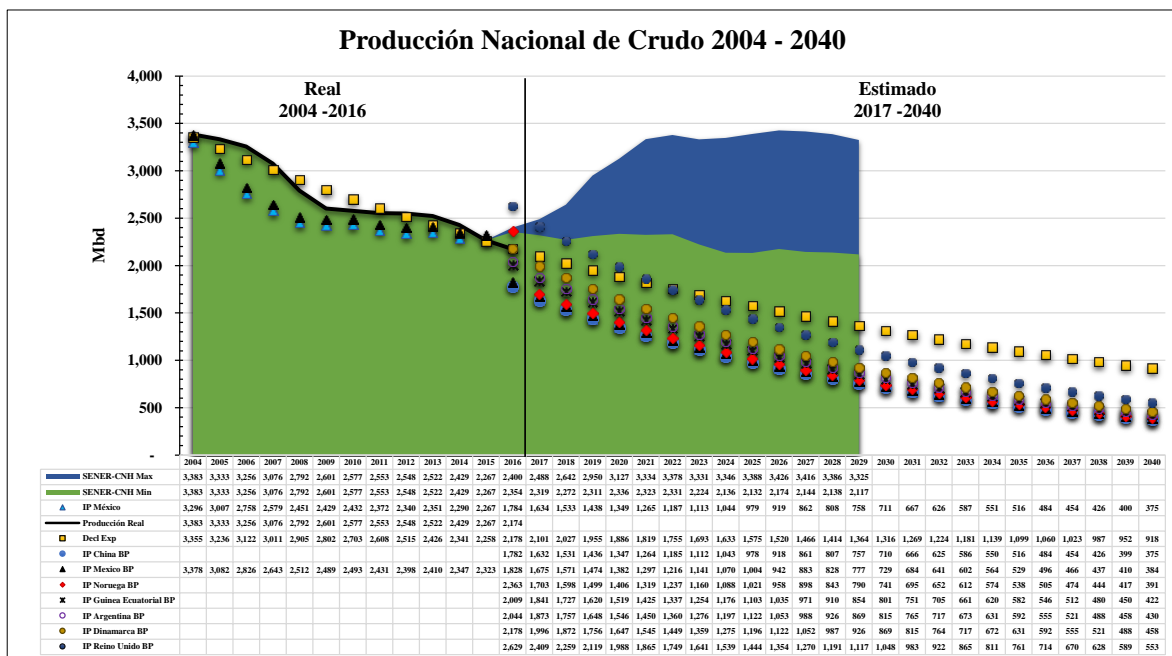


Figura 55. Curvas de Producción estimadas para México a 2040.

Debido a que las prospectivas de producción de crudo realizadas por SENER únicamente consideran hasta 2029, realizaremos en análisis de las curvas de producción en dos periodos, uno de 2016-2029 y otro de 2016-2040.

El escenario de mayor producción generado en el presente proyecto es el Declinación Exponencial (Decl Exp), el cual estima una producción acumulada de 2017 a 2029 de 8,901 mmb y 2017-2040 de 13,342 mmb. El escenario de producción menor es el arrojado utilizando el IP de China, el cual estima una producción a 2029 de 6,079 mmb y a 2040 de 8,192 mmb (Tabla 22).

El volumen de reservas de crudo al 1P al 1 de enero de 2016 fue de 7,641 mmb, por lo tanto para cumplir el escenario de producción por Declinación Exponencial proyectado a 2029 se requiere la incorporación de 1,260 mmb, y a 2040 se requiere incorporar 5,701 mmb. En caso de no realizarse la incorporación de reservas, este escenario prevé un agotamiento a 2026. Considerando el factor de riesgo de las reservas 1P se requiere la incorporación de 1,386 mmb a 2029 y de 6,334 mmb para cumplir la producción proyectada hasta 2040 (tabla 22).

Los escenarios proyectados con los IP de Dinamarca, Argentina, Guinea Ecuatorial, Noruega y México, no requieren la incorporación de reservas para cumplir con la producción proyectada a 2029. Para el escenario a 2040 se requiere la incorporación de 551 a 2,376 mmb de reservas 1P y considerando el factor de riesgo un volumen de 613 a 2,639 mmb. En caso de no incorporar reservas la producción se agotaría como mínimo a 2029 y máximo a 2036. (Tabla 23)

Tabla 23. Evaluación de Producción Acumulada de las Curvas de Producción y Relación con Reservas 1P

Curva de Prod.	Prod. Total 2016-2030 (mmb)	Prod. Total 2016-2040 (mmb)	Vol. de Res. 1P necesarias de Incorporar a 2030 (mmb)	Vol. de Res. 1P necesarias de Incorporar a 2040 (mmb)	Reservas 1P a incorporar a 2030 considerando riesgo (mmb)	Reservas 1P a incorporar a 2040 considerando riesgo (mmb)	Fecha límite de producción sin incorporar reservas
Decl Exp	8,901	13,342	1,260	5,701	1,386	6,334	2026
IP Reino Unido BP	8,970	12,089	1,329	4,448	1,462	4,942	2026
IP Dinamarca BP	7,432	10,017	No requiere	2,376	No requiere	2,639	2029
IP Argentina BP	6,975	9,400	No requiere	1,759	No requiere	1,954	2031
IP Guinea Ecuatorial BP	6,855	9,239	No requiere	1,598	No requiere	1,775	2032
IP Noruega BP	6,527	8,733	No requiere	1,092	No requiere	1,213	2033
IP México BP	6,237	8,406	No requiere	765	No requiere	850	2035
IP México	6,085	8,201	No requiere	560	No requiere	623	2036
IP China BP	6,079	8,192	No requiere	551	No requiere	613	2036

Tabla 23. Características de las curvas de producción nacionales

Capítulo 8. Discusión

8.1. Provincia Petrolera de Burgos

La Provincia Petrolera de Burgos ha alcanzado la madurez exploratoria y de producción. El cambio en políticas ambientales favoreció el incremento de la demanda de gas natural como combustible limpio, y como consecuencia se aceleró en el último periodo (Periodo V) el aprovechamiento de recursos en Burgos.

La Provincia alcanzó su pico máximo de producción de gas en 2009 con 1,382 mmpcd. Actualmente presenta una tasa de declinación del 4% anual, para 2015 produjo 1,076 mmpcd de gas.

La probabilidad de incrementar la producción en la Provincia es reducida. Los datos históricos de número y tamaño de campos, demuestran que de los 339 campos descubiertos, el 71% corresponde a un tamaño minúsculo. En los últimos años predominan descubrimientos de campos pequeños y muy pequeños. Para 2016 Burgos sólo certificó reservas probadas en 160 campos por 1,109 mmmpc, lo que significa una relación R/P por 2.8 años.

Aunado a la reducción en el volumen descubierto se suma el incremento en la profundidad necesaria a perforar. En los primeros años de desarrollo se perforaba a profundidades menores a 1,000 m, en el último lustro se perforó a hasta 3,000 y 4,500 m.

Analicemos las perspectivas a futuro. Los modelos de distribución fractal para futuro descubrimiento de campos y volumen a incorporar, se clasificaron en escenario bajo, medio y alto.

Estimaciones para URR:

- Caso I: Escenario bajo, descubrimiento de 600 campos y la incorporación de 6,667 mmmpc de gas.
- Caso Ideal: Escenario medio, descubrimiento de 680 campos y la incorporación de 11,242 mmmpc de gas.
- Caso I: Escenario alto, descubrimiento de 693 campos y la incorporación 12,490 mmmpc de gas.

Estimaciones para reservas probadas:

- Caso II: Escenario bajo, descubrimiento de 202 campos y la incorporación de 553 mmmpc de gas.
- Caso Ideal: Escenario medio, descubrimiento de 355 campos y la incorporación de 885 mmmpc de gas.
- Caso I: Escenario alto, descubrimiento de 356 campos y la incorporación 1,424 mmmpc de gas.

Respecto al escenario de producción a 2040 se realizaron dos supuestos:

- Escenario declinación exponencial clasificado como bajo. Proyecta una producción a 2017 de 950 mmpcd y a 2040 de 234 mmpcd. La producción acumulada 2017-2040 es de 5,849 mmmpc.

Para hacer factible el escenario bajo se requiere la incorporación de 4,840 mmmpc de reservas probadas de gas, considerando el factor de riesgo de dichas reservas se requiere un volumen de 5,324 mmmpc.

- Escenario de índice de desempeño catalogado como alto. Espera una producción a 2017 de 987 mmpcd y a 2040 de 351 mmpcd. La producción acumulada de este escenario es de 8,009 mmmpc.

La factibilidad del escenario alto depende de la incorporación de 7,000 mmmpc de reservas probadas de gas, adicionando el factor de riesgo de las reservas asciende a 7,700 mmmpc de volumen requerido a incorporar.

De acuerdo a las proyecciones de curvas de producción dependen en gran medida de la incorporación de reservas. Para hacer factible la producción del escenario bajo se requiere incorporar y producir es su totalidad las URR estimadas es el Caso I (escenario bajo). El escenario de producción alto sólo es factible a partir de la incorporación y producción de las URR en el escenario medio (Caso Ideal). La incorporación de los escenarios de reservas probadas únicamente permiten prolongar la producción de gas (al ritmo actual) de 1.4 a 3.6 años.

Los requerimientos económicos de perforar a mayores profundidades para mantener las curvas de producción proyectadas, y la alta dependencia a incorporar nuevas reservas probadas, muestran que la provincia de Burgos no podrá satisfacer la demanda de gas natural en México, incluso cuando se inyecten nuevas inversiones para exploración y producción en la Provincia.

8.2 Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste

Cuencas del Sureste es la provincia petrolera más importante de México por concentrar el 86% de las reservas 1P de PCE y 84% de producción acumulada de hidrocarburos (crudo y gas). Las reservas de hidrocarburos probadas de hidrocarburos se encuentran concentradas en la porción marina de la Provincia, de donde procede el 93% de la producción petrolera del país.

Los campos de la provincia actualmente se encuentran en avanzado estado de maduración, son clasificados como maduros decreciendo, situación que repercute directamente en la producción nacional de crudo. En 2004 la provincia alcanzó su pico máximo de producción de crudo con 3,300 mbd, por ende en el mismo año México como país alcanza su pico máximo de producción.

En la Provincia se descubrieron a lo largo de la historia 359 campos, de los cuales 14 campos son gigantes y uno supergigante. Actualmente sólo 174 campos cuentan con reservas certificadas 1P por 8, 855 mmbpce, de las cuales el 78% corresponde a crudo y el 29% corresponde a gas asociado.

Los yacimientos de Cuencas del Sureste actualmente requieren mayor tecnología e inversión económica para su explotación. En mar se encuentran en profundidades mayores a 5,000 m con tirantes de agua de 50 hasta 400 m. En tierra se tiene que perforar a profundidades de hasta 7,000 m. Por lo anterior, los campos por descubrir se encontrarán en condiciones similares o de mayor complejidad.

Para la Provincia Petrolera de Cuencas de Sureste, de acuerdo a los modelos de distribución fractal, se establecieron tres escenarios de descubrimiento URR, los cuales son:

- Caso I: Escenario Bajo, descubrimiento de 670 campos con 15,392 mmb de crudo.
- Caso II: Escenario Medio, con el descubrimiento de 669 campos con 17,075 mmb de crudo.
- Caso Ideal Escenario Alto: con el descubrimiento de 886 campos con 22,684 mmb de crudo.

Los escenarios bajo y medio de URR son cercanos al volumen de recursos prospectivos para la Provincia dictaminados por SENER-CNH que asciende a 13,700 mmb.

Los escenarios de incorporación de reservas probadas estimados para Cuencas del Sureste son:

- Caso Ideal Escenario Bajo, descubrimiento de 655 campos con 3,736 mmb de crudo.
- Caso II Escenario Medio con el descubrimiento de 678 campos con 5,016 mmb de crudo.
- Caso III Escenario Alto, descubrimiento de 725 campos con 7,577 mmb de crudo.

En las proyecciones de producción a 2040 para Cuencas del Sureste se obtuvieron nueve curvas, de las cuales fue seleccionado el escenario bajo, medio y alto.

- La curva denominada IP México Nacional, catalogada escenario bajo. Estima una producción a 2016 de 1,606 mbd y a 2040 de 534 mbd. La producción acumulada de este escenario es de 9,293 mmb.
La factibilidad del escenario está sujeta la incorporación de 2,412 mmb de reservas IP de crudo, adicionando el factor de riesgo de las reservas probadas el volumen a incorporar requerido es de 2,680 mmb.
- Curva de producción Cuencas del Sureste corresponde al escenario medio. Prevé una producción a 2016 de 1,824 mbd y a 2040 de 607 mbd. La producción acumulada asciende a 10,552 mbd.
Para cumplir el escenario propuesto se requiere de la incorporación de 3,671 mmb de reservas IP, considerando el riesgo de producción el volumen requerido es de 4,079 mmb.
- La curva IP Reino Unido corresponde al escenario alto. Estima una producción a 2016 de 2,368 mbd y a 2040 de 788 mbd. La producción acumulada del escenario es de 13,697 mmb.
La factibilidad del escenario alto depende de la incorporación de 6,816 mmb de reservas probadas de crudo, adicionando el factor de riesgo de las reservas se requieren 7,573 mmb de crudo.

Las perspectivas de producción proyectadas a 2040 son viables en todos los escenarios estimados para URR. La producción a partir del escenario medio se ve comprometida con la incorporación del escenario de reservas IP homónimo.

Los análisis de evolución de reservas estiman que para incrementar las reservas posibles de la Provincia es necesario un precio por encima de los 90 US\$/b. En caso de continuar con los precios actuales las reservas continuaran declinando con bajas factibilidades de restitución.

8.3 Nacional

La Reforma Energética tuvo como fundamento que en México existe un gran volumen de recursos prospectivos, los cuales con una inversión e infraestructura suficiente se pueden llevar a producción y frenar la actual declinación en la producción de hidrocarburos.

Para comprobar las suposiciones de la Reforma con los modelos de distribución fractal se propusieron tres escenarios de incorporación de URR de crudo.

- Caso I: Escenario Bajo, considera el descubrimiento de 774 campos con 14,646 mmb.
- Caso II: Escenario Medio, estima el descubrimiento de 747 campos con 19,778 mmb.
- Caso III: Escenario Alto, supone el descubrimiento de 578 campos con 43,749 mmb.

El escenario alto de URR corresponde al 91% del volumen de recursos prospectivos para yacimientos convencionales dictaminados por SENER-CNH, los cuales ascienden a 48,300 mmb.

Las estimaciones de incorporación de reservas probadas fueron clasificadas de modo siguiente:

- Caso I: Escenario Bajo, descubrimiento de 542 campos con 3,494 mmb de crudo.
- Caso II: Escenario Medio, contempla descubrimiento de 490 campos con 4,110 mmb de crudo.
- Caso III: Escenario Alto, prevé el descubrimiento de 644 campos con 7,625 mmb de crudo.

Los escenarios de reservas probadas de crudo corresponden en promedio al 22% del volumen de las URR, porcentaje similar al factor de recuperación primaria.

En cuanto a los escenarios de producción nacional a 2040, se determinaron nueve curvas de producción de las cuales se eligieron 3 escenarios:

- La curva denominada IP China BP, catalogada escenario bajo. Estima una producción a 2016 de 1,782 mbd y a 2040 de 375 mbd. La producción acumulada de este escenario es de 8,192 mmb.
La factibilidad del escenario está sujeta a la incorporación de 551 mmb de reservas 1P de crudo. En caso de considerar el factor de riesgo de las reservas probadas se requiere incorporar 613 mmb.
- Curva de producción IP Guinea Ecuatorial BP corresponde al escenario medio. Prevé una producción a 2016 de 2,009 mbd y a 2040 de 422 mbd. La producción acumulada asciende a 9,239 mbd.
Para cumplir el escenario propuesto se requiere de la incorporación de 1,598 mmb de reservas 1P, considerando el riesgo de producción el volumen requerido es de 1,775 mmb.
- La curva Declinación Exponencial corresponde al escenario alto. Estima una producción a 2016 de 2,101 mbd y a 2040 de 918 mbd. La producción acumulada del escenario es de 13,342 mmb.

La factibilidad del escenario alto depende de la incorporación de 5,701 mmb de reservas probadas de crudo, adicionando el factor de riesgo de las reservas se requieren 6,334 mmb de crudo.

Analicemos los requerimientos de los escenarios de producción propuestos en el presente proyecto y de los escenarios propuestos por SENER-CNH en la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029 (tabla 24). La producción acumulada de las curvas de producción establecidas por SENER-CNH tras la implementación de la Reforma Energética es de 11,429 mmb el escenario bajo y de 16,037 mmb en el escenario alto.

Tabla 24. Evaluación de Producción Acumulada de las Curvas de Producción y Relación con Reservas 1P

Curva de Prod.	Prod. Total 2016-2030 (mmb)	Prod. Total 2016-2040 (mmb)	Vol. de Res. 1P necesarias de Incorporar a 2030 (mmb)	Vol. de Res. 1P necesarias de Incorporar a 2040 (mmb)	Reservas 1P a incorporar a 2030 considerando riesgo (mmb)	Reservas 1P a incorporar a 2040 considerando riesgo (mmb)	Fecha límite de producción sin incorporar reservas
SENER-CNH Max	16,037	No disponible	8,396	No disponible	9,329	No disponible	2022
SENER-CNH Min	11,429	No disponible	3,788	No disponible	4,208	No disponible	2024
Decl Exp	8,901	13,342	1,260	5,701	1,386	6,334	2026
IP Reino Unido BP	8,970	12,089	1,329	4,448	1,462	4,942	2026
IP Dinamarca BP	7,432	10,017	No requiere	2,376	No requiere	2,639	2029
IP Argentina BP	6,975	9,400	No requiere	1,759	No requiere	1,954	2031
IP Guinea Ecuatorial BP	6,855	9,239	No requiere	1,598	No requiere	1,775	2032
IP Noruega BP	6,527	8,733	No requiere	1,092	No requiere	1,213	2033
IP México BP	6,237	8,406	No requiere	765	No requiere	850	2035
IP México	6,085	8,201	No requiere	560	No requiere	623	2036
IP China BP	6,079	8,192	No requiere	551	No requiere	613	2036

Tabla 24. Características de las curvas de producción nacionales calculadas en el Proyecto y curvas de producción estimadas por SENER-CNH.

Para cumplir los escenarios de producción propuestos por SENER y CNH se requieren la incorporación de 3,788 mmb en el escenario mínimo y 8,396 mmb en el escenario máximo. Si se considera el factor de riesgo de las reservas probadas se requiere un volumen de 4,208 a 9,329 mmb, en cada uno de los escenarios. En caso de no incorporar reservas el escenario mínimo y máximo plantean que la producción no continúe más allá de 2022 y 2024, respectivamente.

De acuerdo a los escenarios de incorporación de reservas probadas realizados por distribución fractal, el escenario máximo propuesto por SENER-CNH no resulta factible, mientras que el mínimo sólo es viable si se cumple el Escenario Alto de incorporación de reservas probadas (Tabla 24).

En los últimos 18 años, en el periodo comprendido del 1 de enero de 1999 al 1 de enero de 2016 México tuvo una producción acumulada de 17, 859 mmb de crudo. Al inicio del periodo, en 1999, se tenía un volumen aproximado de 24,700 mmb de reservas probadas, para 2016 bajaron a 7,641 mmb. Lo anterior indica que durante dicho periodo únicamente se incorporaron un volumen de 800 mmb de reservas probadas. Bajo esta premisa histórica las únicas curvas de producción viables de 2016 a 2029 son aquellas menores a producciones acumuladas de 8,263 mmb, en este caso las denominadas IP Dinamarca BP, IP Argentina BP, IP Guinea Ecuatorial BP, IP Noruega BP, IP México BP, IP México e IP China BP.

En este trabajo hemos utilizado la mejor base de datos disponible públicamente para la producción histórica de hidrocarburos en México y las reservas certificadas de acuerdo a la metodología de uso internacional. El análisis de estos datos muestra que las curvas de producción a futuro propuestas por la SENER y la CNH no pueden ser reproducidas por ningún escenario que tome en cuenta las estadísticas históricas, así como índices de desempeño de países con características similares. Por lo tanto las previsiones de SENER y CNH se basan en suposiciones extremadamente optimistas acerca de los efectos de la Reforma Energética en cuanto a descubrimientos en aguas profundas y, en menor medida, recursos no convencionales, ya que estos dos tipos de hidrocarburos no se tomaron en cuenta en este trabajo por no tener reservas certificadas ni información histórica. Sin embargo, el costo de producción de estos recursos es mucho mayor del precio promedio de venta del crudo de los últimos tres años. Por lo tanto, aun cuando se concreten improbables descubrimientos mayores de estos tipos de recursos, su extracción está sujeta a la capacidad del mercado de sostener por tiempos largos (años) un precio del petróleo mayor a los 90 US\$/b, lo que contradice las previsiones de la propia CNH y la OPEC.

Capítulo 9. Conclusiones

1. A nivel país:

- México alcanzó su pico máximo de producción con 3,383 mbd de crudo en el año 2004, a partir de entonces se registra una declinación anual a una tasa del 3%. En 2015 se produjo 2,267 mbd.
- Como efecto de la declinación de los campos gigantes se incrementó la producción de gas asociado a una tasa anual de 7.9%. En 2009 se alcanza el cénit de la producción de gas con 7,031 Mmpcd. Después de alcanzar el pico la producción declinó a una tasa de 1.9%, lo que corresponde a una producción 6,401 Mmpcd en 2015.
- Se demostró la escasa viabilidad técnica y económica de los escenarios de producción propuestos por SENER-CNH, bajo las premisas actuales. De acuerdo a los datos estadísticos históricos y estimados de incorporación de reservas las curvas de producción viables de 2016 a 2029 son aquellas con una producción acumulada menor de 8,263 mmb de crudo.
- Mediante el método de distribución fractal se estimó que a nivel país la incorporación de URR de crudo corresponde a una distribución de 578 a 774 campos con un volumen de 14,646 mmb a 43,749 mmb.
- Se estima que las reservas probadas factibles a incorporar pueden encontrarse distribuidas en aproximadamente 542 a 644 campos, con un volumen de 3,494 a 7,625 mmb.
- El análisis realizado permite inferir que los campos con URR por descubrir sean un 40% a campos de tamaño mediano.
- Los campos por descubrir con reservas 1P se prevé que en un 95% correspondan a campos menores a un volumen de 25 mmb, los cuales concentren hasta el 79% del recurso por descubrir.
- La incorporación de reservas posibles está sujeta a la capacidad del mercado de sostener por tiempos largos (años) un precio del petróleo mayor a los 90 US\$/b.

2. A nivel Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste:

- La Provincia en 2004 alcanzó su picó máximo de producción de crudo con 3,300 mbd, correspondientes al 98% de la producción nacional. Cuencas del Sureste declina a un 4% anual, por lo que en 2015 alcanzó una producción de 2,154 Mbd.
- La declinación del campo supergigante Akal propició que en 2010 se llegara a una producción máxima de gas de con 4,520 mmpcd. La declinación en la producción de gas es del 1% anual. En 2015 se produjo 4,663 mmpcd en 2015 de gas.
- La Provincia es clasificada como madura en decrecimiento, presenta una madurez del 60% y un decrecimiento del 4%. Esto como efecto del agotamiento acelerado del campo Akal que en 2004 llegó a su máximo de producción con 2,038 mmb y en 2015 sólo produjo 99 mmb.
- Los yacimientos someros terrestres y marinos han sido explotados prácticamente en su totalidad, por lo cual se estima que los campos por descubrir se encontrarán a profundidades mayores 5,000 m. La condición de profundidad incrementa los costos de perforación disminuyendo la rentabilidad de los yacimientos.

- Se estimaron 9 curvas de producción a 2040 las cuales presentan una producción acumulada de 9,293 mmb a 13,697 mmb. La factibilidad de la producción está sujeta a la incorporación de 2,412 mmb a 6,816 mmb de reservas 1P de crudo.
- Mediante el método de distribución se estimó que a nivel país la incorporación de URR de crudo corresponde a una distribución de 670 a 886 campos con un volumen de 15,392 a 22,684 mmb de crudo.
- Se infiere que las reservas probadas a incorporar pueden encontrarse distribuidas en aproximadamente 655 a 725 campos, con un volumen de 3,736 a 7,625 mmb.
- El análisis realizado permite inferir que el 80% del volumen de crudo por descubrir se encuentra en campos de tamaño pequeño y muy pequeño

3. Se determinó que la Provincia petrolera de Burgos:

- Se encuentra estado avanzado de madurez, en caso de que no incorporar nuevas reservas se estima que al ritmo actual la producción de gas sólo es viable hasta 2019.
- Alcanzó su pico máximo de producción de gas en 2009 con 1,382 mmpcd. Para 2015 produjo 1,076 mmpcd, lo que equivale a una tasa de declinación del 4% anual.
- Con el método de distribución fractal se estimó las URR de 600 a 680 campos por descubrir, los cuales incorporan un volumen de 6,667 a 12,490 mmpc gas.
- Las Reservas 1P estimadas a descubrir pueden ser distribuidas en 122 a 356 campos con un volumen variable de 389 a 1,424 mmpc.
- El análisis realizado permite inferir que el 90% los campos a descubrir serán minúsculos a pequeños.
- Los yacimientos relativamente someros o menores a 3,000 m han sido explotados prácticamente en su totalidad, por lo cual se estima que los campos por descubrir en el área se encontrarán a profundidades mayores a los 3,000 o 5,000 m.

4. Mediante el análisis de la información histórica se identifican y proponen siete periodos que integran el desarrollo de industria petrolera en México

- Periodo I: Nacimiento de la Industria Petrolera (1869 -1937).
- Periodo II, Nacionalización de la Industria (1938 a 1958).
- Periodo III: Inicio de la exploración Marina (1959 - 1976)
- Periodo IV: Los grandes descubrimientos (1977 a 1996)
- Periodo V: Declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997 a 2004)
- Periodo VI: Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética (2005 a 2015).

5. Se concluyó que uno de los factores que favorecieron la partida de compañías extranjeras sin conflictos bélicos de durante Nacionalización de la Industria Petrolera en 1938, fue la declinación de los principales campos productores de crudo y el creciente incremento en la profundidad de localización de los nuevos yacimientos, por lo cual los costos de producción en México para dicha época eran mayores comparados con los de otros países petroleros.

