



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**La Reforma Energética: Entorno
Macroeconómico y Rentabilidad
Petrolera en los Proyectos de
Exploración Y Producción**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Tec Beltrán Itzel Leonarda

DIRECTOR DE TESIS

Ing. López Chavarría Brian Leopoldo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Dedicatorias

A mis padres, Manuel Jesús y Antonia que son y seguirán siendo pilar fundamental en todo lo que soy, porque gracias a su cariño, guía y apoyo incondicional he llegado a realizar uno de los anhelos más grandes de mi vida, fruto del inmenso apoyo, amor y confianza que en mi han depositado, por eso y más esto es para ustedes. No hay palabras que describan todo lo que significan para mí.

Dedico de manera especial a mis hermanas, Rosa Isela y Nictiha pues son mi principal inspiración, por creer en mí y sentar en mi las bases de responsabilidad y deseos de superación, en ellas tengo el espejo en el cual me quiero reflejar por sus virtudes infinitas que me llevan a admirarlas cada día más. Gracias por su paciencia y por compartir sus vidas, pero sobre todo gracias por estar en otro momento importante en mi vida.

A mis tíos, Constantino, Rafael, Isabel, Carmen y Herminia, por su apoyo, consejos y sobre todo el gran amor que me han brindado. A la memoria de mis abuelos, Rosa, Brigido, Leonarda e Hilario.

A mis mejores amigos, Anhely, Oscar, Geovani, Manolo y Jorge, por confiar y creer en mí, por la amistad que me han brindado, compartiendo buenos y malos momentos, gracias por hacer de mí una mejor persona con la bonita amistad que tenemos.

Itzel Leonarda Tec Beltrán

Agradecimientos

A Dios que me ha acompañado a lo largo de mi vida y haberme permitido llegar hasta este punto, fortaleciendo mi corazón e iluminando mi mente.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater y segunda casa, donde me forjé como persona profesional, en especial a la Facultad de Ingeniería, principal modelador de mi presente y por dejarme conocer a personas maravillosas, Itzel, Rosalba, Idalia, Laura Itzel, Bryan y Marlon, con quien compartí, disfruté, sufrí, reí y lloré a lo largo de esta trayectoria universitaria.

A todos mis profesores que marcaron cada etapa de mi camino universitario, por su gran apoyo y motivación para la culminación de mis estudios profesionales.

Quiero agradecer a mi director de tesis, el ingeniero López Chavarría Brian Leopoldo, por la confianza que depositó en mí, su constante apoyo, sus indicaciones y orientaciones indispensables en el desarrollo de este trabajo. Por ser un gran profesor quien me ha ofrecido sus sabios conocimientos para lograr mis metas y lo que me proponga. Quiero destacar la seriedad profesional que le caracteriza.

Itzel Leonarda Tec Beltrán

Resumen

Este trabajo trata el impacto en el nuevo entorno macroeconómico de la industria energética, el nuevo marco regulatorio en México y la evaluación económica de las diferentes licitantes petroleras y las variantes de los tipos de contratos para la exploración y producción en México.

Adicionalmente, el trabajo define los términos de rentabilidad financiera y económica, así como la maximización de los recursos y su administración, la eficiencia operativa, la inversión inteligente y la caracterización de la rentabilidad económica, con relación al beneficio de la nación, a partir de la apertura energética, analizando indicadores globales económicos y financieros que permitan la identificación de oportunidades en nuestro país.

El capítulo 1 hace mención de la implementación de la Reforma Energética, la modificación de los artículos 25°, 27°, 28° de la Constitución, y la planificación a corto, mediano y largo plazo de la aplicación de la Reforma Energética, reflejada en el Plan Quinquenal, la distribución de los recursos en el país, así como las rondas licitantes realizadas y futuras.

El capítulo 2 refiere al marco regulatorio, que ha evolucionado constantemente, a manera de promover las instituciones energéticas, implementando una regulación integral, entre la empresa petroleras del Estado, las nuevas empresas petroleras en el país y los entes regulatorios.