Bibliografía

- Acuña, A. (1991). *Instalaciones Marinas para la Explotación de Hidrocarburos*. Trabajo para ingresar como Miembro. Academia de Ingeniería. México.
- Aguilar, E. and Esponda, M. (2013, octubre). *Retos y Oportunidades de la reactivación de los campos maduros*. "Ponencia presentada en XXVIII Jornadas Técnicas 2013. Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Reynosa, México.
- Altamirano, C. (2008). *Leyes de potencias bajo la mecánica estadística no extensiva: Ley de Zipf y Ley de Benford*. Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Álvarez, B.J. (2006). *Crónica del petróleo en México de 1863 hasta nuestros días*. México: Petróleos Mexicanos.
- Arps, J. (1945). *Analysis of Decline Curves*. Transactions of the AIME, 160(01), pp.228-247.
- Banco de México. (2011). *Documento Metodológico INPC* (p. 35). México: Banco de México.
- Banco Mundial. (2016). *Rentas del petróleo (% del PIB)*. Datos.bancomundial.org. Consultado febrero 2016, from <http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PETR.RT.ZS>
- Baptista, C. (1762). Exportaciones e Petroleras Importaciones de México. Comercio Exterior, XII (4), pp.225-229.
- Barbosa Cano, F. (2000). *Exploración y reservas de hidrocarburos en México*. 1st ed. México, D.F.: Miguel Ángel Porrúa.
- Barbosa, F. (2008). Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo. *Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía*, 39(115), pp.101-125.
- Beltrán R. J.D. & Vargas J. C.A (2014). Hydrocarbon Production Scenarios in Colombia. Review of Field Sizes, Hydrocarbon Reserves and Expectations of Conventional and Unconventional Resources. *Earth Sciences Research Journal*, 18(1), 77-83. <https://dx.doi.org/10.15446/esrj.v18n1.47433>
- Benavides, G. (2017). Notas sobre la Geología Petrolera de México. In: *Symposium sobre yacimientos de petróleo y Gas, Tomo III, XX Congreso Geológico Internacional*, 1st ed. México, D.F.: Guzmán, J.E. (ed.), pp.382-405.
- BP. (2016). *BP Statistical Review of World Energy June 2016*. London: British Petroleum Co.
- Bullard, F. (1968). *Mexico's natural gas. The Beginning of an Industry*. 1st ed. Austin: Bureau of Business Research. The University of Texas.

CNH. (2010). *Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CNH. (2015). *Golfo De México - Aguas Profundas Norte. Cinturón Plegado Perdido Cinturón Subsalino Cordilleras Mexicanas*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (CNUCYD). (2010). *Futura matriz energética y energía renovable: consecuencias para la seguridad energética y alimentaria*. Ginebra, Suiza: Secretaría de la UNCTAD.

Cuba, C. (2012). *Análisis de los Modelos de Estimación de Producción Utilizados en los Yacimientos Petroleros de México*. Ingeniero Petrolero. Universidad Nacional Autónoma de México. México.

Diario Oficial de la Federación (DOF). (1938^a). Circular número 513-6-43 que fija las cuotas para el corro de impuestos sobre producción de petróleo durante el presente mes., México, 18 de marzo de 1938.

Diario Oficial de la Federación (DOF). (1938^b). Decreto que expropia a favor del patrimonio de la Nación, los bienes muebles e inmuebles pertenecientes a las compañías petroleras que se negaron a acatar el laudo de 18 de diciembre de 1937 del Grupo Número 7 de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje., México, 19 de Marzo de 1938.

Diario Oficial de la Federación (DOF). (1938^c). Decreto que crea la institución "Petróleos Mexicanos", México, 20 de julio de 1938.

Diario Oficial de la Federación (DOF). (1994). Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, México, 28 de Diciembre de 1994.

Diario Oficial de la Federación (DOF). (2009) Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos. México, 4 de Diciembre de 2009

Diario Oficial de la Federación (DOF). (2013). Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, México, 20 de Diciembre de 2014.

Diario Oficial de la Federación (DOF). (2014) Primera Convocatoria número CNH-R01-C01/2014 para el proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L01/2014, respecto de la Ronda 1, México, 11 de diciembre de 2014.

Diario Oficial de la Federación (DOF). (2014^a) Acuerdo por el que se establece el procedimiento para delimitar las áreas susceptibles de adjudicarse a través de asignaciones, México, 12 de agosto de 2014.

Diario Oficial de la Federación (DOF). (2015) Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L01/2014 respecto de la Ronda 1, México, 22 de Julio de 2015.

Dirmoser, D. (2017). Seguridad energética Las nuevas escaseces, el resurgimiento del nacionalismo de recursos y las perspectivas de los enfoques multilaterales. *Kompass 2020*, Agosto, pp.1-23.

Dorantes, R.J. (2008). *Las Energías Renovables y La Seguridad Energética Nacional*. Academia de Ingeniería. México. D.F.

Echánove, O. (1956). Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte II. Resultados de pozos exploratorios y antecedentes de campos y producción. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, XXXVIII (1), pp.40-69.

Escalera, J.A. (2010). *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*. Trabajo para ingresar como Miembro. Academia de Ingeniería. México.

Escalera, J.A. (2010). *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*. Trabajo para ingresar como Miembro. Academia de Ingeniería. México.

Flores, O. and Robles, Y. M. (2015). La industria del gas en Monterrey: historia de leyes y oportunidades (1940-2013). In: R. Roux and O. Flores, ed., *Los hidrocarburos en noreste de México*, 1st ed. Cd Victoria, Tamaulipas, México.: Universidad Autónoma de Tamaulipas. El Colegio de Tamaulipas, p.128.

Flores, Ó. y Robles, M. (2015). *Lo que no dio la naturaleza lo otorgó el Estado. La Industrialización en Monterrey*, en Sandra Kuntz Ficker (coordinadora), *Memorias Terceras Jornadas de Historia Económica, AMHE/Facultad de Historia de la Universidad Autónoma de Sinaloa*, México, pp. 353-374

Galloway, W.E. (2008) Depositional evolution of the Gulf of Mexico sedimentary basin, in Hsü, K.J., ed., *Sedimentary basins of the world*, V. (5), The sedimentary basins of the United States and Canada, Miall, A.D (p. 505–549). ed.: The Netherlands, Elsevier,

García, A. (1961). La industria del gas en México. *El Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 24(1), pp.31-41

Hernández, G. (2015). *Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduros*. [En línea] México: Pemex Exploración y Producción, pp.4-8. Available at: [http://www.pep.pemex.com/InformesDGP/Estrategia%20de%20PEMEX%20para%20Optimizaci%C3%B3n%20de%20Campos%20Maduros%20\(3\).pdf](http://www.pep.pemex.com/InformesDGP/Estrategia%20de%20PEMEX%20para%20Optimizaci%C3%B3n%20de%20Campos%20Maduros%20(3).pdf) [Acceso May 2015].

Ibarra, R. (2003). *La explotación petrolera mexicana frente a la conservación de la biodiversidad en el régimen jurídico internacional*. 1st ed. México: UNAM.

INEGI, (2015). *Estadísticas históricas de México 2014*. México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), pp. Cuadro 17.24.

IMP, (2015). *Biblioteca Visual del Petróleo*. México D.F.: Instituto Mexicano del Petróleo.

- IMP, (2012). *Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México*. F.21714. México D.F.: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.
- Ivanov, L.E & Locke, G.G. (1993). Global oil, gas fields, sizes tallied, analyzed. *Oil and Gas Journal*, v.91 (7). pp. 87-91.
- Jiménez, H.J. (2013). Análisis de la madurez de las cuencas productoras de aceite y gas en México, mediante su distribución fractal. *Ingeniería petrolera*, 53(1), pp.49-65.
- Lozada, A.M. (2015) *El futuro de los campos maduros en México: un reto y una oportunidad*, México, Academia de Ingeniería. Especialidad: Ingeniería Petrolera. México
- Mandelbrot, B.B. (1962). *Statistics of natural resources and the law of Pareto*. IBM Research Note NC-146. Yorktown Heights, NY.
- Márquez D., M. and Prieto, S. (1989). *La industria del gas natural en México, 1970-1985*. 1st ed. México: Programa de Energéticos, El Colegio de México, pp.39-67.
- Meneses, G. (1999). Breve reseña de la exploración petrolera de México. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, XLVIII (1-2), pp.49- 77.
- Ocampo, E. (2015). Niveles de producción petrolera nacional y el desarrollo industrial. Diferentes escenarios. En H. A. Oropeza, *Reforma energética y desarrollo industrial. Un compromiso inaplazable* (pp. 269-296). México: UNAM, Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM, IDIC.
- Padilla, R. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, LIX (1), pp.19-42.
- PEMEX, (1966-2014a). *Memoria de Labores*. México: Petróleos Mexicanos.
- PEMEX, (1977,1988, 1990, 1999, 2001-2015b). *Anuario Estadístico*. México: Petróleos Mexicanos.
- PEMEX, (2002-2017c). *Las Reservas de Hidrocarburos de México*. México: Petróleos Mexicanos.
- Pérez, R., Estrada, C., Cuevas, M., & Olán, M. (2012). *Análisis de la declinación exponencial*. Presentation, Pemex Exploración y Producción. Activo de Producción Samaria Luna.
- PEP. (2010a). *Provincia Petrolera "Cuenca Tampico-Misantla"*. México: Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración.
- PEP. (2010b). *Sistemas Petroleros de México*. México: Pemex Exploración y Producción. Subdirección Técnica de Exploración.

PEP. (2013). *Provincias Petroleras de México*. México: Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración

PEP. (2013a). *Provincia Petrolera Burgos*. México: Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración.

PEP. (2013b). *Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos*. México: Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración.

PEP. (2013c). *Provincia Petrolera Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana)*. México: Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración.

PEP. (2013d). *Provincia Petrolera Veracruz*. México: Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración.

Rodríguez, R.J. & Aguirre, H. D. (2015). Analogía entre yacimientos como soporte para la ubicación de pozos de avanzada de alto riesgo: un caso de estudio en la cuenca del golfo San Jorge, Patagonia central. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 72(1), 120-135. Recuperado en 08 de marzo de 2017, de http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0004-48222015000100009&lng=es&tlng=es.

Rojas, G. (2016). *Impacto de la indemnización en el sistema pensionario de prima media 2010- 2015*. Posgrado. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia.

Romo, D. (2015). El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana. *Problemas del desarrollo*, 46(183), 141-164.

SENER. (2016). *Prospectiva de petróleo y petrolíferos 2015-2029* (pp. 40-79). México D.F.: Secretaría de Energía.

Silva, L. P. (2005). *Programa Estratégico de Gas (PEG). Una iniciativa para incrementar la oferta de gas natural en México*. Academia de Ingeniería A.C., Especialidad: Ingeniería Petrolera. México.

Snoeck, M. (1988). *El comercio exterior de hidrocarburos y derivados en México, 1970-1985*. 1st ed. México, D.F.: Colegio de México, Programa de Energéticos.

Snoeck, M. (1989). *La industria de refinación en México, 1970-1985*. 1st ed. México, D.F.: Colegio de México, Programa de Energéticos.

Sorrell, S., Speirs, J., Bentley, R., Miller, R. and Thompson, E. (2012). Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates. *Energy*, 37(1), pp.709-72

SPE-PRMS. (2007). *Petroleum Resources Management System*. Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), World Petroleum Council (WPC), American Association of

Petroleum Geologists (AAPG), Retrieved from http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

Uthoff, L.M. (2010). La industria del petróleo en México, 1911-1938: del auge exportador al abastecimiento del mercado interno. Una aproximación a su estudio. *América Latina en la historia económica*, (33), 5-30. Recuperado en 08 de marzo de 2017, de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S140522532010000100001&lng=es&tlng=es.

Nomenclatura de Unidades

Longitud	
Unidad	Descripción
m	metros

Volumen Líquidos	
Unidad	Descripción
bd	barriles diarios
mbd	miles de barriles diarios
MMb	millones de barriles

Volumen Gases	
Unidad	Descripción
pcd	pies cúbicos diarios
mpcd	miles de pies cúbicos diarios
mmpcd	millones de pies cúbicos diarios
mmpc	miles de millones de pies cúbicos
mmpcd	miles de millones de pies cúbicos diarios
mmpc	billones de pies cúbicos

Moneda	
Unidad	Descripción
US\$/b	dólares por barril

Acrónimos

BDI	Base de Datos Institucional de PEMEX.
BP	British Petroleum.
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos.
DOE	Departamento de Energía.
DOF	Diario Oficial de la Federación.
EIA	Agencia de Administración Internacional de Energía.
IICNIH	Índice de Información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo.
INAI	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y protección de Datos Personales.
IP	Índice de desempeño en producción.
IPC	Índices de Precios al Consumidor.
OPEC	Organización de Países exportadores de Petróleo.
PCE	Petróleo Crudo Equivalente.
PEEMOC	Proyecto Estratégico de Explotación, Modernización y Optimización de Cantarell.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PEP	Pemex exploración y Producción.
PIB	Producto Interno Bruto.
R2	Coefficiente de determinación.
SEC	Securities and Exchange Commission.
SENER	Secretaría de Energía.
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIG	Sistema de Información Geográfica.
SNIH	Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos.
SPE	Society of Petroleum Engineers.
SPE- PRMS	Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, Society of Petroleum Evaluation Engineers
TACC	Tasa de Anual de Crecimiento Compuesto.
URR	Últimas Reservas Recuperables.
WPC	World Petroleum Congresses.
WTI	West Texas Intermediate

Glosario

1P: Reservas Probadas (SPE-PRMS, 2007).

2P: Suma de Reservas Probadas y Probables (SPE-PRMS, 2007).

3P: Suma de Reservas 2P y Posibles (SPE-PRMS, 2007).

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos (PEMEX, 2010c).

Aguas Profundas: Zonas costa fuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 500 metros (PEMEX, 2010c).

Campo: Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades (PEMEX, 2010c).

Cantarell: Es complejo petrolero compuesto por los campos Akal, Balam, Chac, Ek, Ixtoc, Kambesah, Kutz, Nohoch, Sihil y Takín (Lozada, 2015). A nivel mundial el complejo es clasificado como un campo Supergigante (Romo, 2015).

Crudo: El petróleo crudo es la porción de petróleo que existe en la fase líquida en los reservorios subterráneos naturales y permanece líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El petróleo crudo puede incluir pequeñas cantidades de no hidrocarburos producidos con los líquidos pero no incluye líquidos obtenidos del procesamiento de gas natural (SPE-PRMS, 2007).

Cuenca: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común (PEMEX, 2010c).

Factor de recuperación (fr): Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento (PEMEX, 2010c).

Gas Asociado: El gas asociado es un gas natural que se encuentra en contacto con o disuelto en petróleo crudo en el reservorio. Puede ser categorizado adicionalmente como Gas de Casquete o Gas Disuelto (SPE-PRMS, 2007).

Gas Natural: El gas natural es la porción de petróleo que existe ya sea en fase gaseosa o es en solución en el petróleo crudo en reservorios subterráneos naturales, y que es gaseoso a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El gas natural puede incluir una cantidad de no hidrocarburos (SPE-PRMS, 2007).

Gas no asociado: El gas no asociado es un gas natural encontrado en un reservorio natural que contiene petróleo crudo a las condiciones de presión y temperatura originales (SPE-PRMS, 2007).

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono (PEMEX, 2010c).

Petróleo crudo equivalente (PCE): Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido (PEMEX, 2010c).

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes (PEMEX, 2010c).

Play: Grupo de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas, y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas (PEMEX, 2010c).

Posibles: son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugiere que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Comprobadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P (SPE-PRMS, 2007).

Probables: son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indica que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Comprobadas pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las Reservas estimadas Comprobadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P (SPE-PRMS, 2007).

Probadas: son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación (SPE-PRMS, 2007).

Producción Acumulada: La suma de la producción de petróleo y/o gas hasta la fecha (SPE-PRMS, 2007).

Provincia geológica: Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares (PEMEX, 2010c).

Provincia Petrolera: Es un área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se ha identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos (Potencial Medio-Bajo) (PEP, 2013)

Recursos Prospectivos: Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas (SPE-PRMS, 2007).

Reserva remanente: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica (PEMEX, 2010c).

Sistema Petrolero: Es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza. Los elementos esenciales son: la roca generadora, la roca almacén y la roca sello. Los procesos del sistema son la formación de la trampa y la generación, migración y acumulación del hidrocarburo (IMP, 2015)

Tasa de restitución de reservas: Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis, y generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales (PEMEX, 2010c).

Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API (PEMEX, 2010c).

Últimas Reservas Recuperables: Suma de producción acumulada y reservas remanentes (Beltrán y Vargas, 2014)

Volumen original de gas: Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie (PEMEX, 2010c).

Volumen original de petróleo o aceite: Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Volumen Total de Reservas: Reservas 3P (SPE-PRMS, 2007).

Yacimiento: Un área que consiste de un reservorio o múltiples reservorios todos agrupados, o relacionados con, la misma característica estructural geológica individual y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o tres reservorios en un yacimiento que están separados verticalmente por la roca impermeable interviniente, lateralmente por barreras geológicas locales, o ambas. El término puede ser definido en forma diferente por las autoridades reguladores individuales (SPE-PRMS, 2007).

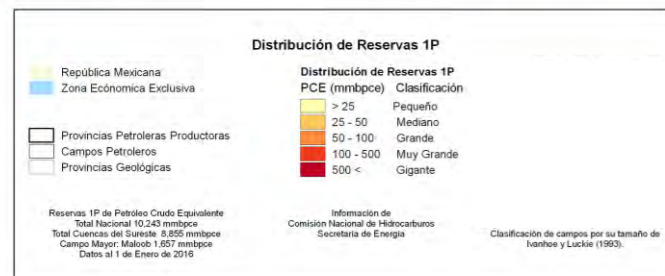
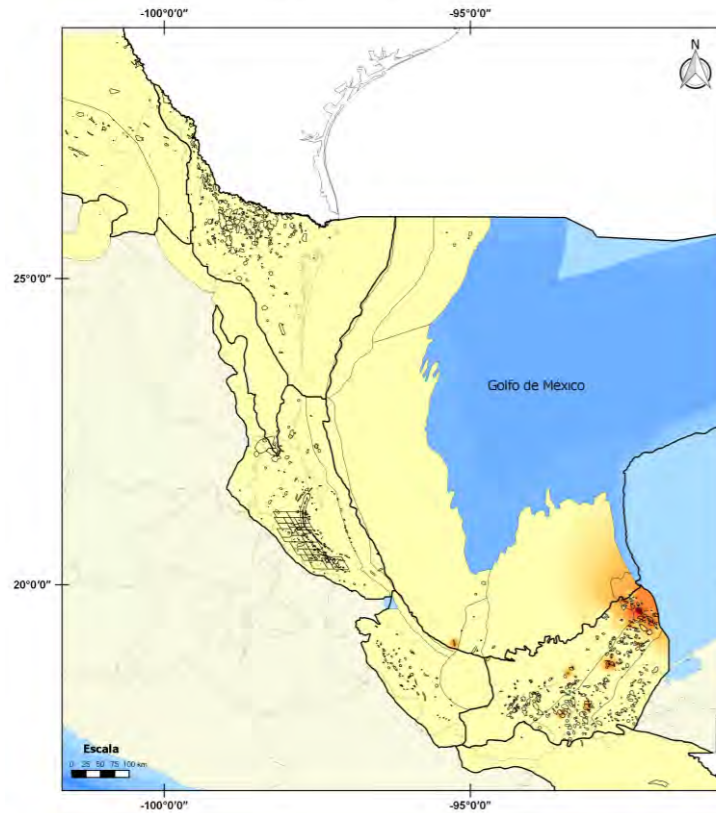
Yacimientos convencionales: acumulaciones discretas de petróleo relacionados con una característica estructural geológica y/o condición estratigráfica, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto descendente con un acuífero, y que están afectados significativamente por las influencias hidrodinámicas tales como la flotabilidad del 17 petróleo en el agua. El petróleo se recupera a través de los pozos y típicamente requiere un mínimo de procesamiento antes de su venta (SPE-PRMS, 2007).

ANEXOS

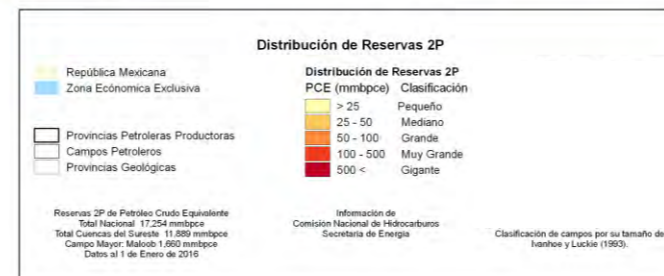
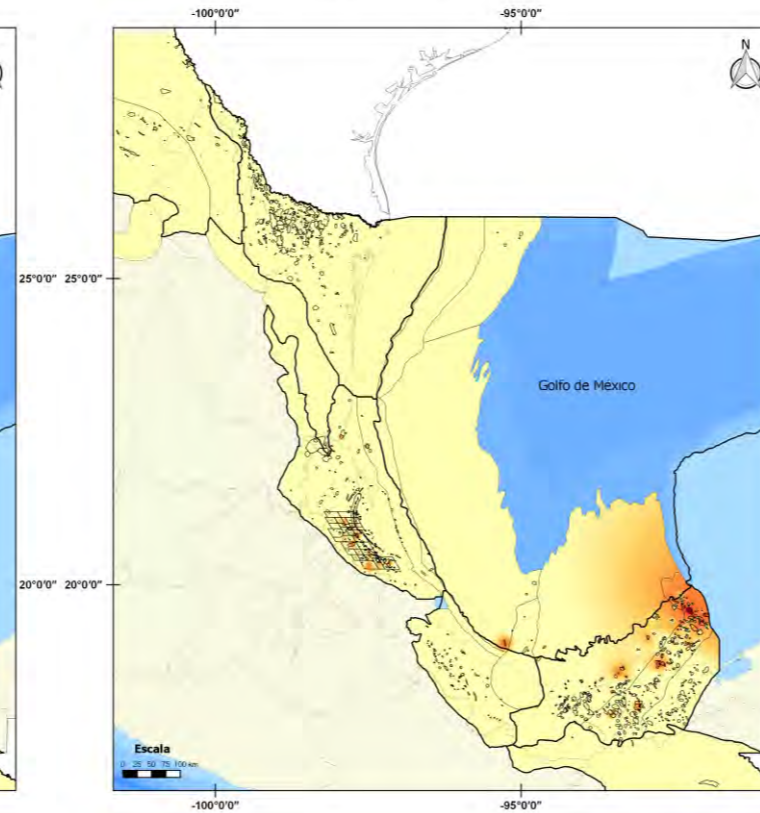
Anexo 1. Mapas

1.1 Mapas Nacionales

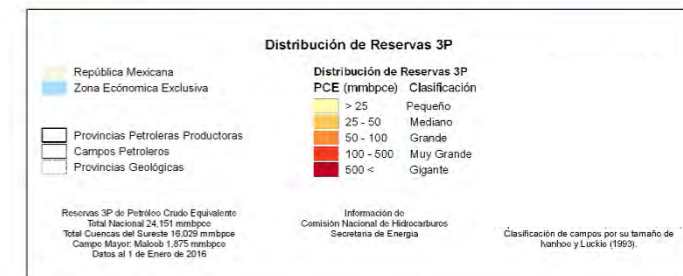
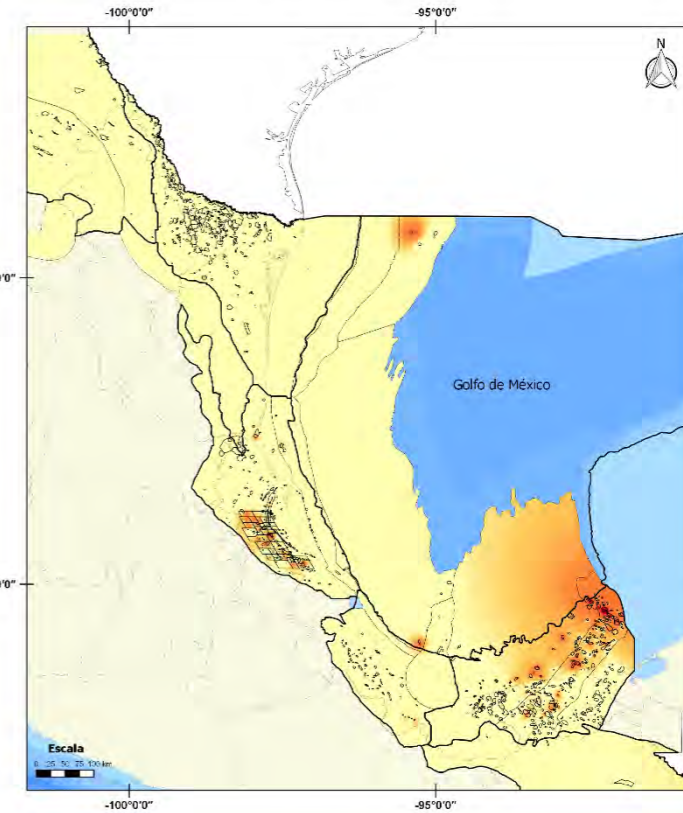
Distribución de Reservas 1P
Petróleo Crudo Equivalente



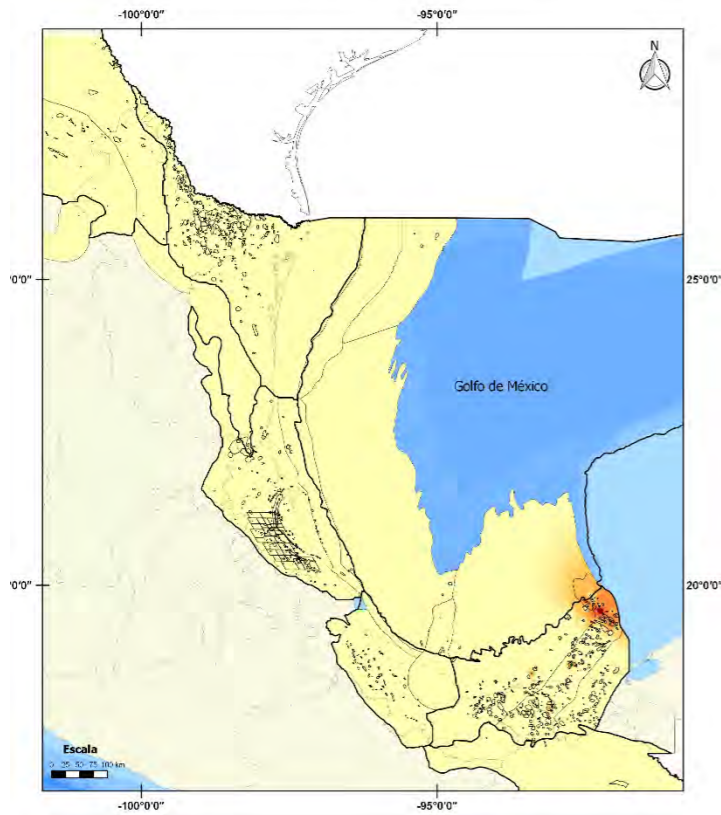
Distribución de Reservas 2P
Petróleo Crudo Equivalente