El capítulo 3 hace mención de los nuevos tipos de contratos y sus principales factores económicos que permiten la evaluación económica de las diferentes oportunidades del país y considerar su gestión petrolera en los procesos licitatorios.

El capítulo 4 abarca un caso de estudio de Rentabilidad de una Empresa Petrolera en un contrato tipo Licencia, definiendo los conceptos básicos de la rentabilidad petrolera, así como sus indicadores económicos e inversión, una vez que se han definido estos conceptos, los nuevos factores económicos definidos en los nuevos contratos a partir de la Reforma Energética (impuestos, derechos, regalía, etc.).

Índice de contenido

Introducción.....	2
1. ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÉRGICA	4
1.1 Nuevo panorama.....	5
1.2 Principales puntos de la reforma Energética	9
1.3 Objetivos de la Reforma Energética.....	9
1.4 Industria del Petróleo y Mercado Nacional de Petrolíferos	10
1.5 Plan Nacional de Desarrollo y Programa Sectorial de Energía.....	11
1.6 Plan Quinquenal 2015-2019.....	13
1.6.1.1 Áreas Terrestres Convencionales.....	19
1.6.1.2 Áreas Terrestres No Convencionales.....	20
1.6.1.3 Aguas Someras.....	20
1.6.1.4 Aguas Profundas	21
1.7 Oportunidades de la Reforma Energética.....	21
1.7 Pronósticos de producción de hidrocarburos	22
1.8 Distribución de las reservas de hidrocarburos	24
1.9 Recursos convencionales.....	30
1.10 Recursos no convencionales.....	30
1.10.1 Recursos no convencionales en México.....	30
1.11 Rondas licitatorias	31
1.11.1 Proceso para Desempates con el mismo monto de Valor Ponderado de la Propuesta Ecnómica en una Ronda Licitatoria.....	32
1.11.2 Ronda Cero.....	33
1.11.3 Ronda Uno	36
1.11.4 Ronda Dos	90
1.11.5 Ronda Tres.....	150
1.1 Asociaciones Estratégicas de Petróleos Mexicanos.....	169

1.1.1	Asociación Aguas Profundas: – Trión	169
1.1.2	Asociación Aguas Someras Ayín-Batsil.....	172
1.1.3	Asociación Terrestre: Cárdenas-Mora	174
1.12.4	Asociación Terrestre: Ogarrio	178
2.	NUEVO MARCO REGULATORIO EN MÉXICO	182
2.1	Ley de Hidrocarburos.....	183
2.1.1	Asignaciones.	185
2.1.2	Contratos.....	186
2.2	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.....	187
2.2.1	Tipos de contratos	187
2.3	Ley de Impuestos sobre la renta.	188
2.4	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.....	189
2.5	Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.....	193
2.6	Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.....	197
2.7	Ley de Petróleos Mexicanos	202
2.8	Ley Minera.	205
2.9	Ley de Inversión Extranjera.	206
3.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE CONTRATOS.....	210
3.1	Contrato de licencia	211
1.2	Contrato de utilidad compartida.....	215
3.2	Contrato de producción compartida	219
3.4	Contrato de servicios.....	223
3.5	Obligaciones del Contratista.	223
4.	RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA.	227
4.1	Características de la Industria Petrolera	227
4.2	Gastos futuros de producción de un pozo.	227
	Declinación Exponencial.....	228
4.2.1	Inversión.....	230
4.2.2	Precio	230
4.2.3	Costo de Operación y Mantenimiento	230

4.2.4	Amortización o depreciación.....	231
4.3	Indicadores de rentabilidad.....	231
4.3.1	Valor presente neto (VPN).....	232
4.3.2	Tasa interna de retorno (TIR).....	233
4.3.3	Valor presente de la inversión (VPI).....	233
4.3.4	Eficiencia de Inversión	234
4.3.5	Flujo de Caja.....	234
4.4	CASO DE ESTUDIO.....	235
4.5	Primeros resultados de los contratos de exploración y producción	257
	Conclusiones.....	262
	Bibliografía.....	266