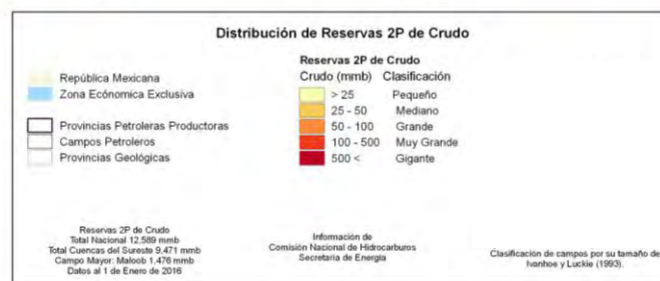
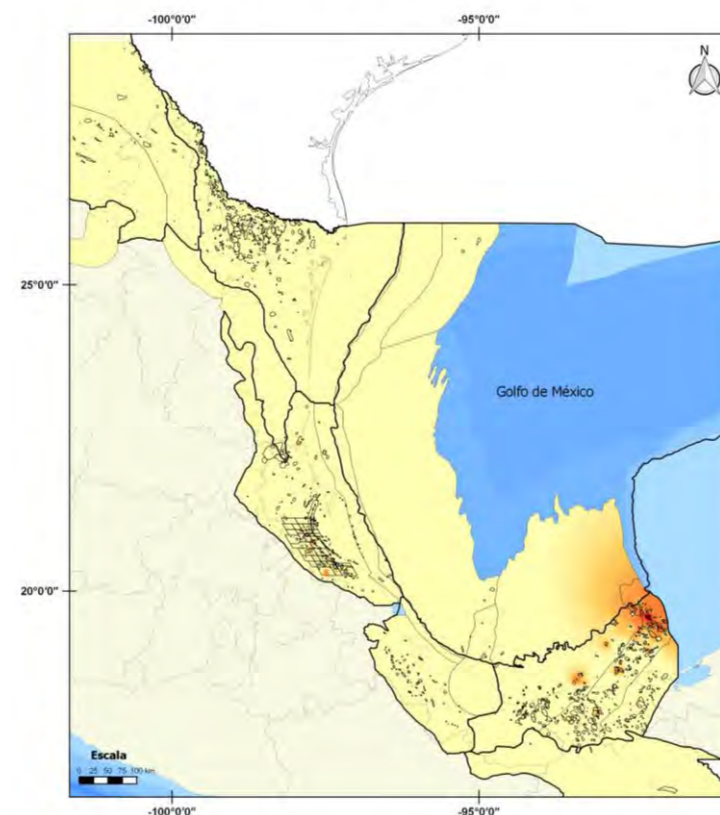
Distribución de Reservas 3P
Petróleo Crudo Equivalente



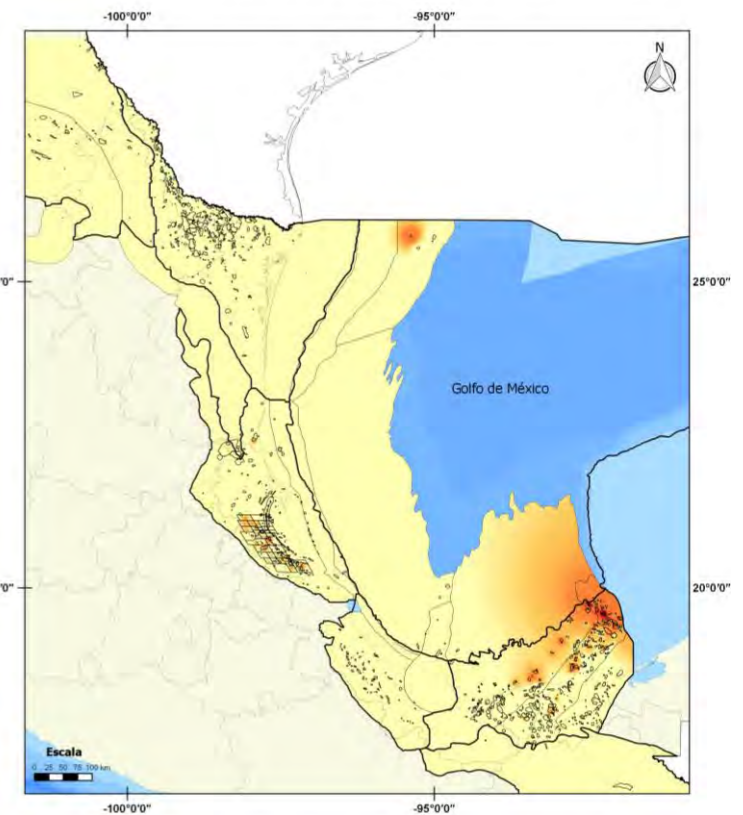
Distribución de Reservas 1P de Crudo



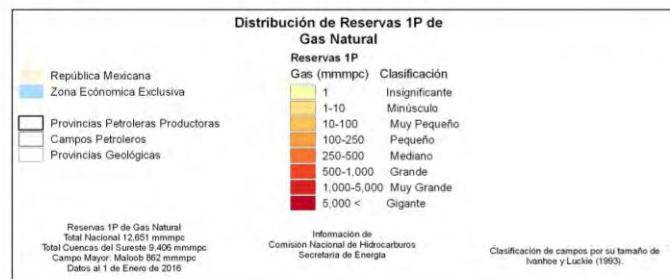
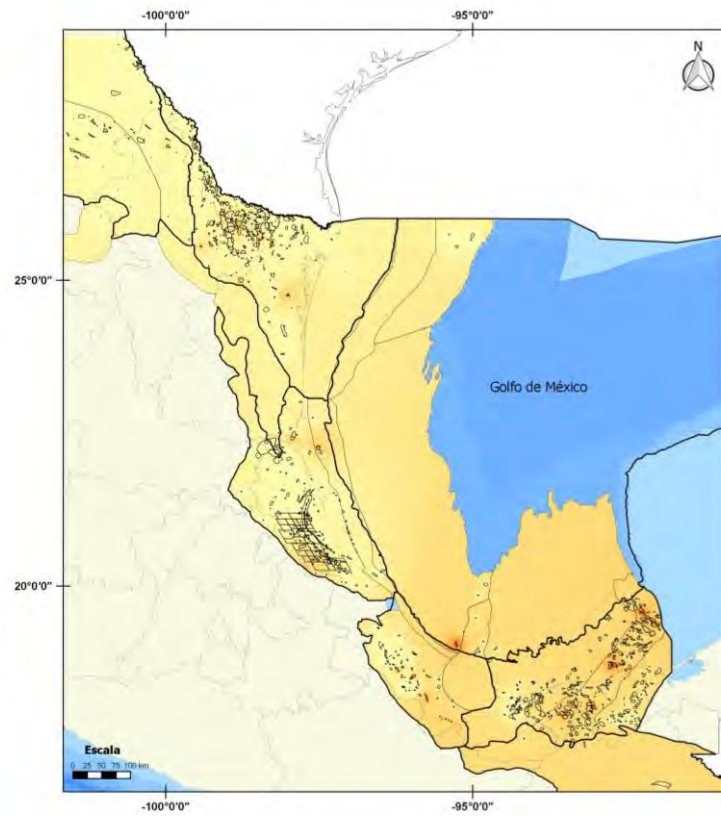
Distribución de Reservas 2P de Crudo



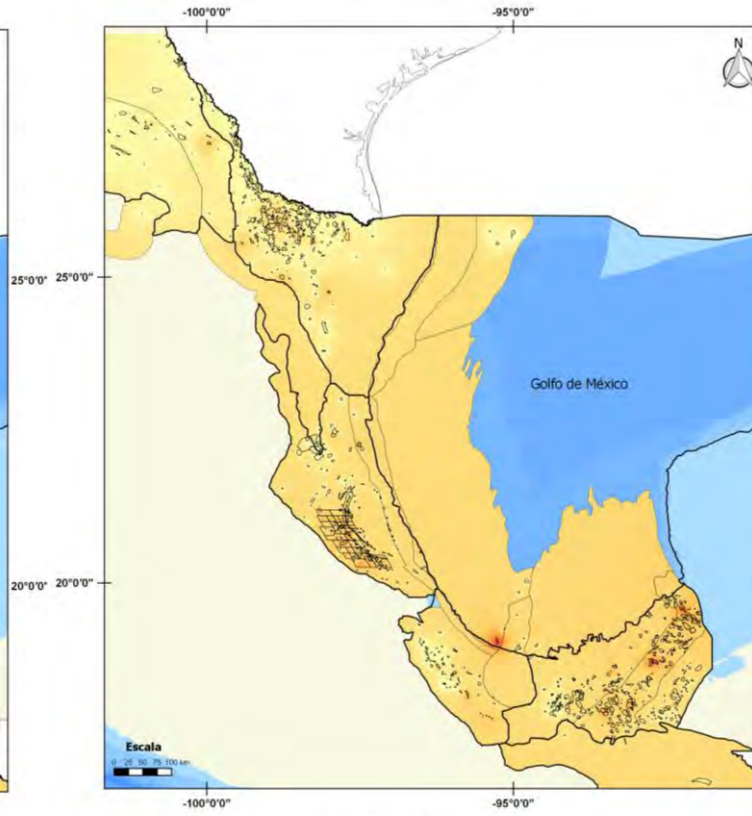
Distribución de Reservas 3P de Crudo



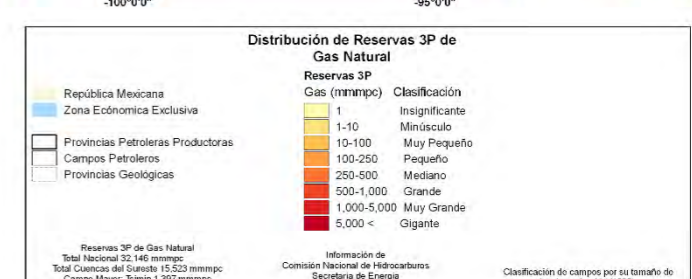
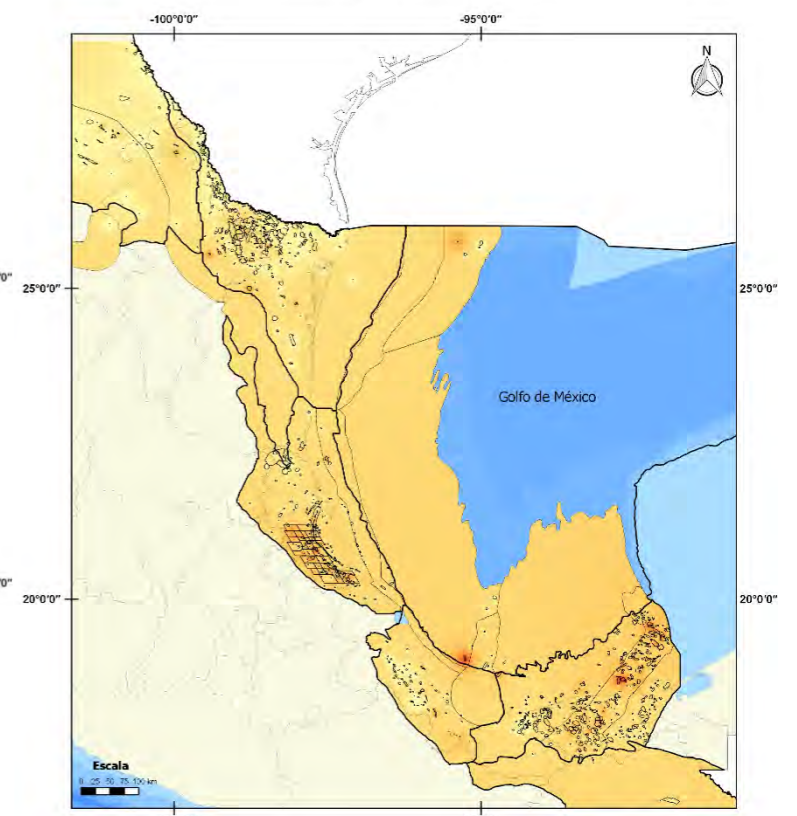
Distribución de Reservas 1P de Gas Natural



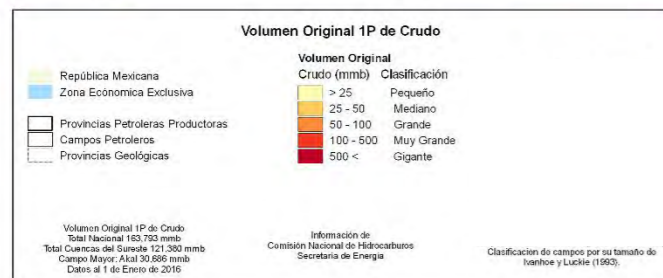
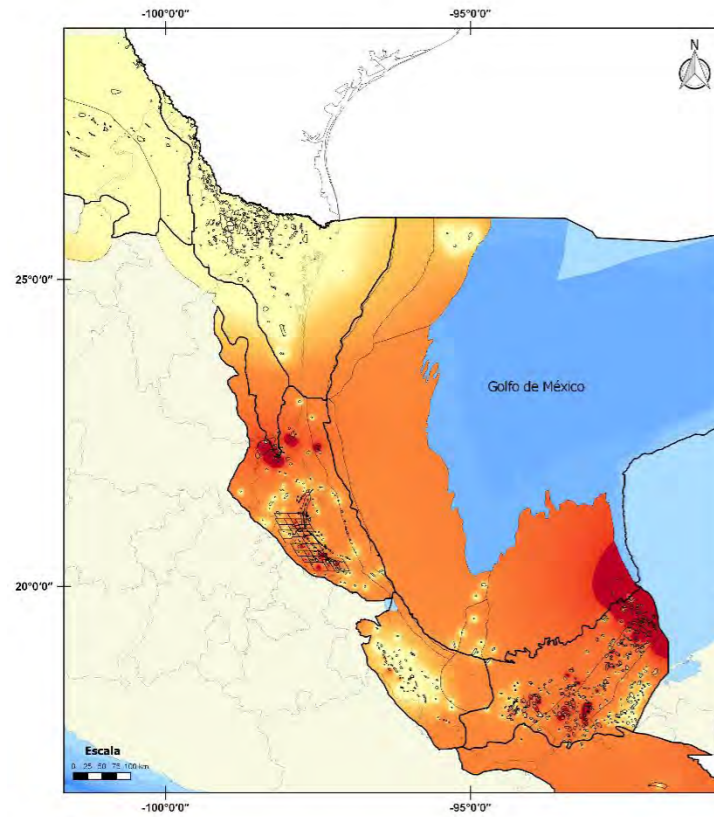
Distribución de Reservas 2P de Gas Natural



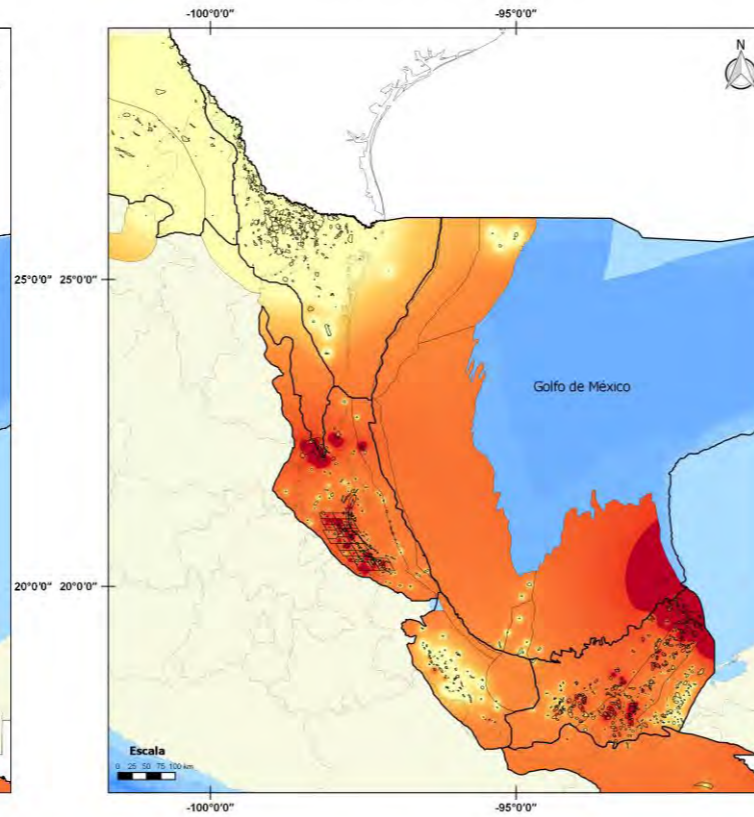
Distribución de Reservas 3P de Gas Natural



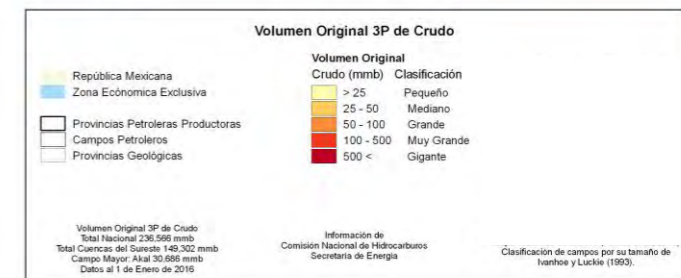
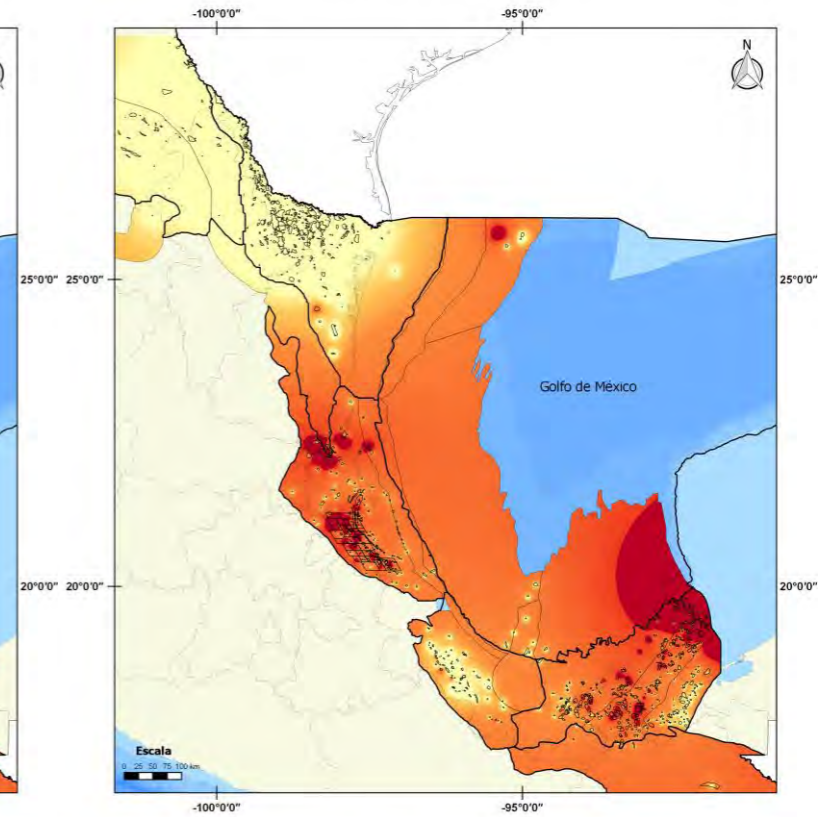
Volumen Original 1P de Crudo



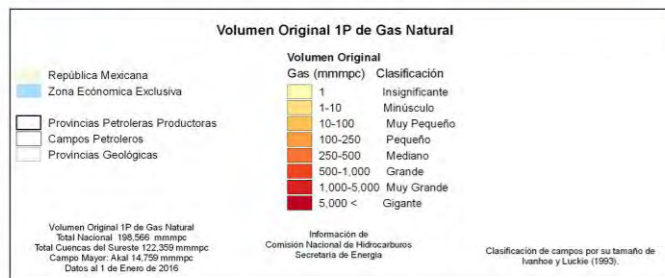
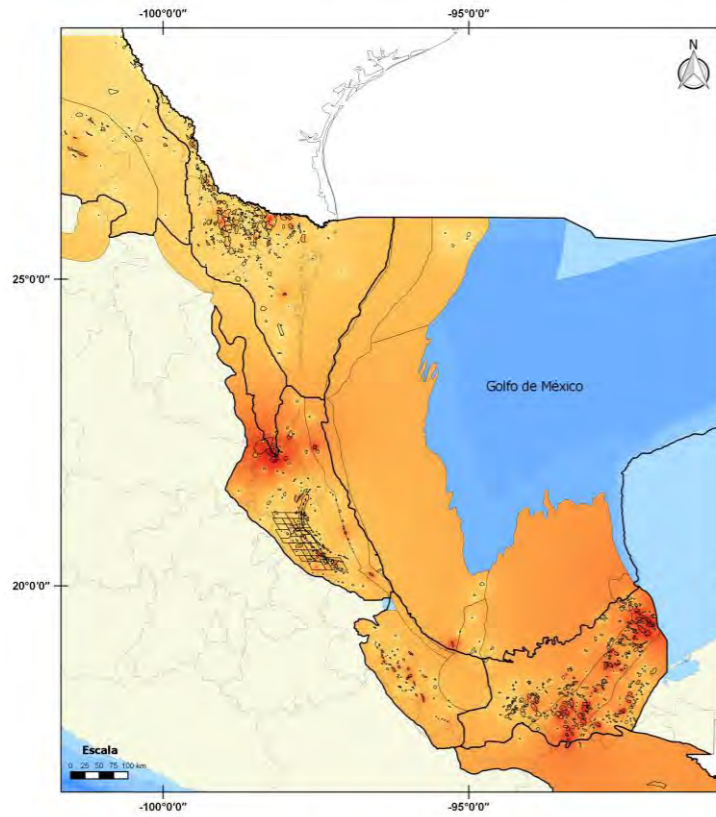
Volumen Original 2P de Crudo



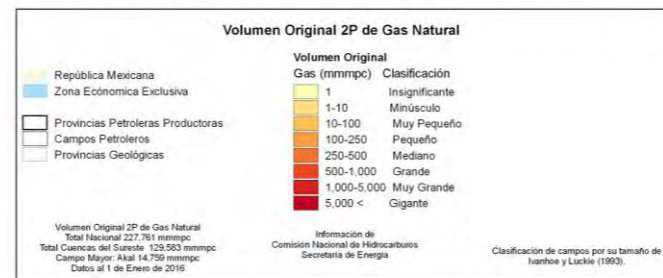
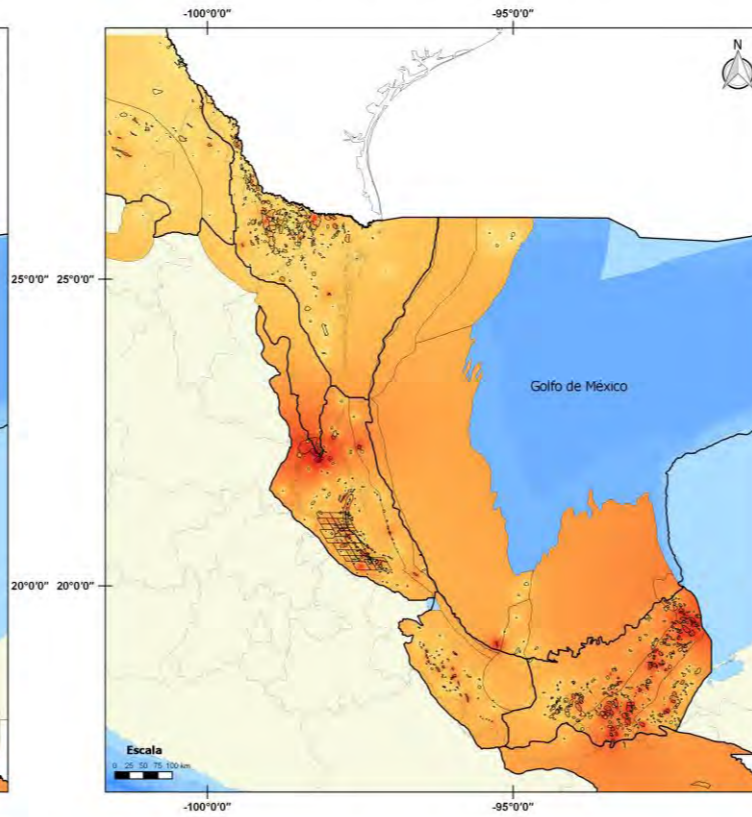
Volumen Original 3P de Crudo



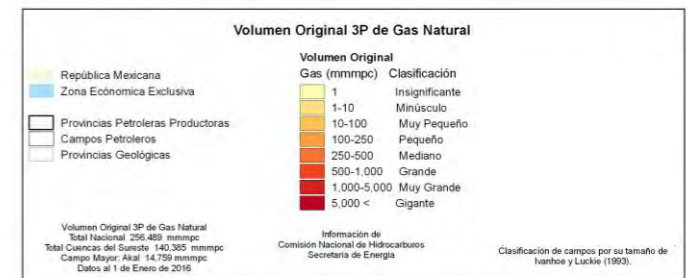
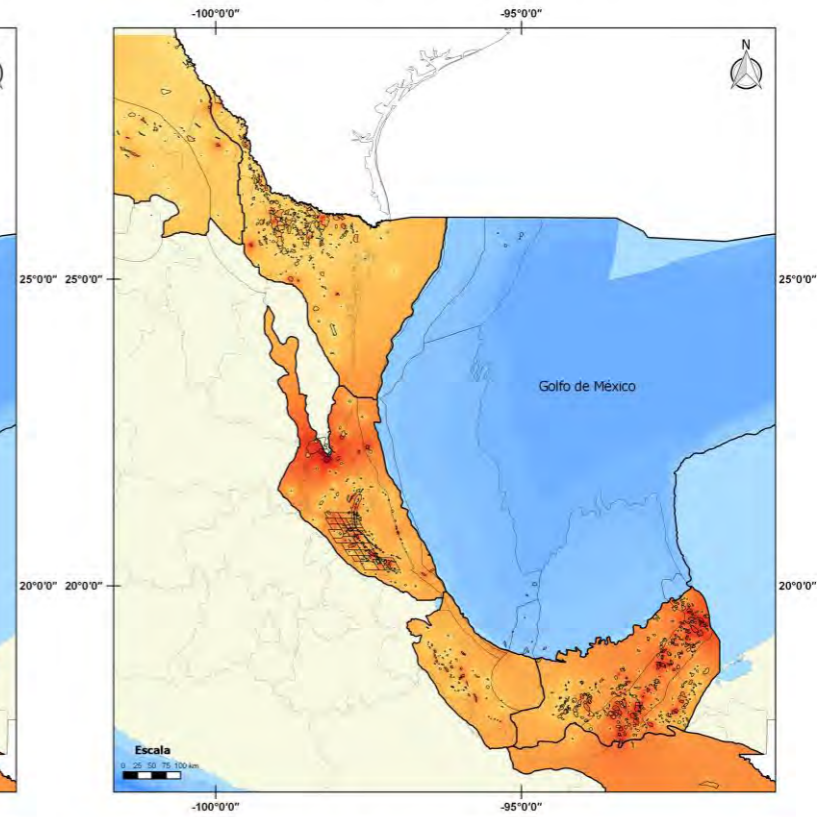
Volumen Original 1P de Gas Natural