Índice de Tablas

Tabla 1. Superficie aproximada considerada para las áreas a licitar.....	15
Tabla 2. Recursos en áreas para la explotación y extracción de hidrocarburos 2015-2019	17
Tabla 3 Recursos y superficie del Plan Quinquenal para la exploración y extracción de hidrocarburos con información ajustada a partir de los resultados de adjudicación de las primeras tres convocatorias de la ronda Dos y el anuncio de la cuarta convocatoria de la ronda Dos.	18
Tabla 4 Características, recursos prospectivos y volúmenes para extracción para la propuesta de áreas de licitación según su clasificación	19
Tabla 5. Exploración y Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales.....	19
Tabla 6. Exploración y Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales.....	20
Tabla 7. Exploración de hidrocarburos en aguas someras	21
Tabla 8. Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	21
Tabla 9 . Recursos Prospectivos en México (MMbpce).....	27
Tabla 10 Estimación de recursos prospectivos convencionales documentados y plays con recursos prospectivos no documentados por provincia petrolera.	28
Tabla 11 Estimación de reservas por Entidad Federativa.....	29
Tabla 12. Otorgamiento de reserva 2P y recursos prospectivos a PEMEX en Ronda Cero.....	34
Tabla 13. Reservas y recursos prospectivos otorgados, Ronda Cero	36
Tabla 14. Datos Generales correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Uno	38
Tabla 15 . Evaluación del Área Contractual 2, Primer Lugar vs Segundo Lugar respecto al VPO.....	41
Tabla 16. Evaluación del Área Contractual 7, Primer Lugar vs Segundo Lugar respecto al VPO.....	42
Tabla 17. Ganadores de la Primera Convocatoria de la Ronda Uno.....	43
Tabla 18. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Uno	44
Tabla 19. Datos Generales correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno.....	45
Tabla 20. Valores mínimos de la participación del estado en la utilidad operativa.	49
Tabla 21. Evaluación del Área Contractual 1, correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	49
Tabla 22. Evaluación del Área Contractual 2, correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	50

Tabla 23. Evaluación del Área Contractual 4, correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	51
Tabla 24. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno	53
Tabla 25 . Datos Generales correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno	55
Tabla 26. Valores Mínimos de la Regalía Adicional correspondiente a la Tercera Licitación de la Ronda Uno	57
Tabla 27. Evaluación del Área Contractual 1, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	58
Tabla 28. Evaluación del Área Contractual 2, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	59
Tabla 29. Evaluación del Área Contractual 3, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante.....	60
Tabla 30. Evaluación del Área Contractual 4, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	61
Tabla 31. Evaluación del Área Contractual 5, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	61
Tabla 32. Evaluación del Área Contractual 6, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	62
Tabla 33. Evaluación del Área Contractual 7, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	63
Tabla 34. Evaluación del Área Contractual 8, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	64
Tabla 35. Evaluación del Área Contractual 9, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	64
Tabla 36. Evaluación del Área Contractual 10 correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	65
Tabla 37. Evaluación del Área Contractual 11, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	66
Tabla 38. Evaluación del Área Contractual 12, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	67
Tabla 39. Evaluación del Área Contractual 13, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	67
Tabla 40. Evaluación del Área Contractual 14, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	68

Tabla 41. Evaluación del Área Contractual 15, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	69
Tabla 42. Evaluación del Área Contractual 16, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	70
Tabla 43. Evaluación del Área Contractual 17, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	70
Tabla 44. Evaluación del Área Contractual 18, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	71
Tabla 45. Evaluación del Área Contractual 19, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	72
Tabla 46. Evaluación del Área Contractual 20, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante	73
Tabla 47. Evaluación del Área Contractual 22, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	73
Tabla 48. Evaluación del Área Contractual 22, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	74
Tabla 49. Evaluación del Área Contractual 23, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	75
Tabla 50. Evaluación del Área Contractual 24, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	76
Tabla 51. Evaluación del Área Contractual 25, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	76
Tabla 52. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno	78
Tabla 53. Datos Generales correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno	80
Tabla 54. Valores Mínimos de la Regalía Adicional y Factor de Inversión correspondiente a la Cuarta Licitación de la Ronda Uno.....	82
Tabla 55. Evaluación del Área Contractual 1-Cinturón Plegado Perdido, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	83
Tabla 56. Evaluación del Área Contractual 2-Cinturón Plegado Perdido, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	84
Tabla 57. Evaluación del Área Contractual 3 -Cinturón Plegado Perdido, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	84
Tabla 58. Evaluación del Área Contractual 4 -Cinturón Plegado Perdido, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	85