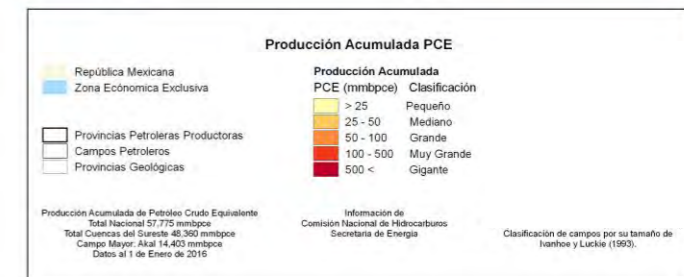
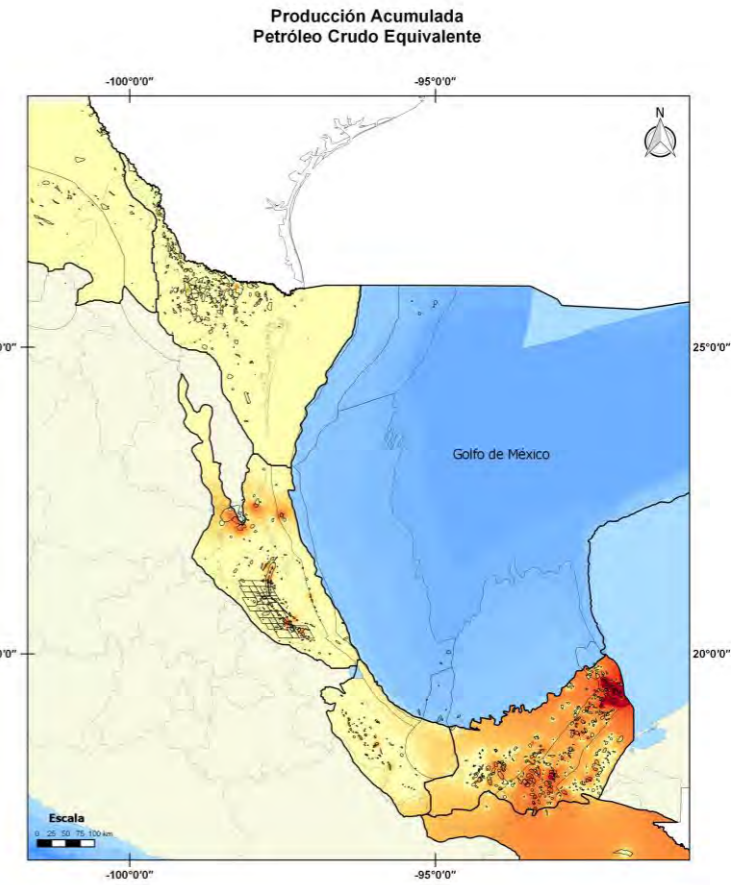
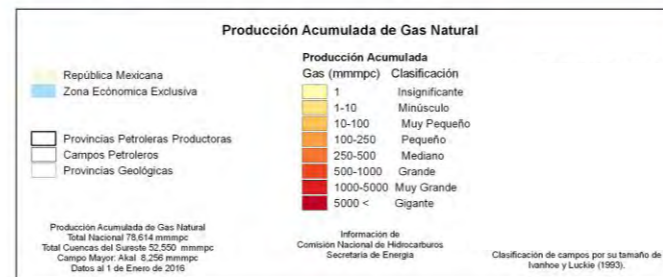
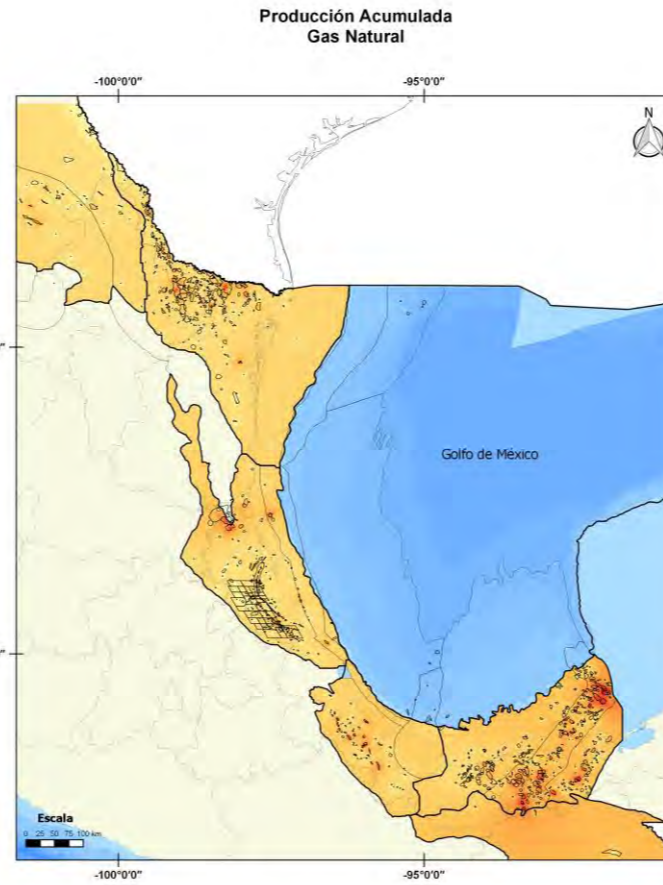
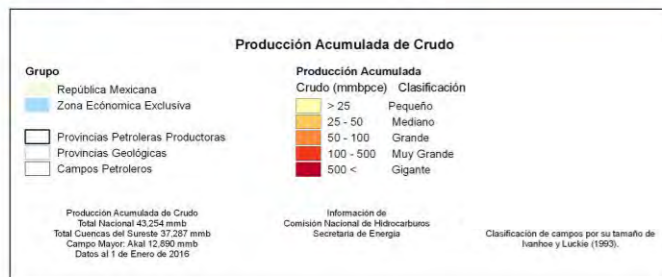
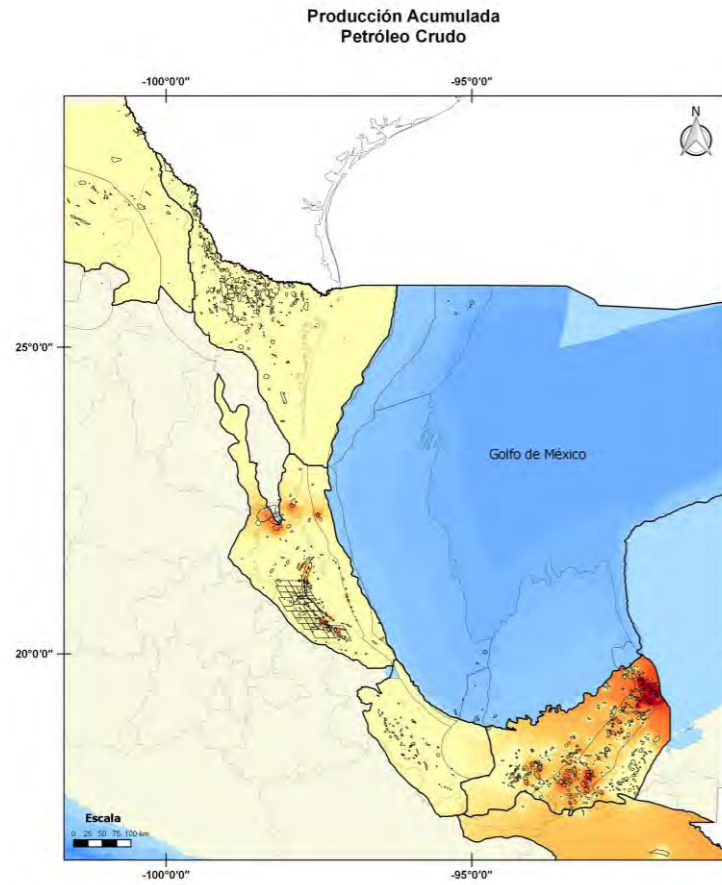


Volumen Original 2P de Gas Natural

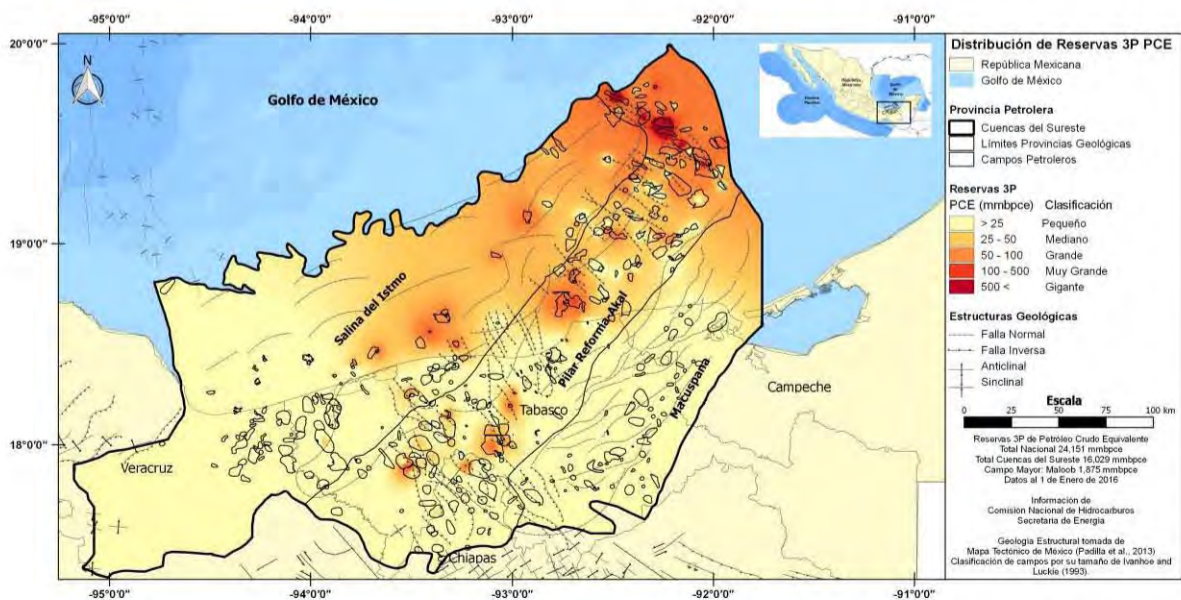
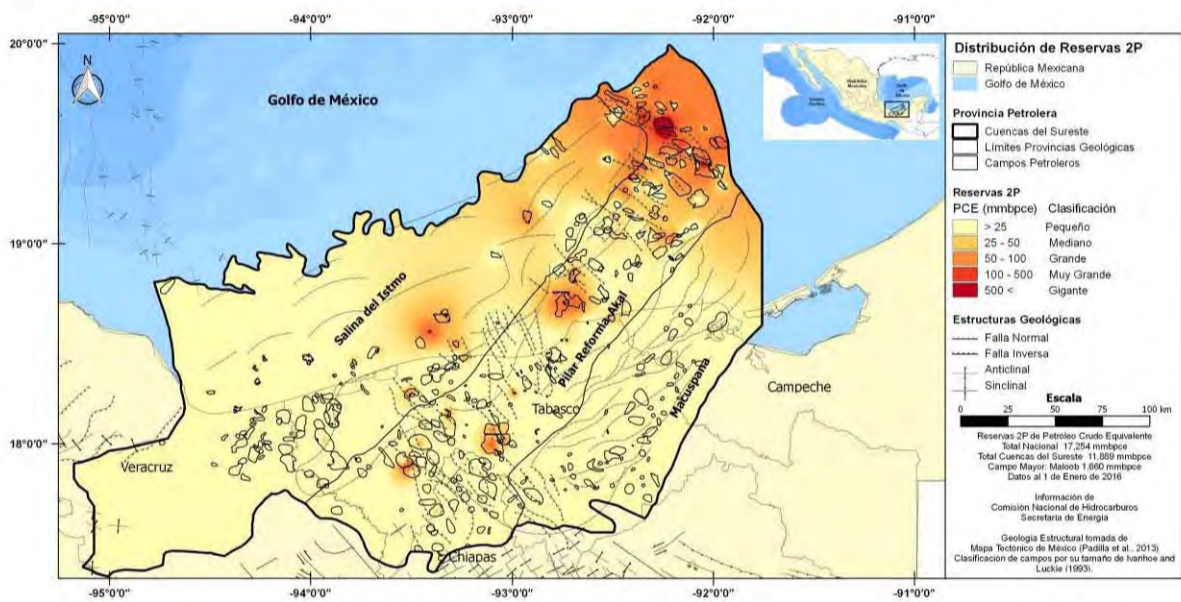
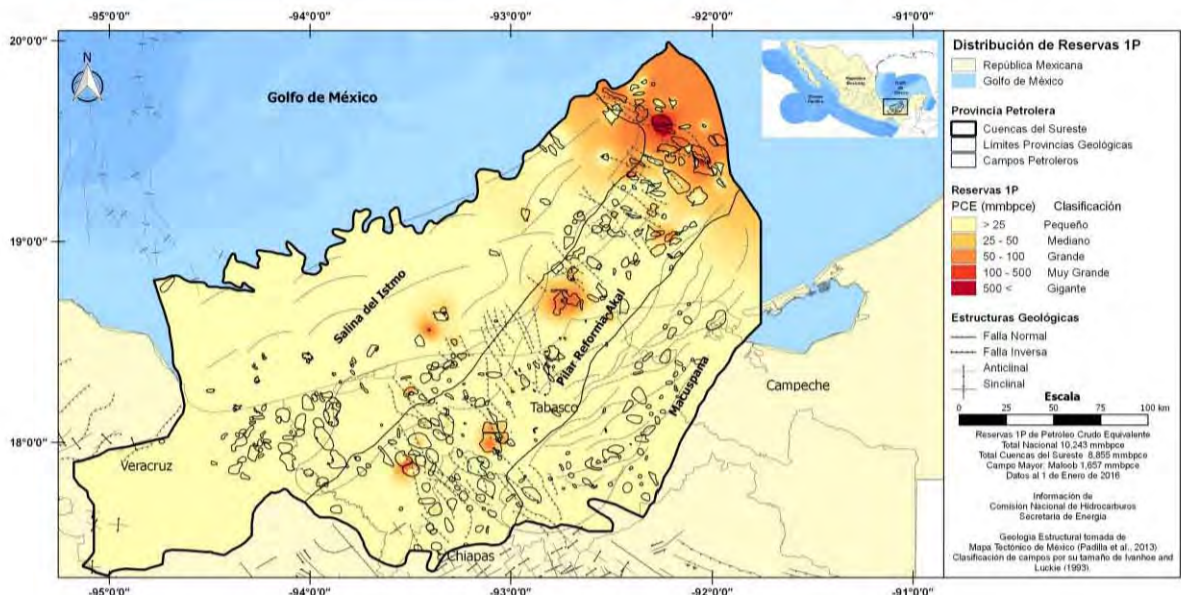


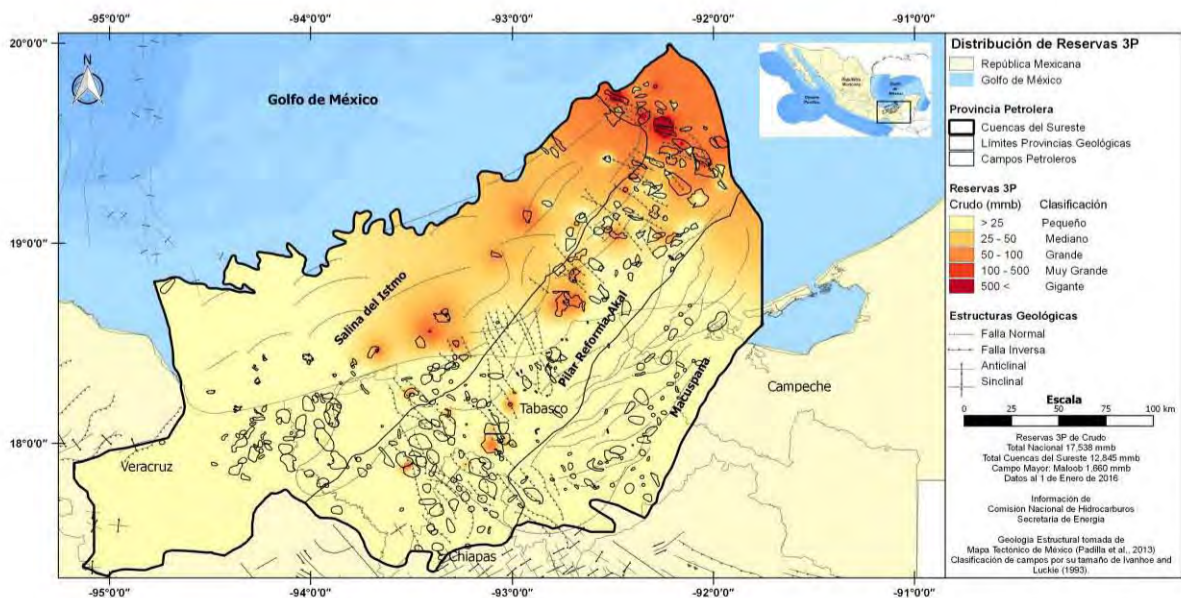
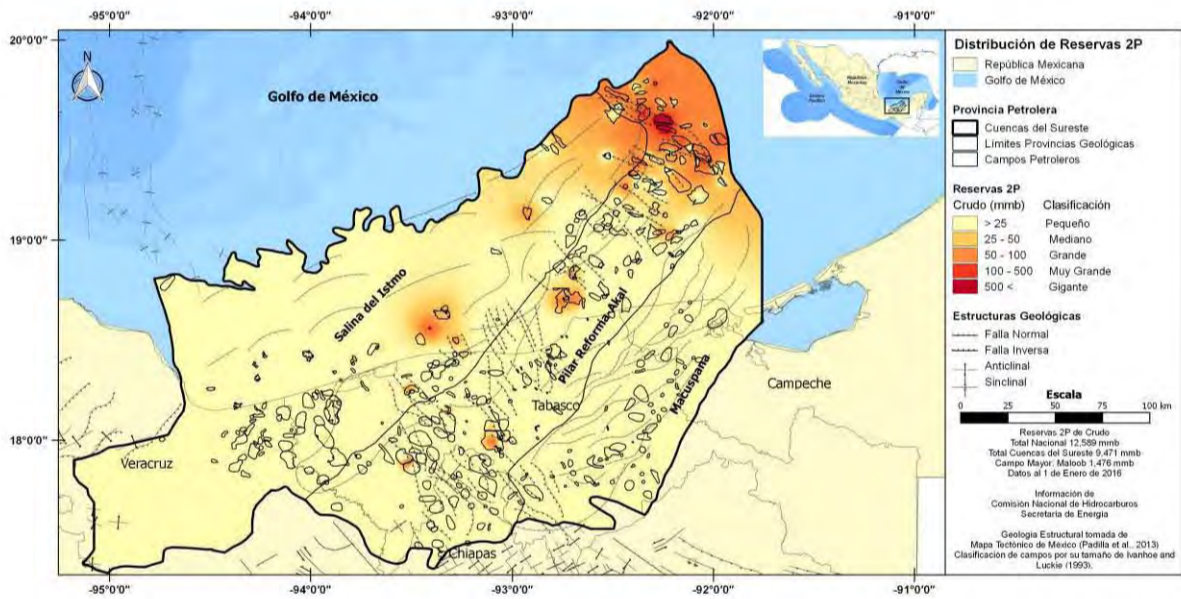
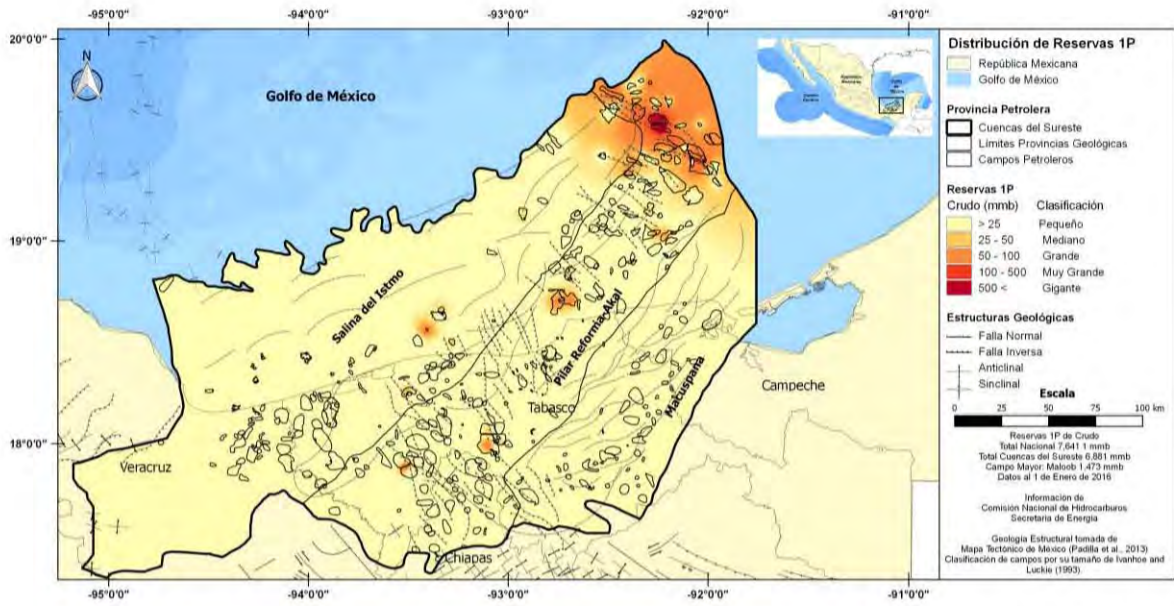
Volumen Original 3P de Gas Natural

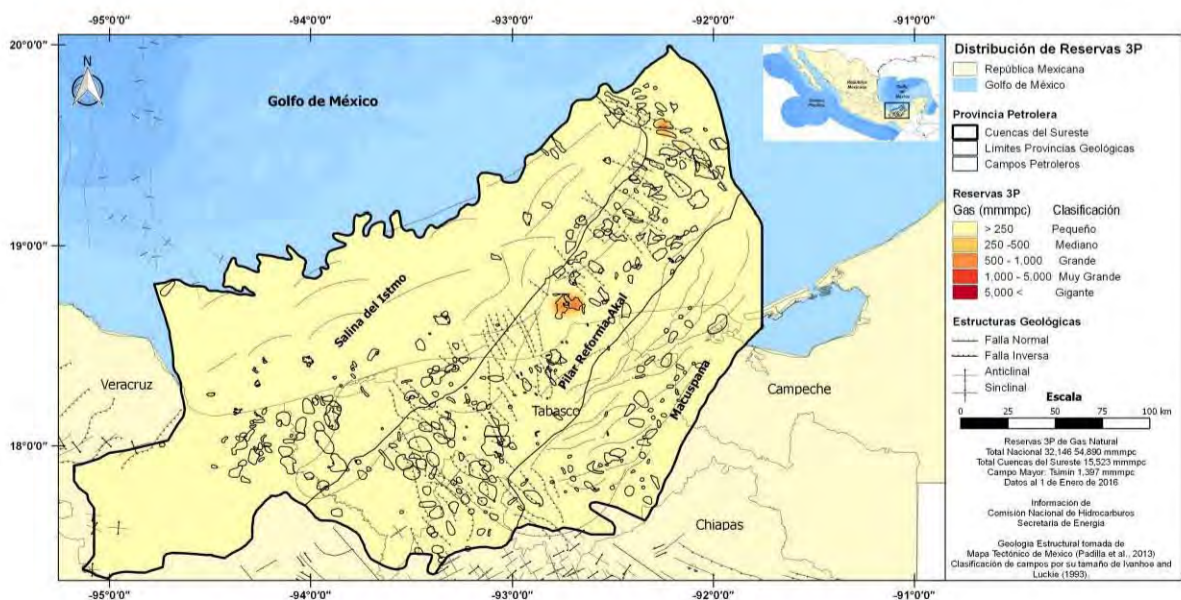
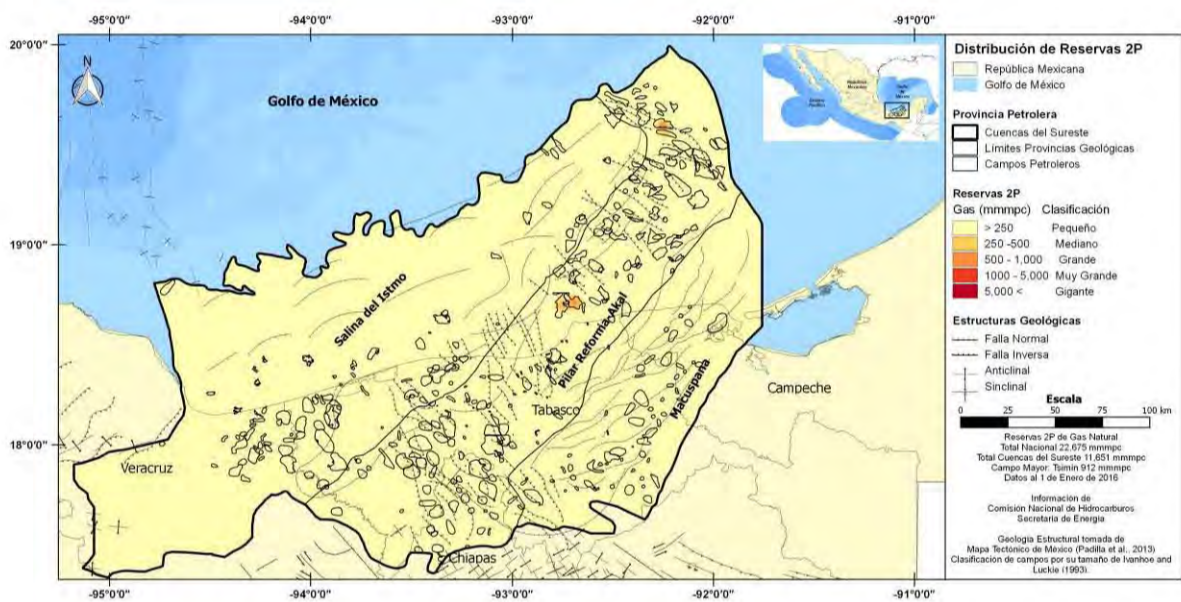
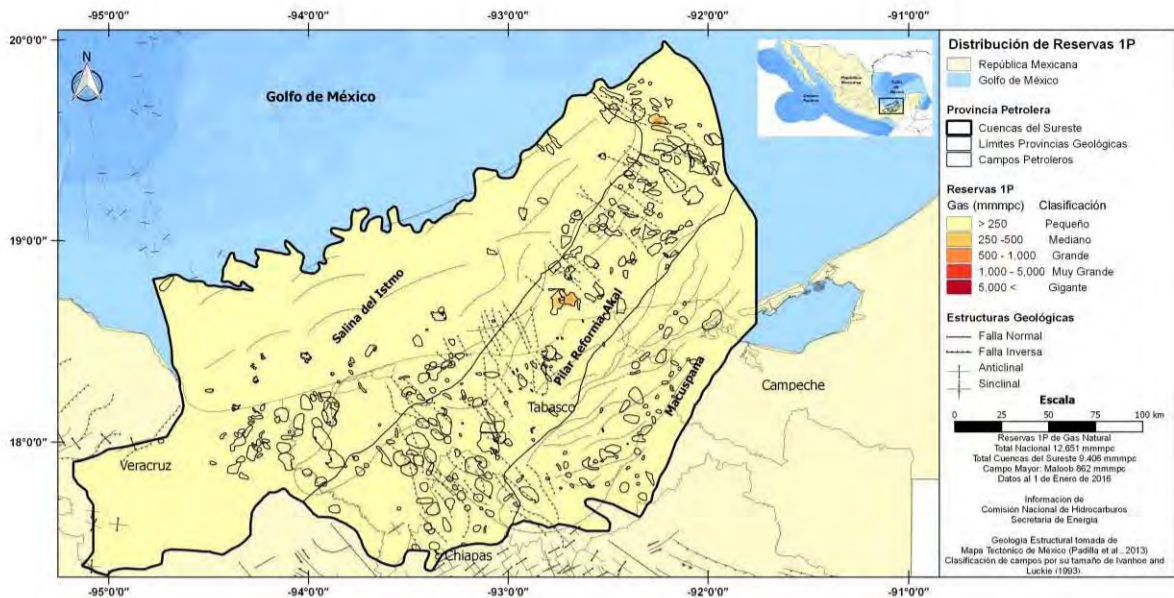