Tabla 59. Evaluación del Área Contractual 5- Cuenca Salina, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	86
Tabla 60. Evaluación del Área Contractual 7- Cuenca Salina, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	86
Tabla 61. Evaluación del Área Contractual 8 - Cuenca Salina, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	87
Tabla 62. Evaluación del Área Contractual 9 - Cuenca Salina, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar	88
Tabla 63. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno	89
Tabla 64. Datos Generales correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Dos.....	91
Tabla 65. Valores mínimos y máximos de Participación del Estado en la Utilidad Operativa Correspondientes a la Primera Licitación de la Ronda Dos.	93
Tabla 66. Evaluación del Área Contractual 2 – Tampico-Misantla, correspondientes a la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	94
Tabla 67. Evaluación del Área Contractual 6 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	95
Tabla 68. Evaluación del Área Contractual 7 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	96
Tabla 69. Evaluación del Área Contractual 8 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	97
Tabla 70. Evaluación del Área Contractual 9 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	97
Tabla 71. Evaluación del Área Contractual 10 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	98
Tabla 72. Evaluación del Área Contractual 11 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	99
Tabla 73. Evaluación del Área Contractual 12 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	100
Tabla 74. Evaluación del Área Contractual 14 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	100
Tabla 75. Evaluación del Área Contractual 15 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	101
Tabla 76. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Dos	102

Tabla 77. Datos generales correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos	104
Tabla 78. Datos Generales correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos	106
Tabla 79. Valores mínimos y máximos de Regalía Adicional Correspondientes a la Segunda Licitación de la Ronda Dos.	109
Tabla 80. Evaluación del Área Contractual 1 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	109
Tabla 81. Evaluación del Área Contractual 4 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	110
Tabla 82. Evaluación del Área Contractual 5 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	111
Tabla 83. Evaluación del Área Contractual 7 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	112
Tabla 84. Evaluación del Área Contractual 8 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	113
Tabla 85. Evaluación del Área Contractual 9 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	113
Tabla 86. Evaluación del Área Contractual 10 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	114
Tabla 87. Tabla 88. Valores mínimos y máximos de Regalía Adicional Correspondientes a la Tercera Licitación de la Ronda Dos.	115
Tabla 89. Evaluación del Área Contractual 1 - Burgos, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.	116
Tabla 90. Evaluación del Área Contractual 2 - Burgos, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante.....	117
Tabla 91. Evaluación del Área Contractual 3 - Burgos, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	118
Tabla 92. Evaluación del Área Contractual 4- Burgos, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador	118
93. Evaluación del Área Contractual 5 – Tampico - Misantla, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Empatados.....	119
Tabla 94. Evaluación del Área Contractual 6 - Veracruz, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Empatados	121
Tabla 95. Evaluación del Área Contractual 7- Veracruz, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.....	121

Tabla 96. Evaluación del Área Contractual 8- Veracruz, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador	122
Tabla 97. Evaluación del Área Contractual 9- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	123
Tabla 98. Evaluación del Área Contractual 10- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	124
Tabla 99. Evaluación del Área Contractual 11- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	125
Tabla 100. Evaluación del Área Contractual 12- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	125
Tabla 101. Evaluación del Área Contractual 13- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Empatados	126
Tabla 102. Evaluación del Área Contractual 14- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	127
Tabla 103. Síntesis estadística de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos	129
Tabla 104. Síntesis estadística de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos	130
Tabla 105 Datos Generales correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos.....	132
Tabla 106. Valores mínimos y máximos de Regalía Adicional Correspondientes a la Cuarta Licitación de la Ronda Dos.	134
Tabla 107. Evaluación del Área Contractual 2- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos.	135
Tabla 108. Evaluación del Área Contractual 3- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	136
Tabla 109. Evaluación del Área Contractual 4- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	136
Tabla 110. Evaluación del Área Contractual 5- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador	137
Tabla 111. Evaluación del Área Contractual 6- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador	137
Tabla 112. Evaluación del Área Contractual 7- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	138
Tabla 113. Evaluación del Área Contractual 10- Cordilleras Mexicanas, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	139