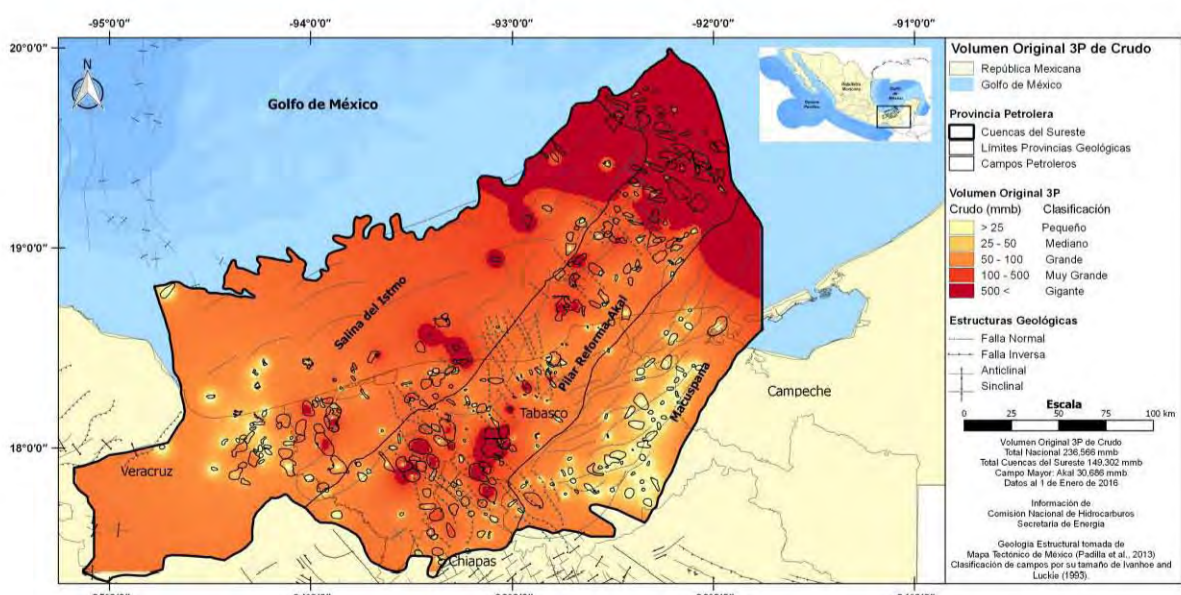
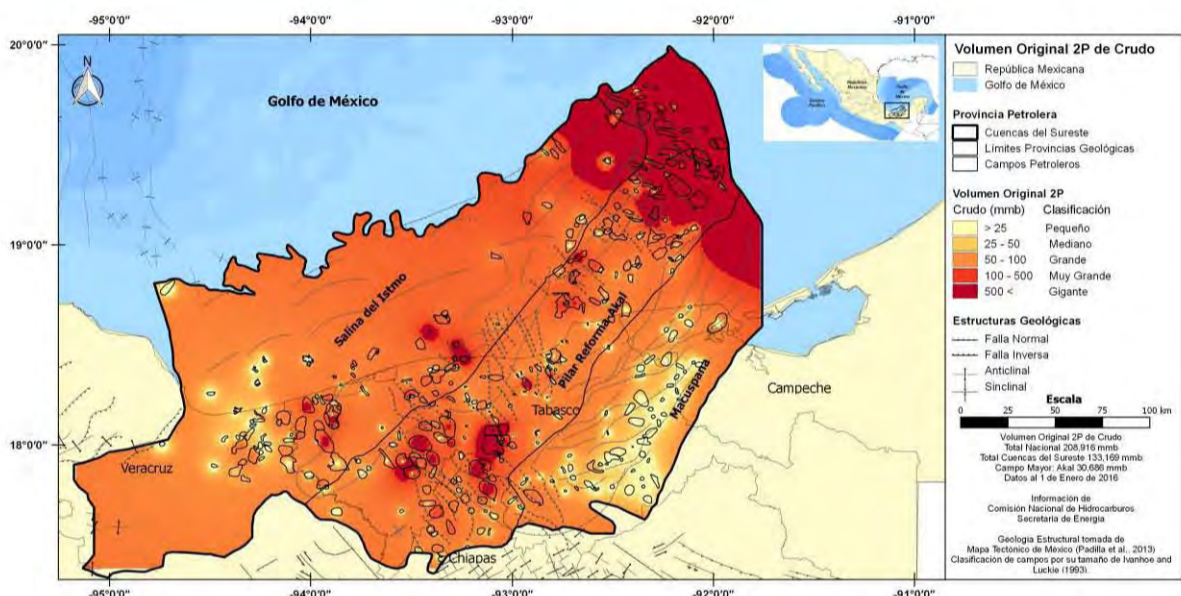
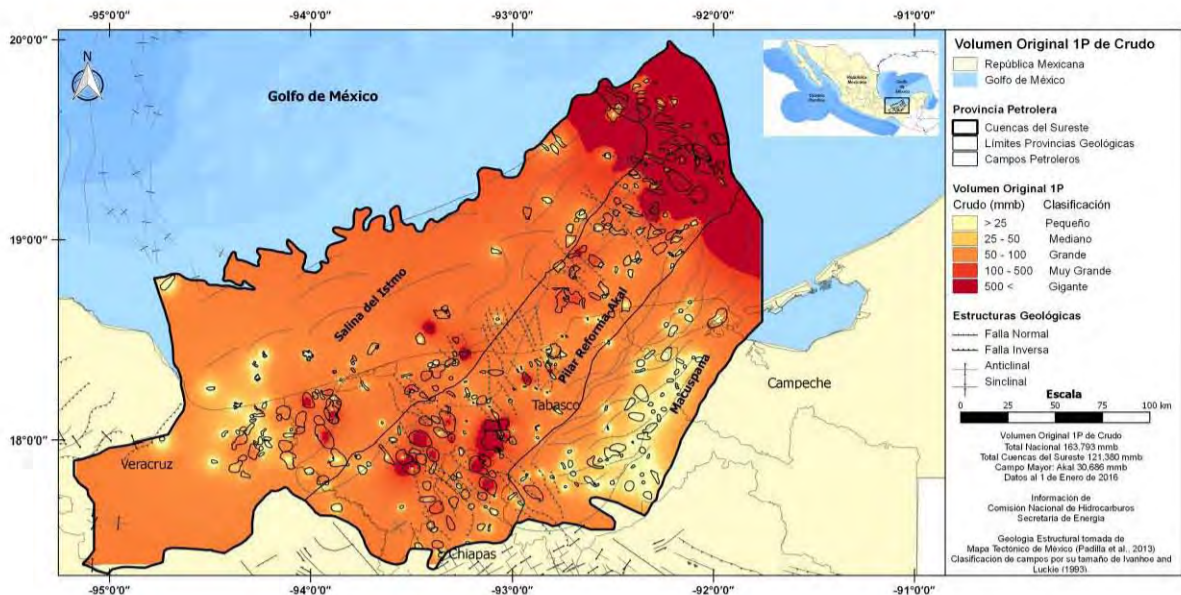


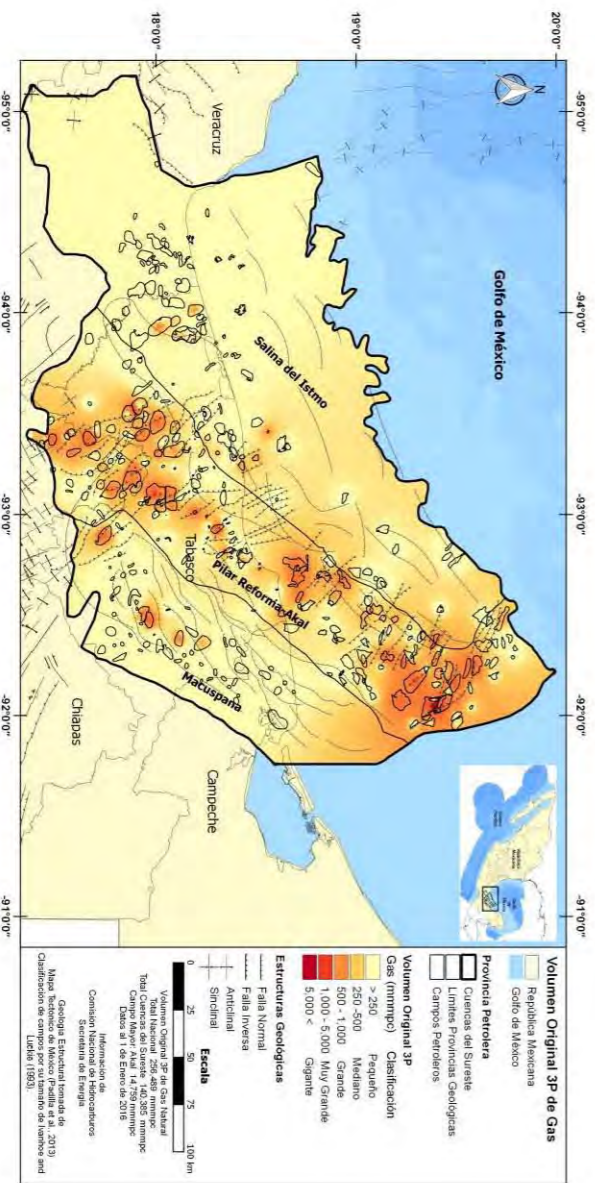
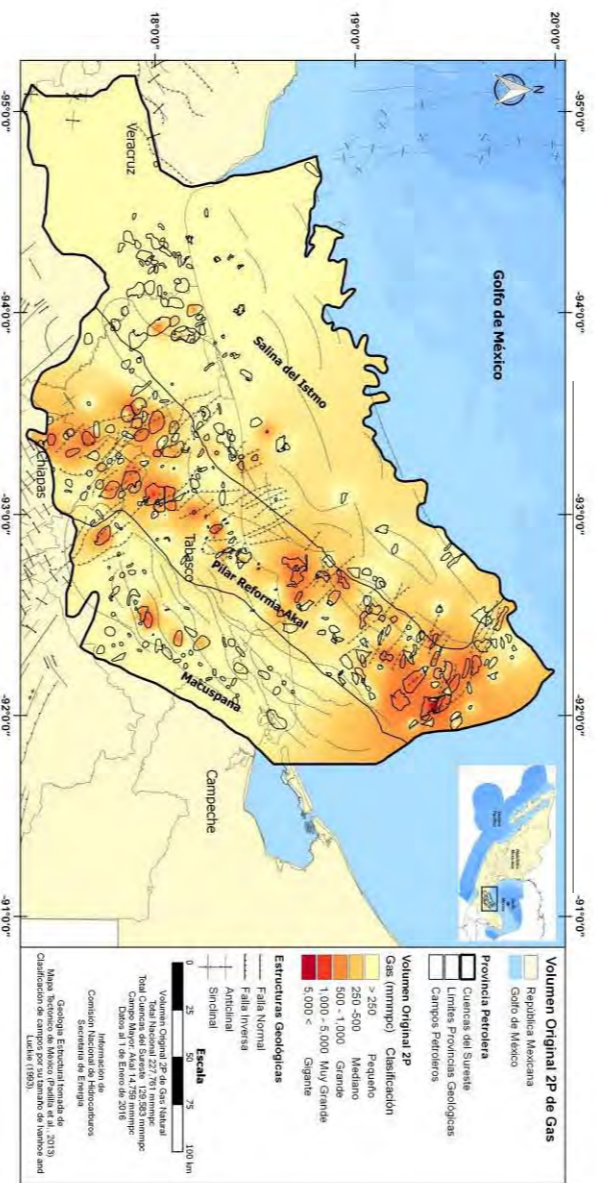
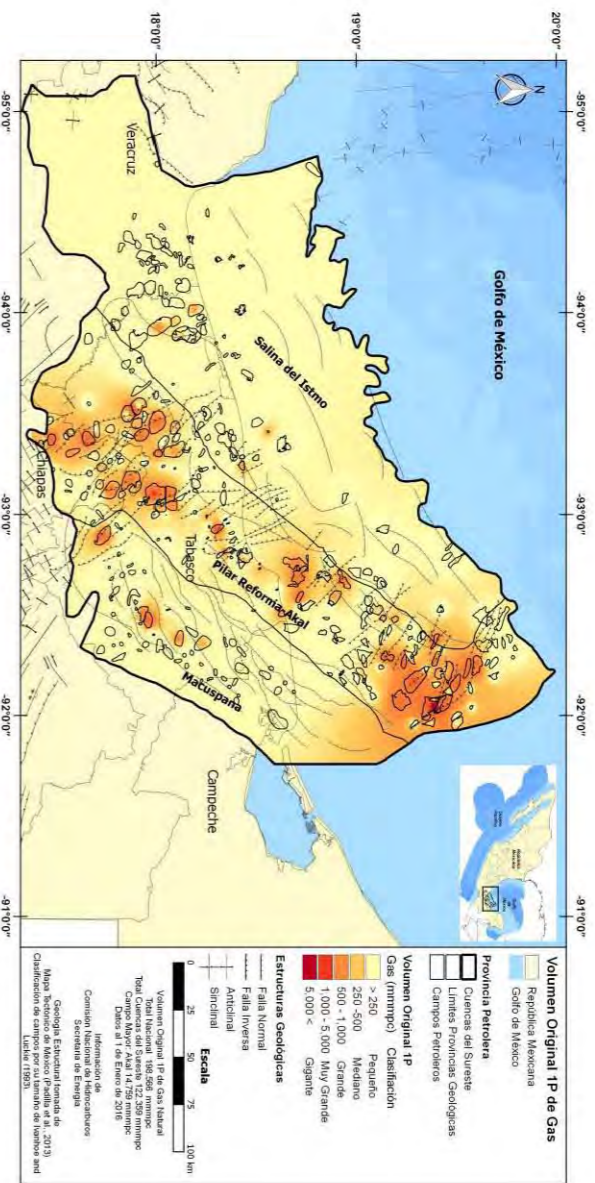
1.2. Mapas Cuencas del Sureste

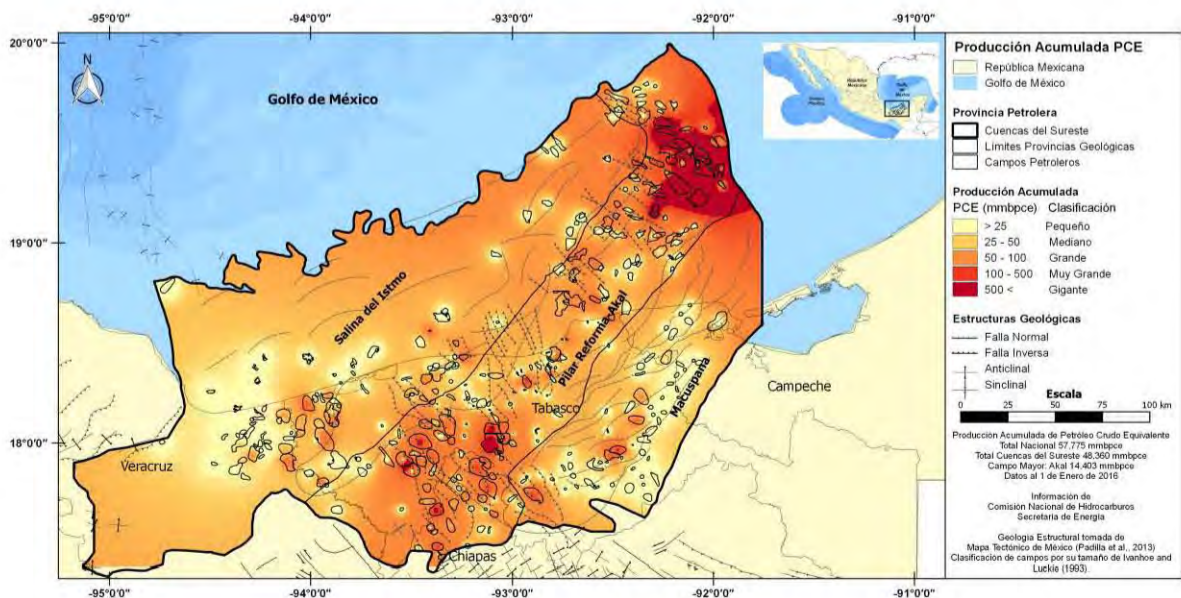
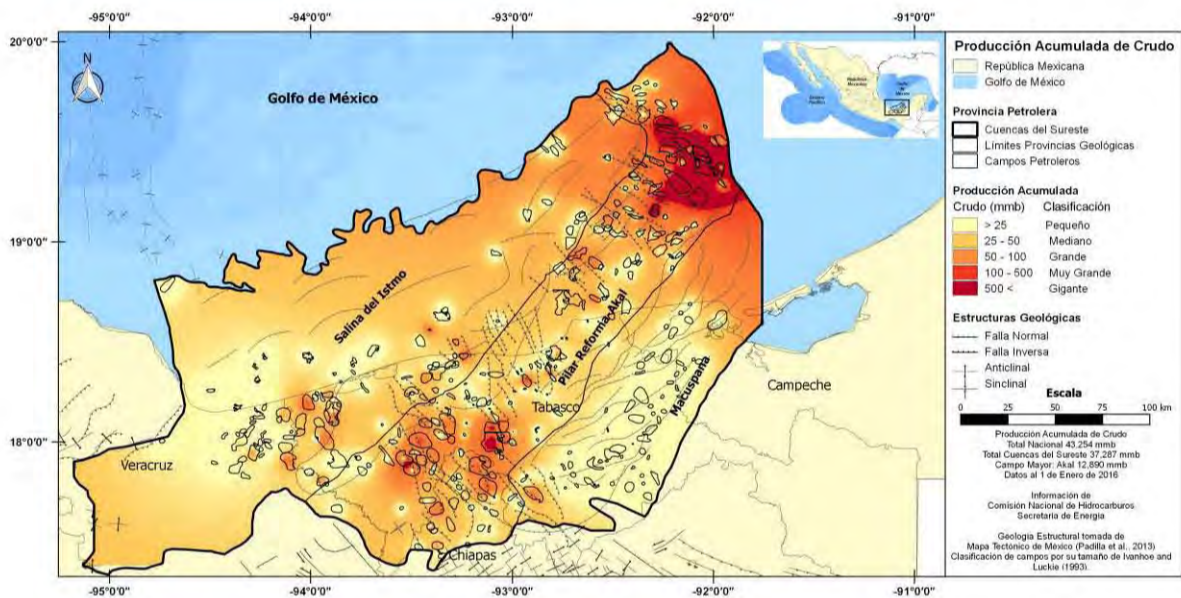
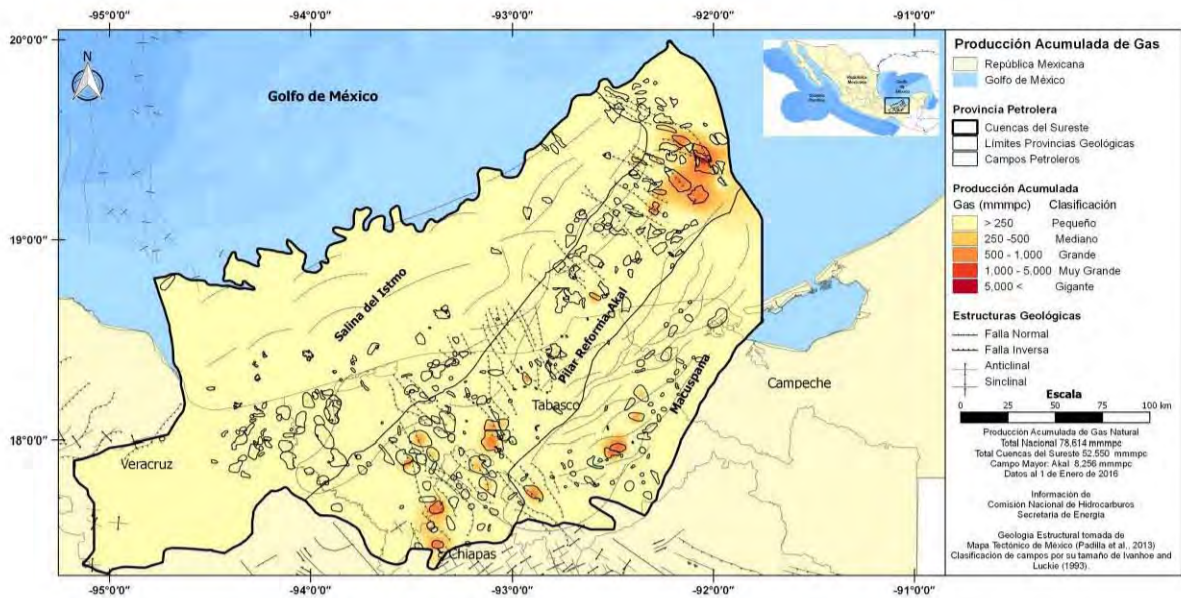










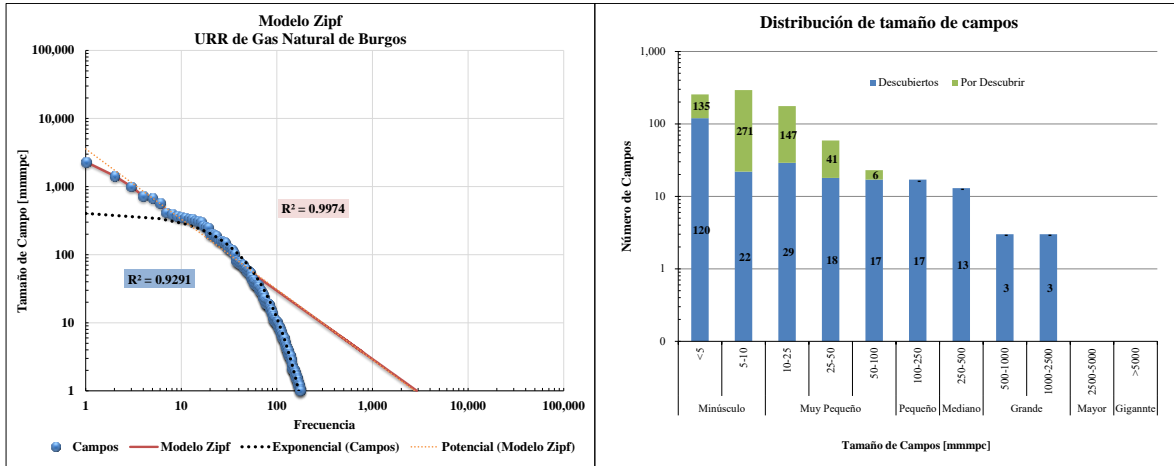


Anexo 2. Zipf Distribución Fractal

2.1 Provincia Petrolera de Burgos

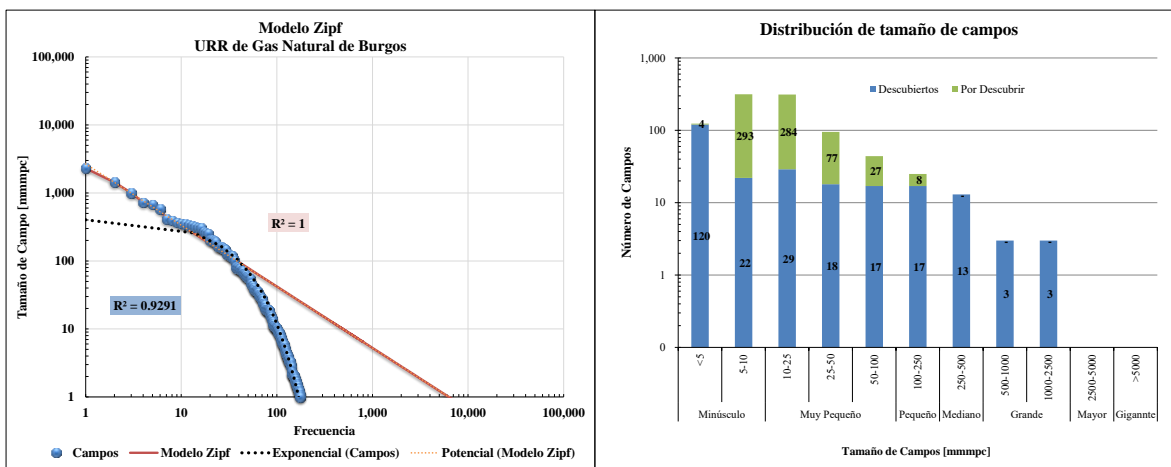
2.1.1 URR de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos

Caso I



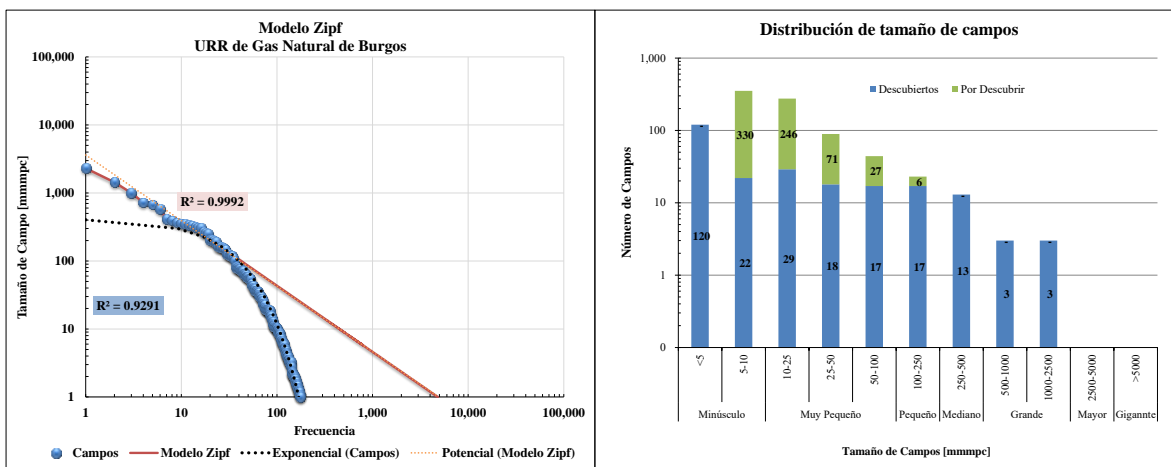
URR de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos Caso I							
Clasificación	Tamaño (mmmpc)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Minúsculo	<5	255	982	120	158	135	823
	5-10	293	2,030	22	158	271	1,872
Muy Pequeño	10-25	176	2,686	29	457	147	2,229
	25-50	59	2,040	18	630	41	1,410
	50-100	23	1,467	17	1,135	6	332
Pequeño	100-250	17	2,552	17	2,552	-	0
Mediano	250-500	13	4,257	13	4,257	-	0
Grande	500-1000	3	1,981	3	1,981	-	0
Mayor	1000-2500	3	4,747	3	4,747	-	0
	2500-5000	-	-	-	-	-	-
Gigante	>5000	-	-	-	-	-	-
Total		842	22,742	242	16,075	600	6,667

Caso II



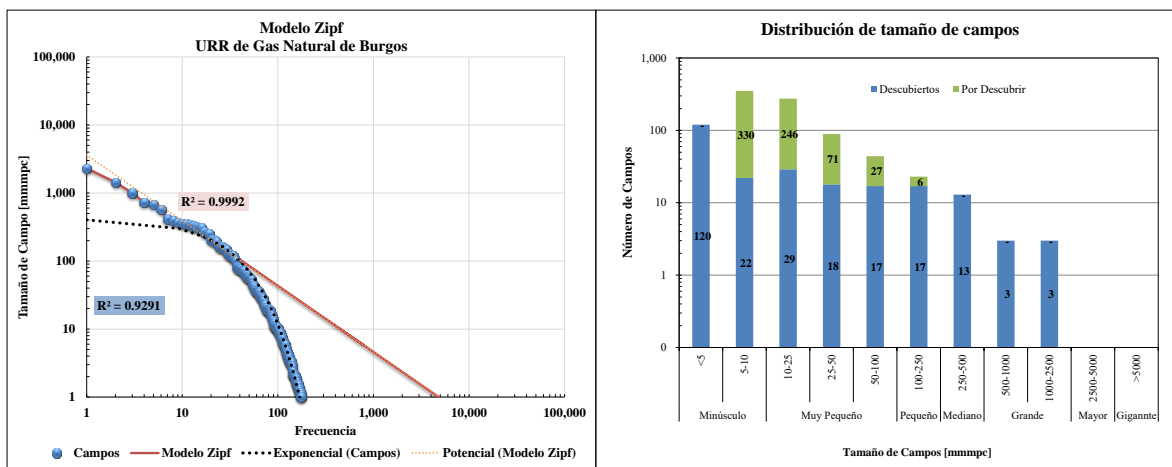
URR de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos Caso II							
Clasificación	Tamaño (mmmpc)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Minúsculo	<5	124	222	120	158	4	64
	5-10	315	2,488	22	158	293	2,330
Muy Pequeño	10-25	313	4,746	29	457	284	4,289
	25-50	95	3,280	18	630	77	2,650
	50-100	44	3,029	17	1,135	27	1,894
Pequeño	100-250	25	3,814	17	2,552	8	1,262
Mediano	250-500	7	2,372	13	4,257	-	-
Grande	500-1000	3	1,981	3	1,981	-	0
	1000-2500	3	4,747	3	4,747	-	0
Mayor	2500-5000	-	-	-	-	-	-
	>5000	-	-	-	-	-	-
Total		929	26,679	242	16,075	693	12,490

Caso III



URR de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos Caso III							
Clasificación	Tamaño (mmmpc)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Minúsculo	<5	291	557	120	158	171	398
	5-10	26	177	22	158	4	19
Muy Pequeño	10-25	496	8,117	29	457	467	7,660
	25-50	178	6,114	18	630	160	5,485
	50-100	75	5,167	17	1,135	58	4,032
Pequeño	100-250	37	5,581	17	2,552	20	3,029
Mediano	250-500	11	3,654	13	4,257	-	-
Grande	500-1000	3	1,981	3	1,981	-	0
	1000-2500	3	4,747	3	4,747	-	0
Mayor	2500-5000	-	-	-	-	-	-
Gigante	>5000	-	-	-	-	-	-
Total		1,120	36,096	242	16,075	880	20,624

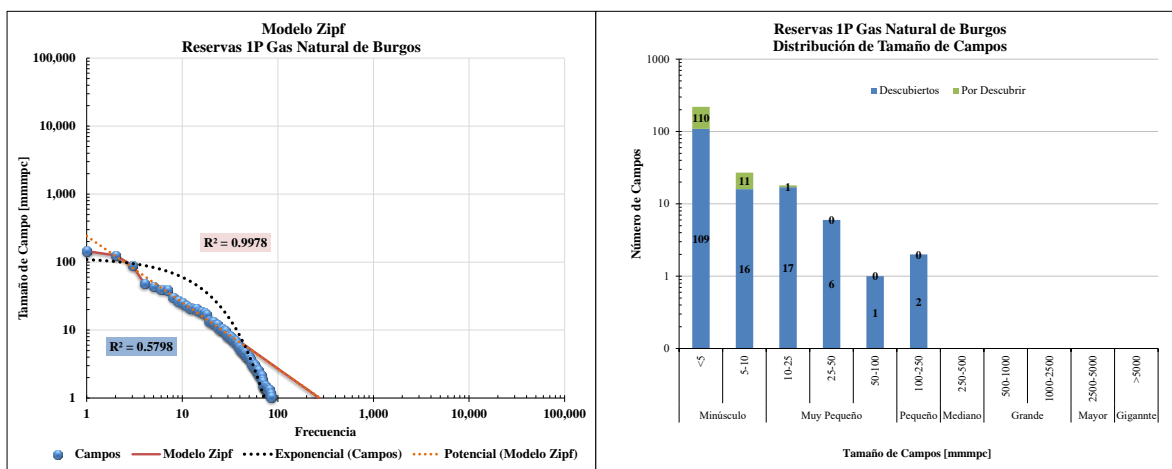
Caso Ideal



URR de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos Caso Ideal							
Clasificación	Tamaño (mmpc)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Minúsculo	<5	78	155	120	158	-	-
	5-10	352	2,621	22	158	330	2,463
Muy Pequeño	10-25	275	4,192	29	457	246	3,735
	25-50	89	3,075	18	630	71	2,446
	50-100	44	3,029	17	1,135	27	1,894
Pequeño	100-250	23	3,256	17	2,552	6	704
Mediano	250-500	13	4,257	13	4,257	-	0
Grande	500-1000	3	1,981	3	1,981	-	0
	1000-2500	3	4,747	3	4,747	-	0
Mayor	2500-5000	-	-	-	-	-	-
	>5000	-	-	-	-	-	-
Total		880	27,314	242	16,075	680	11,242

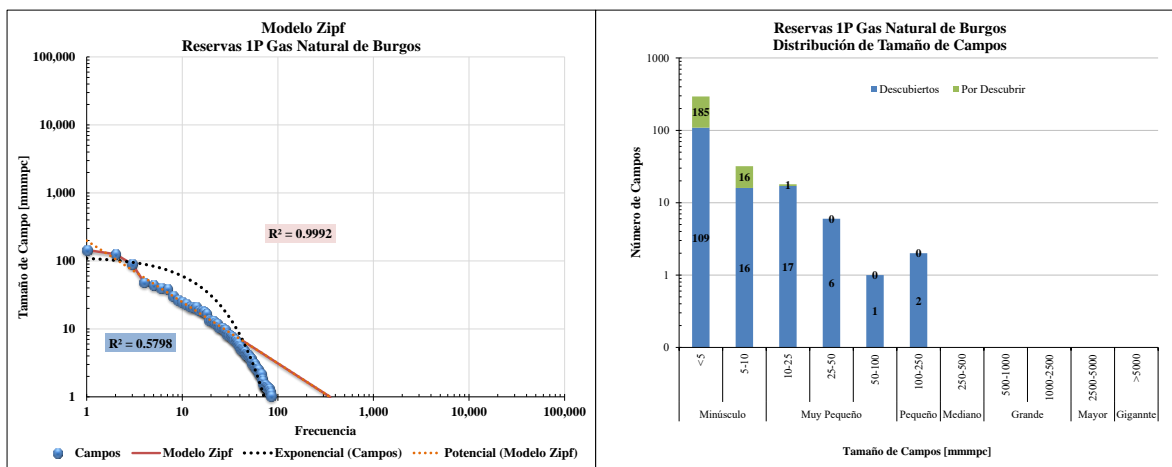
2.1.1 Reservas probadas de Gas

Caso I



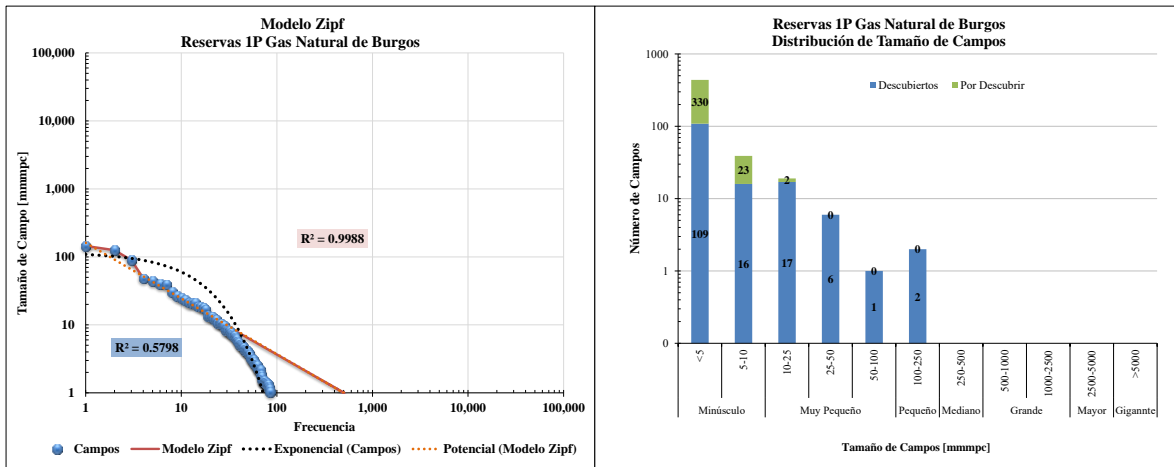
Reservas Probadas (1P) de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos Caso I							
Clasificación	Tamaño (mmmpc)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Minúsculo	<5	219	437	109	128	110	309
	5-10	27	185	16	115	11	70
Muy Pequeño	10-25	18	289	17	279	1	10
	25-50	6	227	6	227	0	0
	50-100	1	90	1	90	0	0
Pequeño	100-250	2	270	2	270	0	0
Mediano	250-500	0	0	0	0	0	0
Grande	500-1000	0	0	0	0	0	0
Mayor	1000-2500	0	0	0	0	0	0
	2500-5000	0	0	0	0	0	0
Gigante	>5000	0	0	0	0	0	0
Total		273	1,498	151	1,109	122	389

Caso II



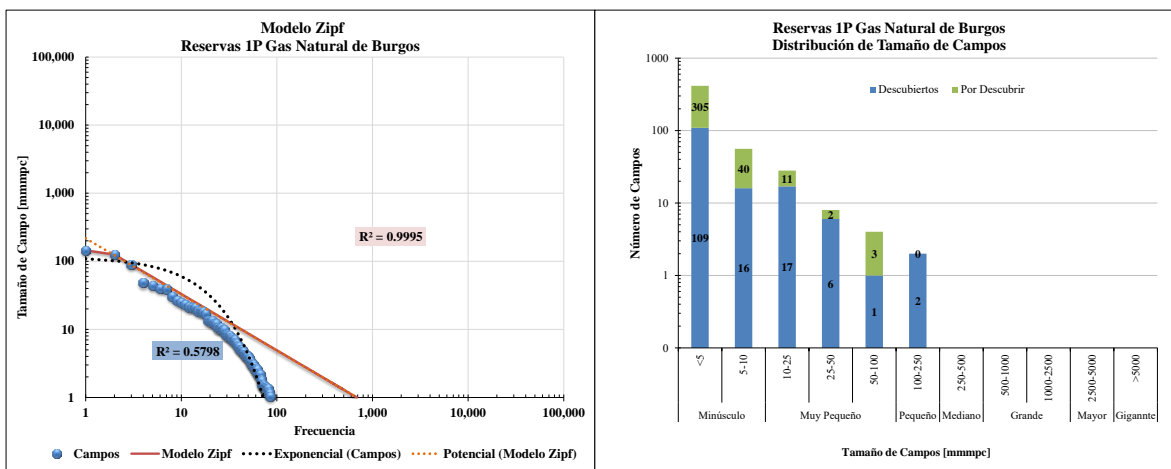
Reservas Probadas (1P) de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos Caso II							
Clasificación	Tamaño (mmpc)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Minúsculo	<5	294	576	109	128	185	448
	5-10	32	220	16	115	16	105
Muy Pequeño	10-25	18	278	17	279	1	0
	25-50	6	227	6	227	0	0
	50-100	1	90	1	90	0	0
Pequeño	100-250	2	270	2	270	0	0
Mediano	250-500	0	0	0	0	0	0
Grande	500-1000	0	0	0	0	0	0
Mayor	1000-2500	0	0	0	0	0	0
	2500-5000	0	0	0	0	0	0
Gigante	>5000	0	0	0	0	0	0
Total		353	1,661	151	1,109	202	553

Caso III



Reservas Probadas (1P) de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos Caso III							
Clasificación	Tamaño (mmmpc)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Minúsculo	<5	439	838	109	128	330	710
	5-10	39	268	16	115	23	153
Muy Pequeño	10-25	19	301	17	279	2	22
	25-50	6	227	6	227	0	0
	50-100	1	90	1	90	0	0
Pequeño	100-250	2	270	2	270	0	0
Mediano	250-500	0	0	0	0	0	0
Grande	500-1000	0	0	0	0	0	0
Mayor	1000-2500	0	0	0	0	0	0
	2500-5000	0	0	0	0	0	0
Gigante	>5000	0	0	0	0	0	0
Total		506	1,994	151	1,109	355	885

Caso Ideal

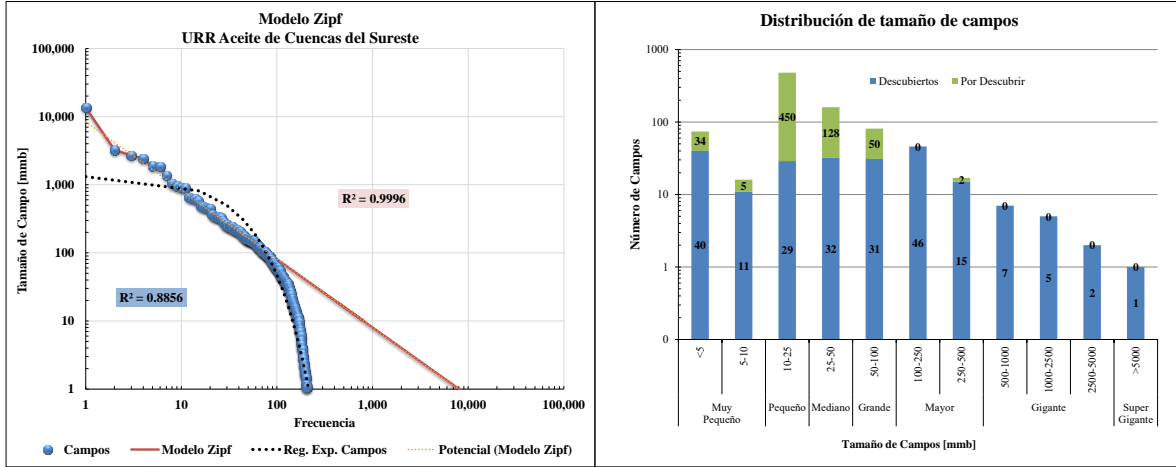


Reservas Probadas (1P) de Gas Natural Provincia Petrolera de Burgos Caso Ideal							
<i>Clasificación</i>	Tamaño (mmpc)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Minúsculo	<5	414	934	109	128	305	806
	5-10	56	384	16	115	40	269
Muy Pequeño	10-25	28	417	17	279	11	138
	25-50	8	264	6	227	2	37
	50-100	4	270	1	90	3	180
Pequeño	100-250	2	270	2	270	0	0
Mediano	250-500	0	0	0	0	0	0
Grande	500-1000	0	0	0	0	0	0
Mayor	1000-2500	0	0	0	0	0	0
	2500-5000	0	0	0	0	0	0
Gigante	>5000	0	0	0	0	0	0
Total		512	2,539	151	1,109	361	1,430

2.2 Cuencas del Sureste

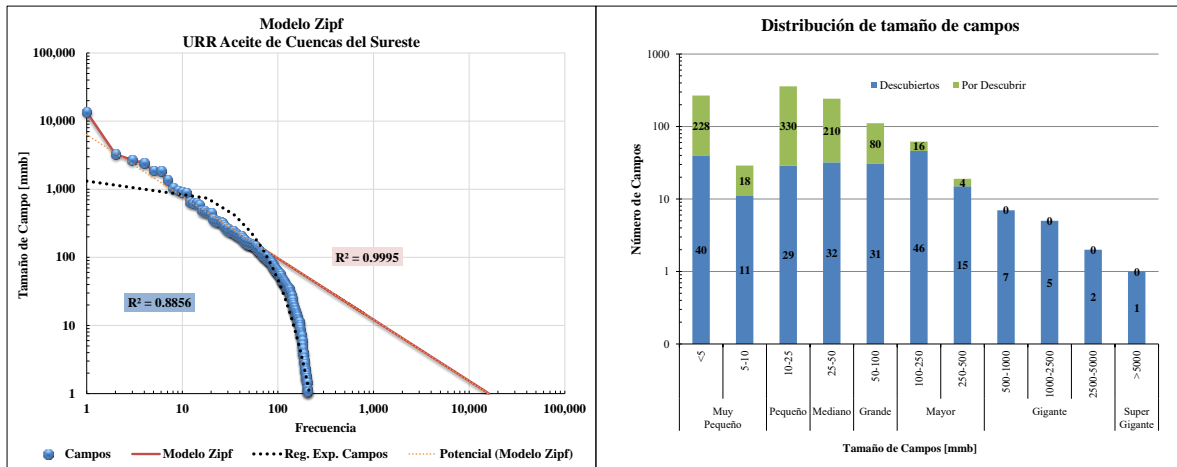
2.2.1 URR de Crudo

Caso I



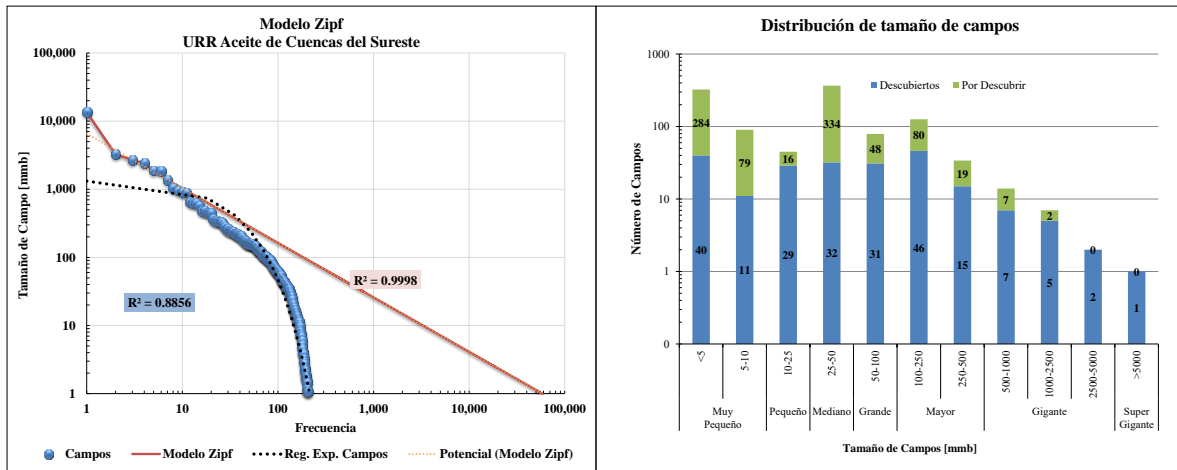
URR de Crudo de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste Caso I							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	74	178	40	67	34	111
	5-10	16	109	11	80	5	29
Pequeño	10-25	479	7340	29	449	450	6891
Mediano	25-50	160	5543	32	1206	128	4338
Grande	50-100	81	5609	31	2261	50	3348
	100-250	46	7313	46	7324	0	0
Mayor	250-500	17	5975	15	5449	2	526
	500-1000	7	5248	7	5248	0	0
Gigante	1000-2500	5	8550	5	8550	0	0
	2500-5000	2	5953	2	5953	0	0
Súper Gigante	>5000	1	13547	1	13547	0	0
Total		888	65,364	219	50,132	669	15,243

Caso II



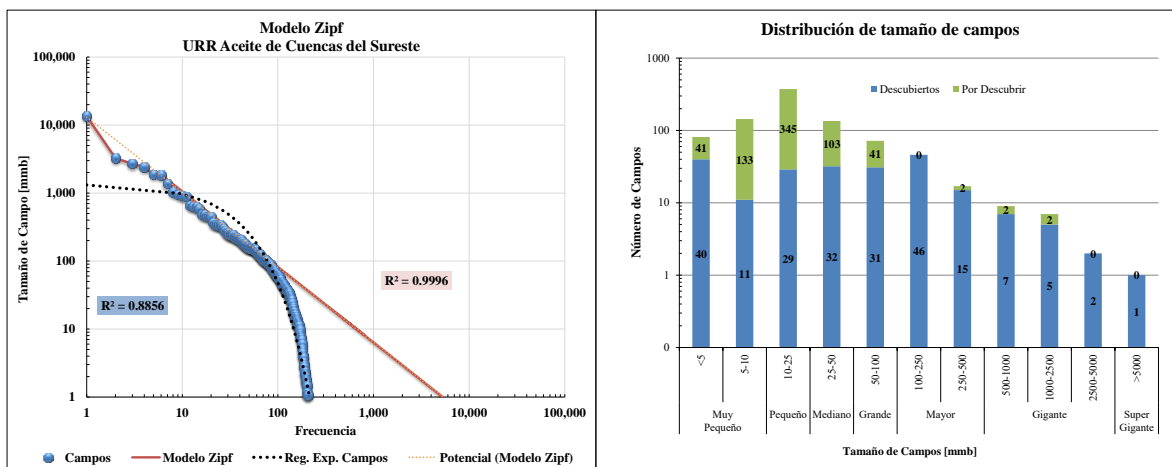
URR de Crudo de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste Caso II							
Clasificación	Tamaño	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
	(mmb)	Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	268	528	40	67	228	461
	5-10	29	202	11	80	18	122
Pequeño	10-25	359	6768	29	449	330	6319
Mediano	25-50	242	8351	32	1206	210	7146
Grande	50-100	111	7656	31	2261	80	5395
Mayor	100-250	62	9400	46	7324	16	2076
	250-500	19	6614	15	5449	4	1165
Gigante	500-1000	7	5248	7	5248	0	0
	1000-2500	5	8550	5	8550	0	0
	2500-5000	2	5953	2	5953	0	0
Súper Gigante	>5000	1	13547	1	13547	0	0
Total		1,105	72,816	219	50,132	886	22,684

Caso III



URR de Crudo de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste Caso III							
Clasificación	Tamaño	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
	(mmb)	Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	324	911	40	67	284	844
	5-10	90	618	11	80	79	539
Pequeño	10-25	45	679	29	449	16	230
Mediano	25-50	366	14124	32	1206	334	12919
Grande	50-100	79	17416	31	2261	48	15155
	100-250	126	18909	46	7324	80	11585
Mayor	250-500	34	11697	15	5449	19	6248
	500-1000	14	9587	7	5248	7	4339
Gigante	1000-2500	7	10892	5	8550	2	2342
	2500-5000	2	5953	2	5953	0	0
Súper Gigante	>5000	1	13547	1	13547	0	0
Total		1,088	104,333	219	50,132	869	54,201

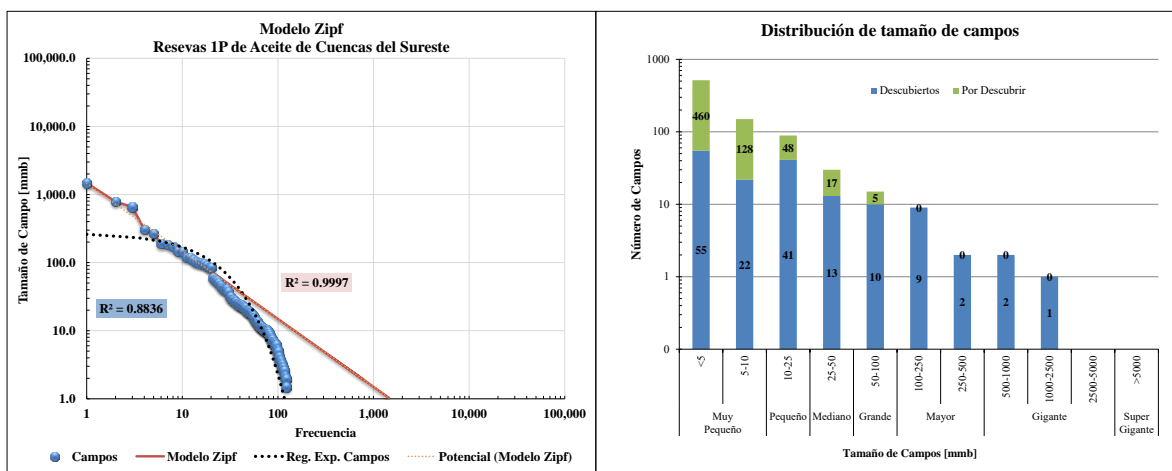
Caso Ideal



URR de Crudo de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste Caso Ideal							
Clasificación	Tamaño	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
	(mmb)	Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	81	168	40	67	41	100
	5-10	144	1274	11	80	133	1194
Pequeño	10-25	374	5751	29	449	345	5302
Mediano	25-50	135	4703	32	1206	103	3498
Grande	50-100	72	5011	31	2261	41	2750
Mayor	100-250	46	7221	46	7324	0	0
	250-500	17	5923	15	5449	2	474
Gigante	500-1000	9	6261	7	5248	2	1013
	1000-2500	7	11293	5	8550	2	2743
	2500-5000	2	5953	2	5953	0	0
Súper Gigante	>5000	1	13547	1	13547	0	0
Total		888	67,104	219	50,132	669	17,075