Tabla 114. Evaluación del Área Contractual 12- Cordilleras Mexicanas, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	140
Tabla 115. Evaluación del Área Contractual 14- Cordilleras Mexicanas, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	140
Tabla 116. Evaluación del Área Contractual 18- Cordilleras Mexicanas, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador	141
Tabla 117. Evaluación del Área Contractual 20- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	141
Tabla 118. Evaluación del Área Contractual 21- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	142
Tabla 119. Evaluación del Área Contractual 22- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	143
Tabla 120. Evaluación del Área Contractual 23- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	144
Tabla 121. Evaluación del Área Contractual 24- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador.....	144
Tabla 122. Evaluación del Área Contractual 25- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador.....	145
Tabla 123. Evaluación del Área Contractual 26- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	145
Tabla 124. Evaluación del Área Contractual 28- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	146
Tabla 125. Evaluación del Área Contractual 29- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar	147
Tabla 126. Síntesis estadística de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos	149
Tabla 127. Datos Generales correspondientes a Primera Convocatoria de la Ronda Tres.....	151
Tabla 128. Valores mínimos y máximos de Participación del Estado en la Utilidad Operativa Correspondientes a la Primera Licitación de la Ronda Tres.	154
Tabla 129. Evaluación del Área Contractual 5- Burgos, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	154
Tabla 130. Evaluación del Área Contractual 11- Burgos, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador	155
Tabla 131. Evaluación del Área Contractual 12- Burgos, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador	155

Tabla 132. Evaluación del Área Contractual 13- Burgos, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	156
Tabla 133. Evaluación del Área Contractual 15-Tampico-Misantla-Veracruz, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador	156
Tabla 134. Evaluación del Área Contractual 16-Tampico-Misantla-Veracruz, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador	157
Tabla 135. Evaluación del Área Contractual 17-Tampico-Misantla-Veracruz, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador	158
Tabla 136. Evaluación del Área Contractual 18-Tampico-Misantla-Veracruz, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador	158
Tabla 137. Evaluación del Área Contractual 28- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	159
Tabla 138. Evaluación del Área Contractual 29- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	160
Tabla 139. Evaluación del Área Contractual 30- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Empatados	160
Tabla 140. Evaluación del Área Contractual 31- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	161
Tabla 141. Evaluación del Área Contractual 32- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	162
Tabla 142. Evaluación del Área Contractual 33- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	162
Tabla 143. Evaluación del Área Contractual 34- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	163
Tabla 144. Evaluación del Área Contractual 35- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar	163
Tabla 145. Síntesis estadística de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres.....	165
Tabla 146. Datos Generales correspondientes a Segunda Convocatoria de la Ronda Tres.....	167
Tabla 147. Áreas contractuales Correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Tres.....	168
Tabla 148. Datos Generales correspondientes a Tercera Convocatoria de la Ronda Tres.....	168
Tabla 149 Datos generales del Campo Trion	170
Tabla 150. Valor mínimo y máximo para Regalía Adicional, correspondiente a la Asociación Trión.	171
Tabla 151. Datos generales del Campo Trion	172

Tabla 152 Datos generales del Bloque de aguas someras Ayín-Batsil.....	174
Tabla 153. valores mínimo y máximo de la Participación del Estado en la Utilidad Operativa	174
Tabla 154. Datos generales del Bloque Cárdenas-Mora	175
Tabla 155. Valor mínimo y máximo de Regalía Adicional, correspondientes a la Asociación Cárdenas-Mora.....	176
Tabla 156. Evaluación de Propuestas para Asociación Cárdenas-Mora	176
Tabla 157. Síntesis estadística de la licitación de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en asociación con PEMEX para Cárdenas-Mora	177
Tabla 158 Datos generales del