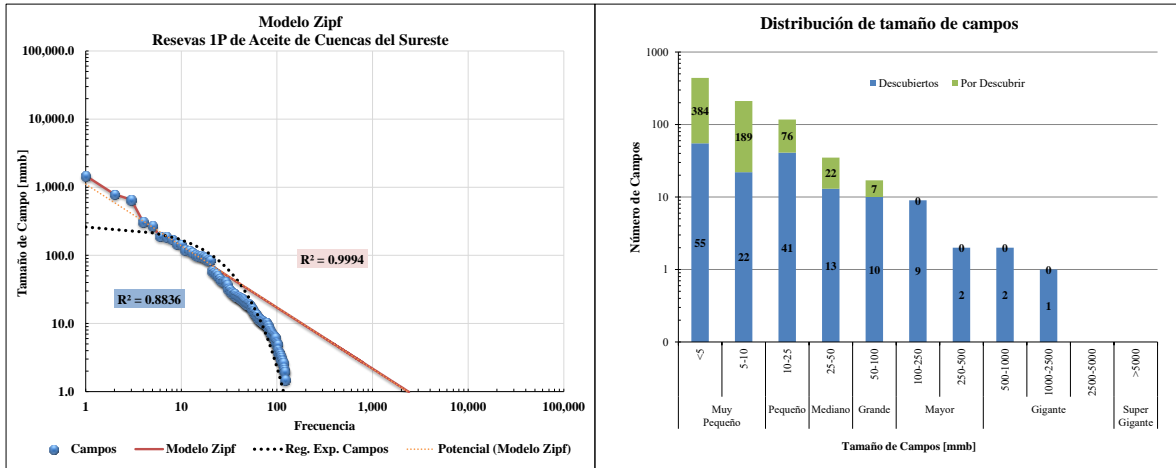
2.2.2 Reservas 1P de Crudo

Caso I



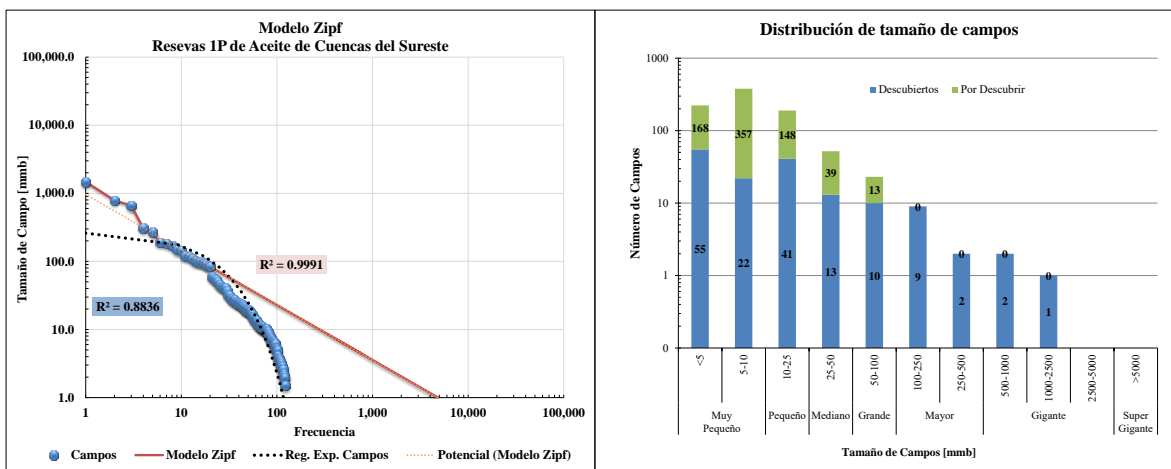
Reservas 1P de Crudo de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste Caso I							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	515	1489	55	79	460	1410
	5-10	150	1040	22	154	128	886
Pequeño	10-25	89	1360	41	646	48	714
Mediano	25-50	30	1042	13	449	17	593
Grande	50-100	15	1053	10	771	5	282
	100-250	9	1286	9	1286	0	0
Mayor	250-500	2	577	2	577	0	0
	500-1000	2	1446	2	1446	0	0
Gigante	1000-2500	1	1473	1	1473	0	0
	2500-5000	0	0	0	0	0	0
Súper Gigante	>5000	0	0	0	0	0	0
Total		813	10,765	155	6,881	658	3,884

Caso II



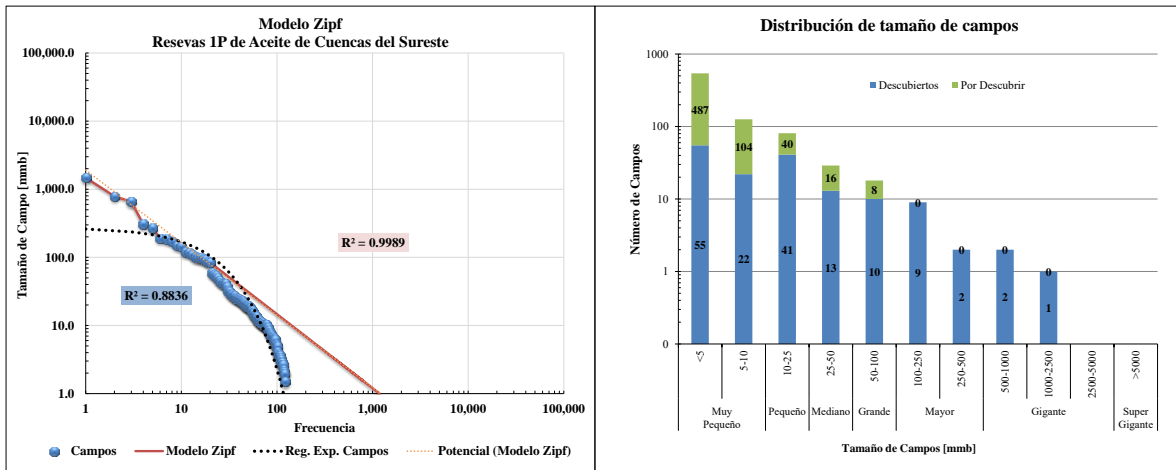
Reservas IP de Crudo de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste Caso II							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	439	1499	55	79	384	1420
	5-10	211	1455	22	154	189	1301
Pequeño	10-25	117	1771	41	646	76	1125
Mediano	25-50	35	1205	13	449	22	756
Grande	50-100	17	1185	10	771	7	414
Mayor	100-250	8	1174	9	1286	0	0
	250-500	2	577	2	577	0	0
Gigante	500-1000	2	1446	2	1446	0	0
	1000-2500	1	1473	1	1473	0	0
	2500-5000	0	0	0	0	0	0
Súper Gigante	>5000	0	0	0	0	0	0
Total		832	11,785	155	6,881	678	5,016

Caso III



Reservas 1P de Crudo de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste Caso III							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	223	804	55	79	168	725
	5-10	379	2604	22	154	357	2450
Pequeño	10-25	189	2842	41	646	148	2196
Mediano	25-50	52	1794	13	449	39	1345
Grande	50-100	23	1632	10	771	13	862
	100-250	9	1286	9	1286	0	0
Mayor	250-500	2	577	2	577	0	0
	500-1000	2	1446	2	1446	0	0
Gigante	1000-2500	1	1473	1	1473	0	0
	2500-5000	0	0	0	0	0	0
Súper Gigante	>5000	0	0	0	0	0	0
Total		880	14,458	155	6,881	725	7,577

Caso Ideal

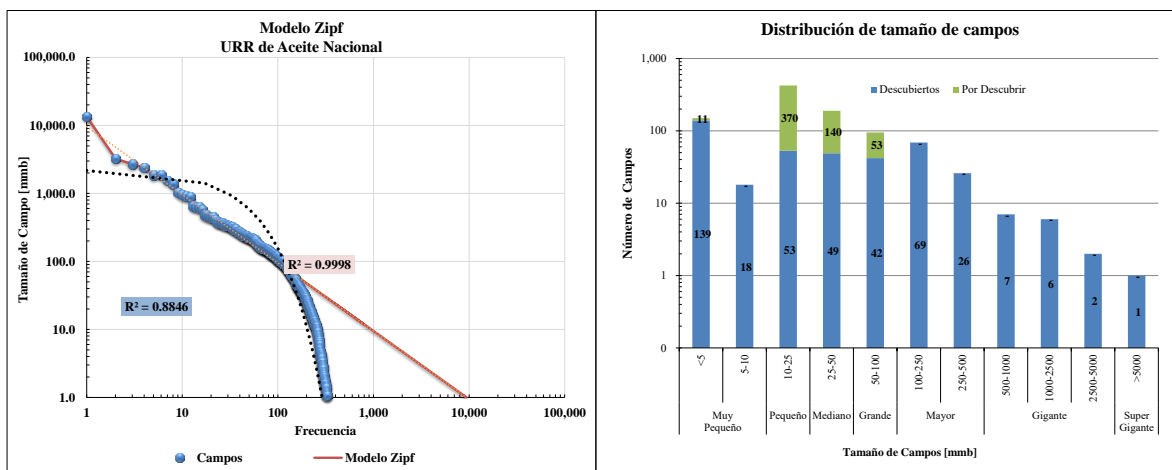


Reservas IP de Crudo de la Provincia Petrolera de Cuencas del Sureste Caso Ideal							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	542	1415	55	79	487	1336
	5-10	126	876	22	154	104	721
Pequeño	10-25	81	1237	41	646	40	590
Mediano	25-50	29	999	13	449	16	551
Grande	50-100	18	1309	10	771	8	539
	100-250	9	1286	9	1286	0	0
Mayor	250-500	2	577	2	577	0	0
	500-1000	2	1446	2	1446	0	0
Gigante	1000-2500	1	1473	1	1473	0	0
	2500-5000	0	0	0	0	0	0
Súper Gigante	>5000	0	0	0	0	0	0
Total		810	10,617	155	6,881	655	3,736

2.3 Reservas Nacionales

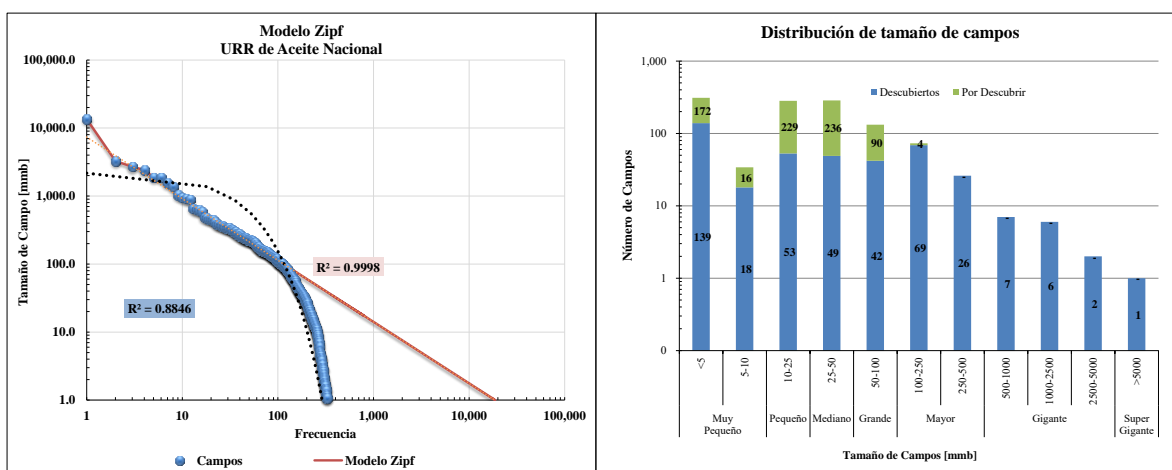
2.3.1 URR Nacionales de Crudo

Caso I



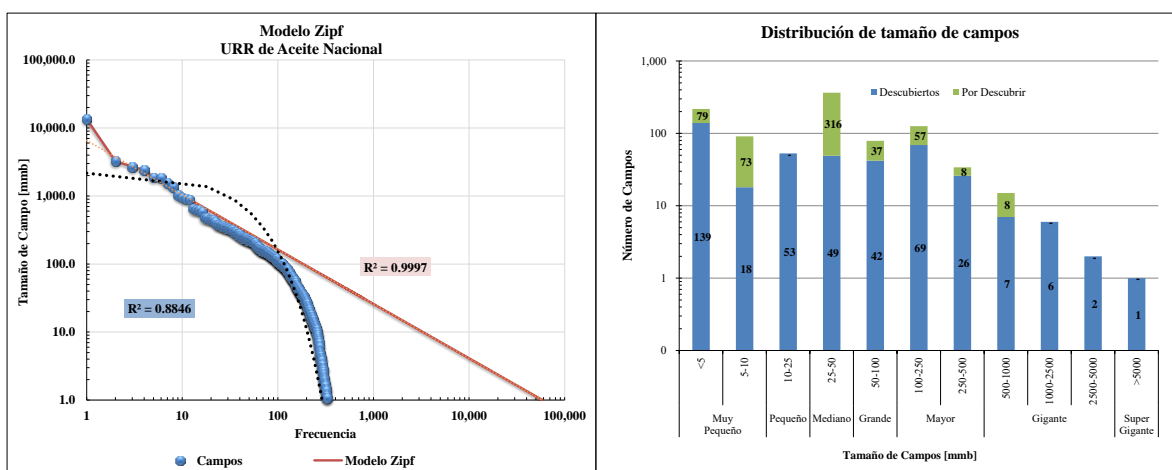
URR de Crudo Nacional Caso I							
Clasificación <i>n</i>	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	150	303	139	149	11	155
	5-10	18	134	18	139	-	-
Pequeño	10-25	423	7,102	53	858	370	6,243
Mediano	25-50	189	6,554	49	1,797	140	4,757
Grande	50-100	95	6,582	42	3,091	53	3,491
	100-250	57	8,684	69	10,816	-	-
Mayor	250-500	22	7,797	26	9,078	-	-
	500-1000	7	5,248	7	5,248	-	0
Gigante	1000-2500	6	10,097	6	10,097	-	-
	2500-5000	2	5,953	2	5,953	-	0
Súper Gigante	>5000	1	13,547	1	13,547	-	0
Total		970	71,999	412	60,772	574	14,646

Caso II



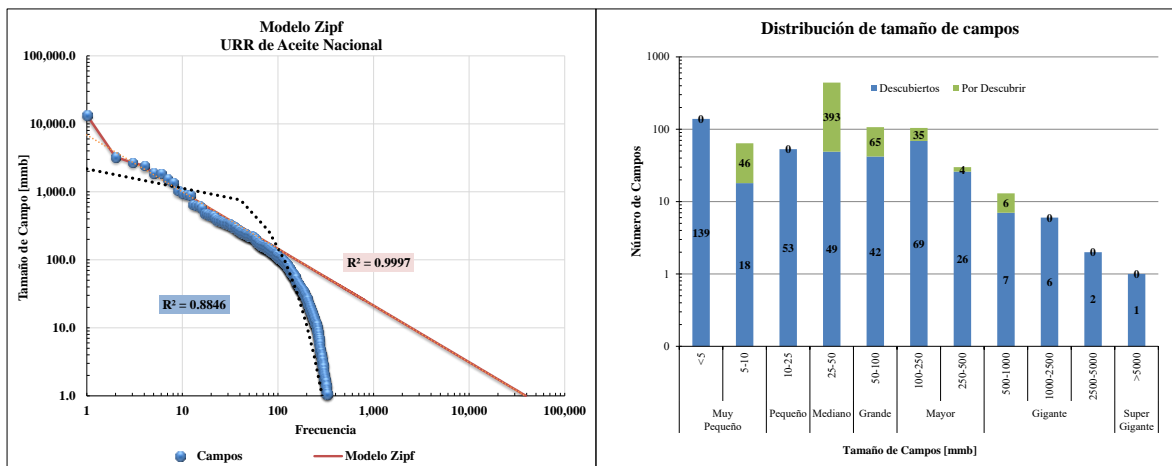
URR de Crudo Nacional Caso II							
Clasificación n	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	311	611	139	149	172	462
	5-10	34	233	18	139	16	95
Pequeño	10-25	282	5,718	53	858	229	4,860
Mediano	25-50	285	9,846	49	1,797	236	8,049
Grande	50-100	132	9,127	42	3,091	90	6,036
	100-250	73	11,091	69	10,816	4	276
Mayor	250-500	25	8,752	26	9,078	-	-
	500-1000	7	5,248	7	5,248	-	0
Gigante	1000-2500	6	10,097	6	10,097	-	-
	2500-5000	2	5,953	2	5,953	-	0
Súper Gigante	>5000	1	13,547	1	13,547	-	0
Total		1,158	80,223	412	60,772	747	19,778

Caso III



URR de Crudo Nacional Caso III							
Clasificación n	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	218	668	139	149	79	520
	5-10	91	625	18	139	73	487
Pequeño	10-25	45	681	53	858	-	-
Mediano	25-50	365	14,106	49	1,797	316	12,309
Grande	50-100	79	17,500	42	3,091	37	14,409
Mayor	100-250	126	18,938	69	10,816	57	8,122
	250-500	34	11,710	26	9,078	8	2,631
Gigante	500-1000	15	10,509	7	5,248	8	5,261
	1000-2500	6	10,097	6	10,097	-	-
	2500-5000	2	5,953	2	5,953	-	0
Súper Gigante	>5000	1	13,547	1	13,547	-	0
Total		982	104,334	412	60,772	578	43,739

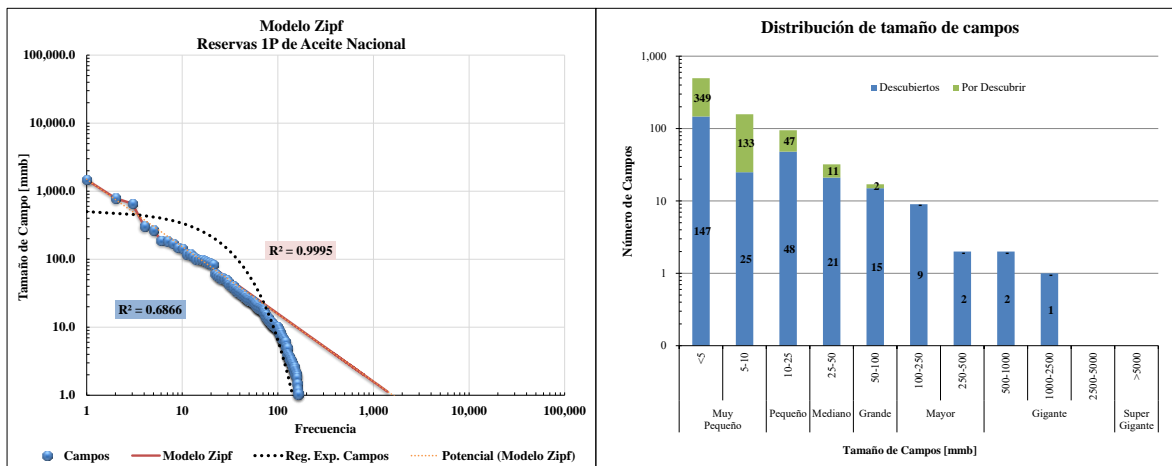
Caso Ideal



URR de Crudo Nacional Caso Ideal							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	119	347	139	149	0	198
	5-10	64	440	18	139	46	302
Pequeño	10-25	33	497	53	858	0	0
Mediano	25-50	442	15414	49	1797	393	13617
Grande	50-100	107	13884	42	3091	65	10792
	100-250	104	15599	69	10816	35	4783
Mayor	250-500	30	10289	26	9078	4	1211
	500-1000	13	9047	7	5248	6	3800
Gigante	1000-2500	6	10097	6	10097	0	0
	2500-5000	2	5953	2	5953	0	0
Súper Gigante	>5000	1	13547	1	13547	0	0
Total						549	34,703

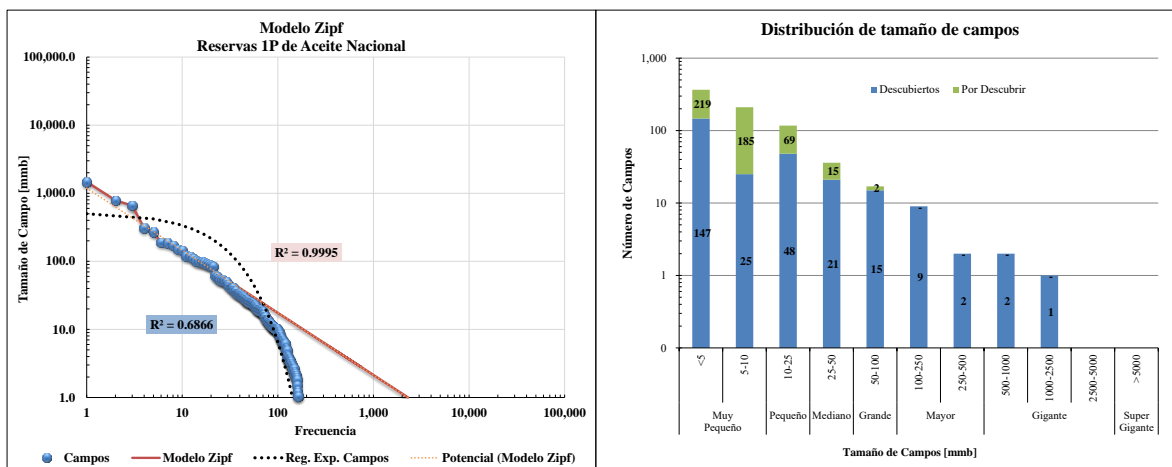
2.3.2 Reservas 1P Nacionales de Crudo

Caso I



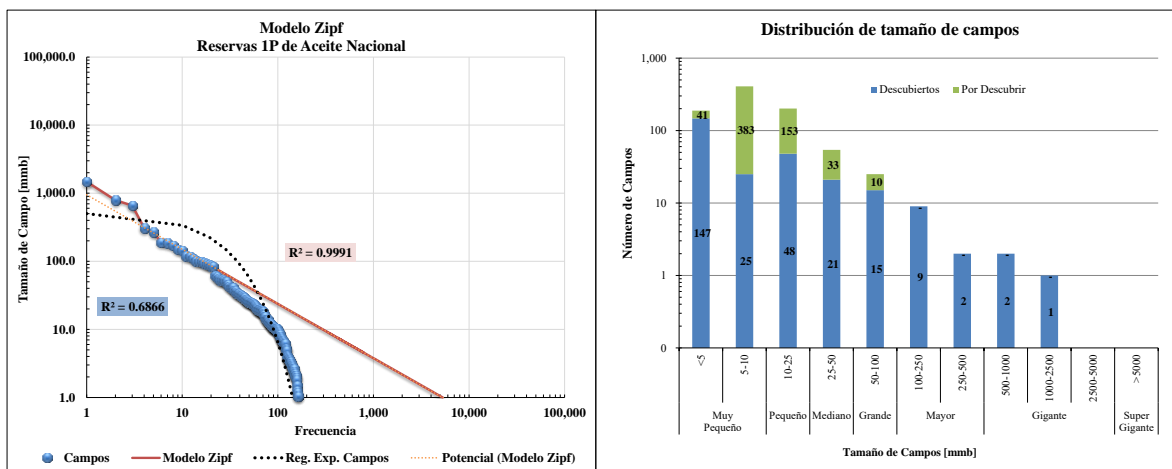
Reservas Probadas (1P) de Crudo Nacional Caso I							
Clasificación	Tamaño	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
	(mmb)	Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	496	1,486	147	137	349	1,349
	5-10	158	1,094	25	179	133	915
Pequeño	10-25	95	1,446	48	765	47	681
Mediano	25-50	32	1,108	21	700	11	408
Grande	50-100	17	1,219	15	1,077	2	141
	100-250	9	1,286	9	1,286	-	-
Mayor	250-500	2	577	2	577	-	0
	500-1000	2	1,446	2	1,446	-	0
Gigante	1000-2500	1	1,473	1	1,473	-	-
	2500-5000	-	-	-	-	-	-
Súper Gigante	>5000	-	-	-	-	-	-
Total		812	11,135	270	7,641	542	3,494

Caso II



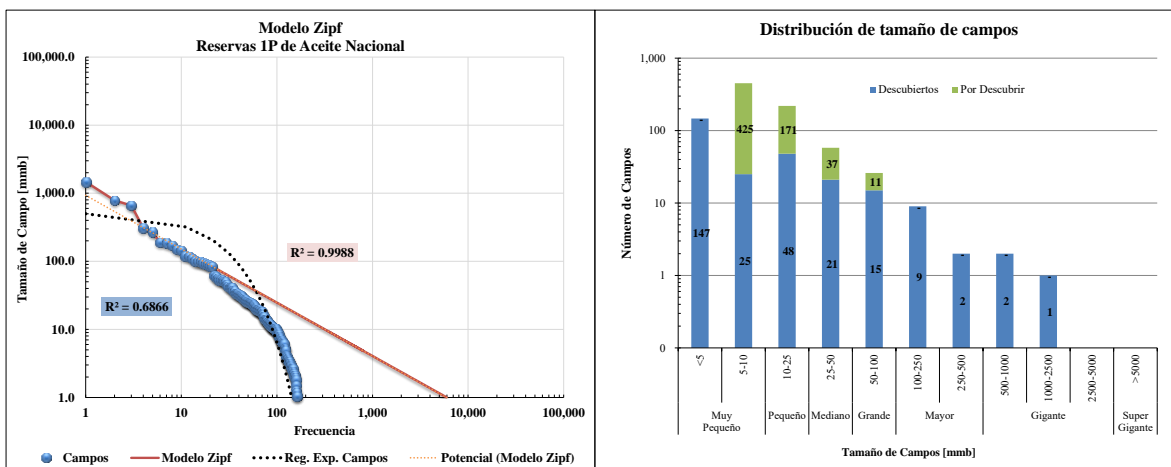
Reservas Probadas (1P) de Crudo Nacional Caso I							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	366	1,312	147	137	219	1,175
	5-10	210	1,450	25	179	185	1,270
Pequeño	10-25	117	1,776	48	765	69	1,011
Mediano	25-50	36	1,246	21	700	15	546
Grande	50-100	17	1,186	15	1,077	2	108
Mayor	100-250	9	1,286	9	1,286	-	-
	250-500	2	577	2	577	-	0
Gigante	500-1000	2	1,446	2	1,446	-	0
	1000-2500	1	1,473	1	1,473	-	-
	2500-5000	-	-	-	-	-	-
Súper Gigante	>5000	-	-	-	-	-	-
Total		760	11,751	270	7,641	490	4,110

Caso III



Reservas Probadas (1P) de Crudo Nacional Caso III							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	188	630	147	137	41	493
	5-10	408	2,801	25	179	383	2,621
Pequeño	10-25	201	3,015	48	765	153	2,249
Mediano	25-50	54	1,845	21	700	33	1,145
Grande	50-100	25	1,761	15	1,077	10	684
	100-250	9	1,286	9	1,286	-	-
Mayor	250-500	2	577	2	577	-	0
	500-1000	2	1,446	2	1,446	-	0
Gigante	1000-2500	1	1,473	1	1,473	-	-
	2500-5000	-	-	-	-	-	-
Súper Gigante	>5000	-	-	-	-	-	-
Total		890	14,833	270	7,641	620	7,192

Caso Ideal

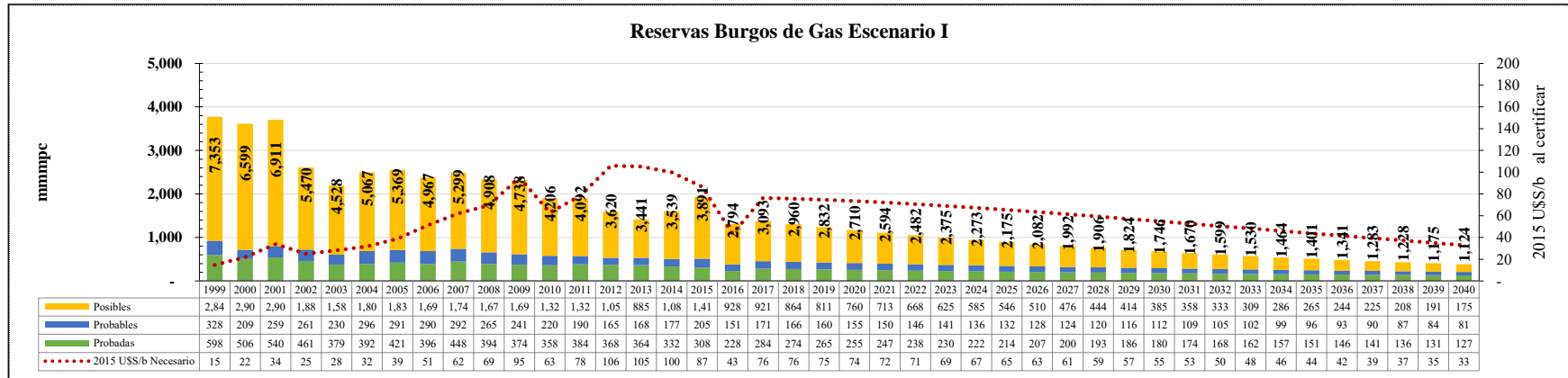


Reservas Probadas (IP) de Crudo Nacional Caso Ideal							
Clasificación	Tamaño (mmb)	Teórica		Descubiertos		Por Descubrir	
		Campos	Vol.	Campos	Vol.	Campos	Vol.
Muy Pequeño	<5	92	285	147	137	-	149
	5-10	450	3,085	25	179	425	2,905
Pequeño	10-25	219	3,279	48	765	171	2,514
Mediano	25-50	58	1,990	21	700	37	1,290
Grande	50-100	26	1,844	15	1,077	11	767
	100-250	9	1,286	9	1,286	-	-
Mayor	250-500	2	577	2	577	-	0
	500-1000	2	1,446	2	1,446	-	0
Gigante	1000-2500	1	1,473	1	1,473	-	-
	2500-5000	-	-	-	-	-	-
Súper Gigante	>5000	-	-	-	-	-	-
Total		859	15,266	270	7,641	644	7,625

Anexo 3. Escenarios de Evolución de Reservas de Hidrocarburos

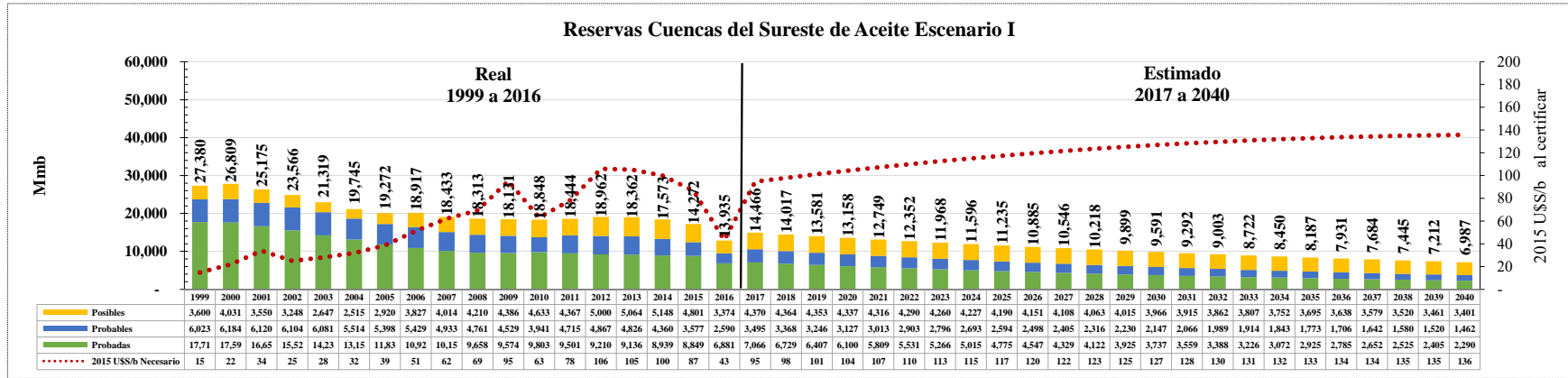
3.1 Provincia Petrolera Burgos

Escenario I de Evolución de Reservas de Gas de la Provincia Petrolera Burgos

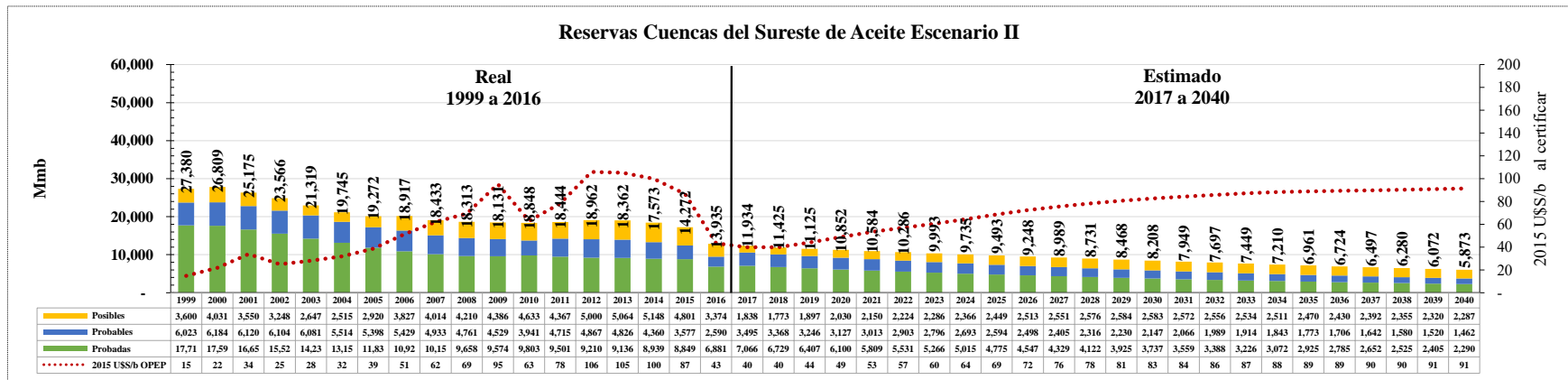


3.2 Provincia Petrolera Cuencas del Sureste

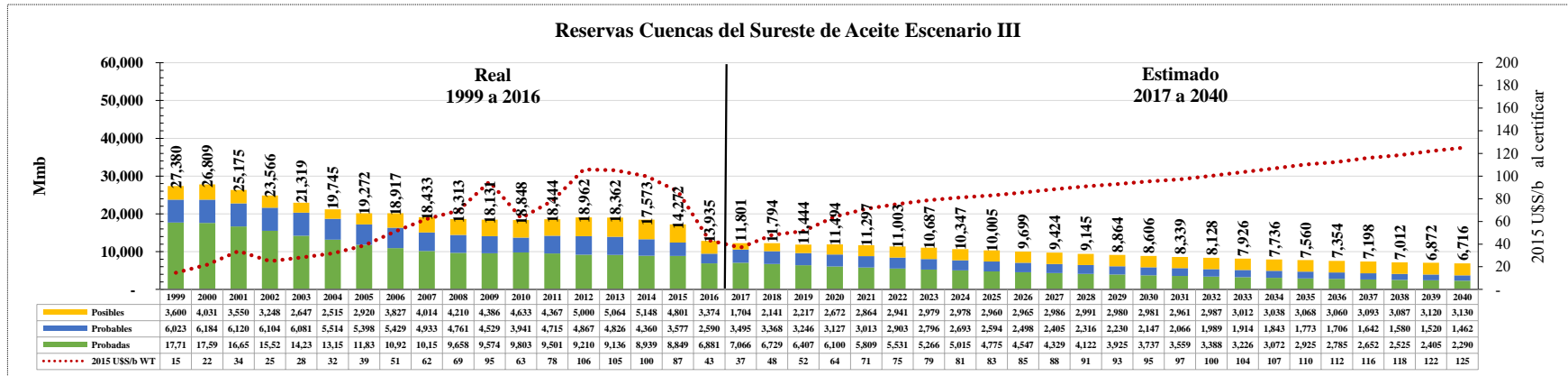
Escenario I Evolución de Reservas de Aceite de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste



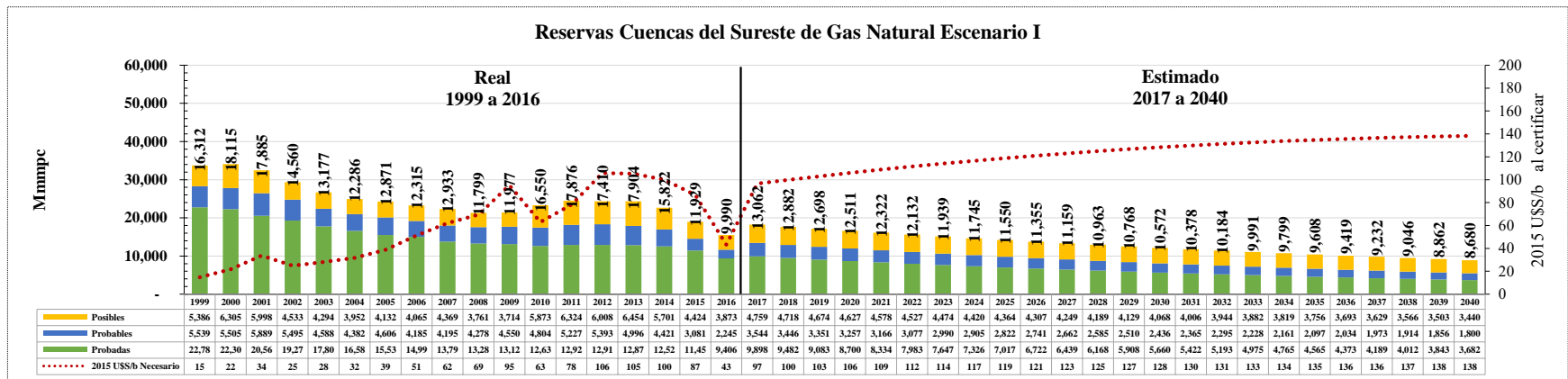
Escenario II Evolución de Reservas de Aceite de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste



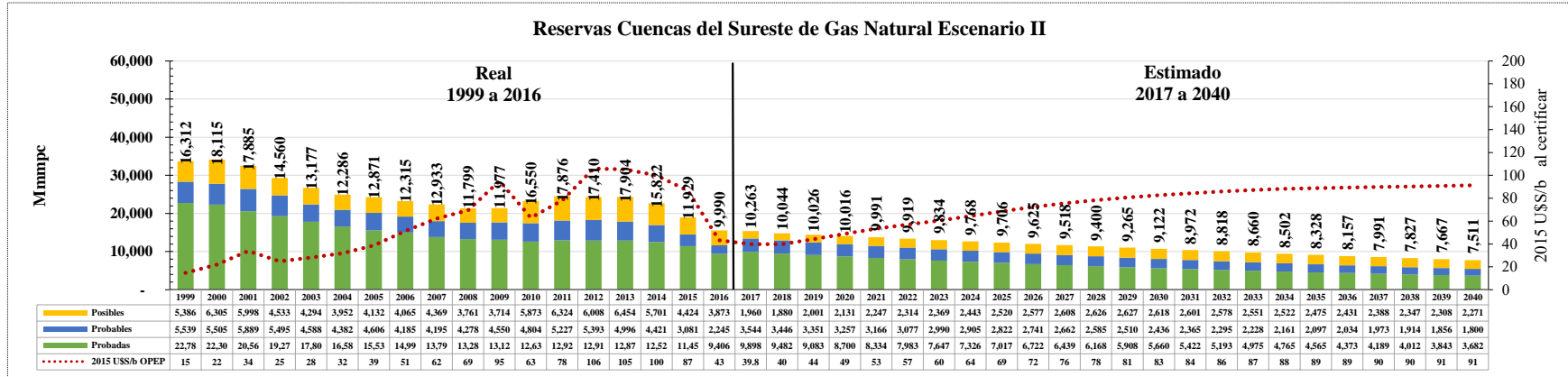
Escenario III Evolución de Reservas de Aceite de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste



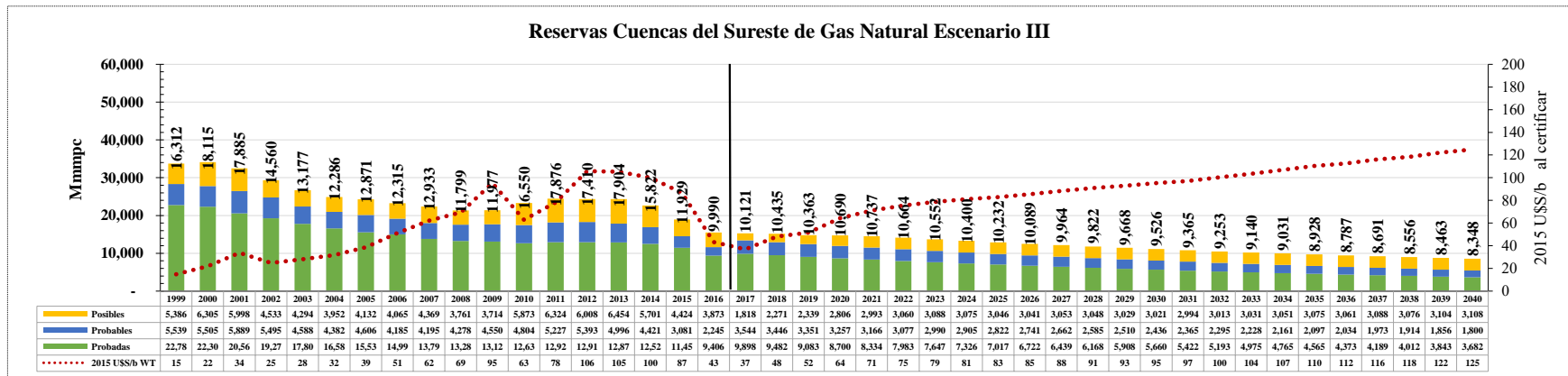
Escenario I Evolución de Reservas de Gas Natural de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste



Escenario II Evolución de Reservas de Gas Natural de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste

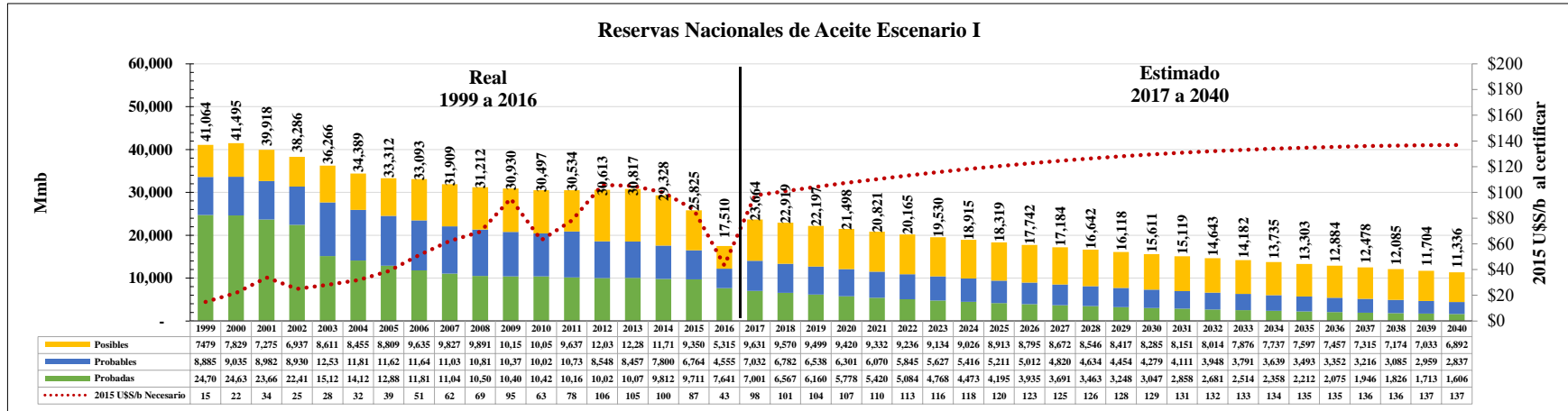


Escenario III Evolución de Reservas de Gas Natural de la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste

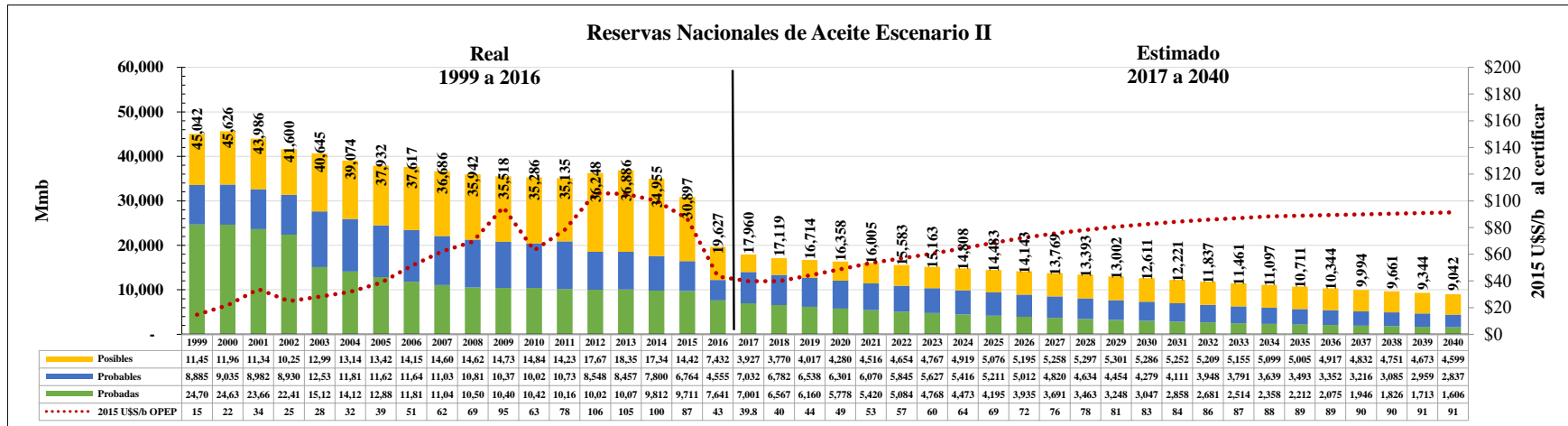


3.3 Nacional

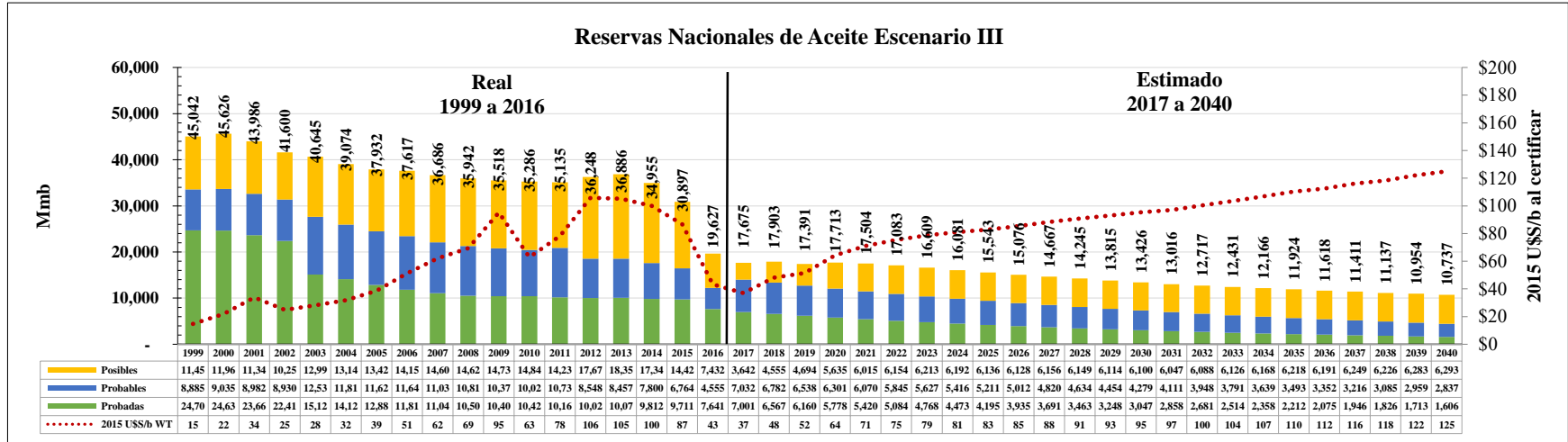
Escenario I Evolución de Reservas Nacionales de Aceite



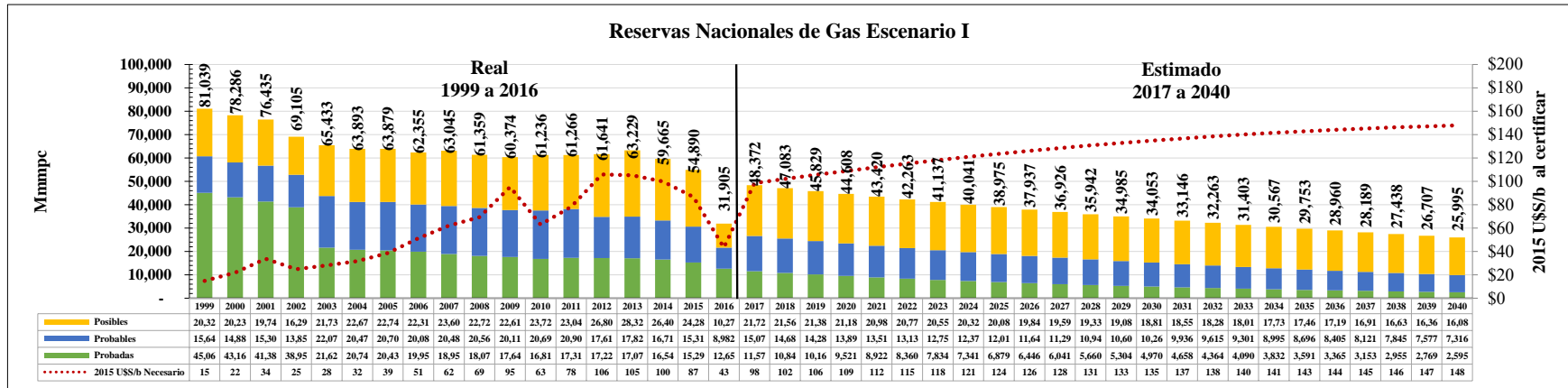
Escenario II Evolución de Reservas Nacionales de Aceite



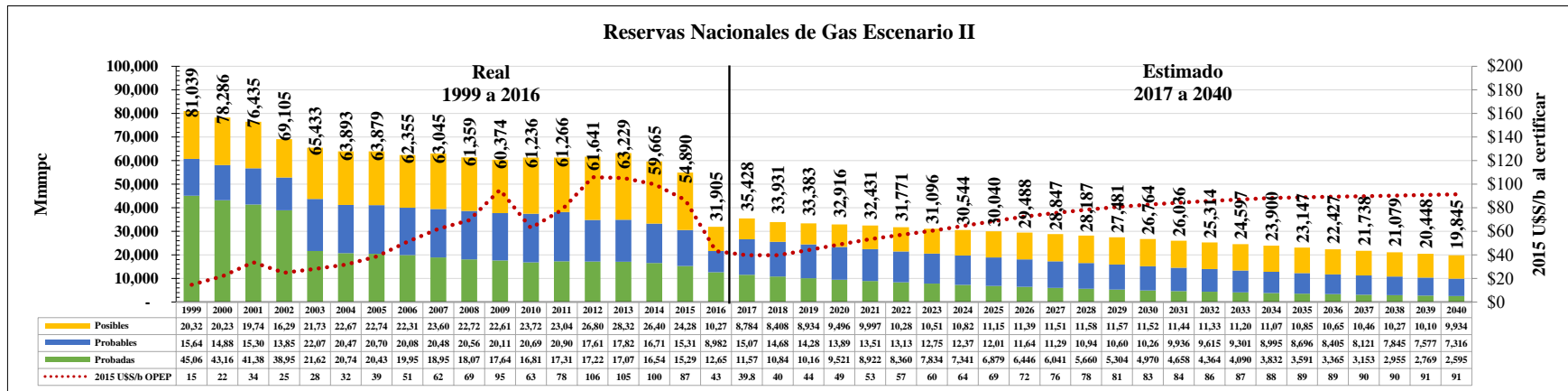
Escenario III Evolución de Reservas Nacionales de Aceite



Escenario I Evolución de Reservas Nacionales de Gas Natural



Escenario II Evolución de Reservas Nacionales de Gas Natural



Escenario III Evolución de Reservas Nacionales de Gas Natural

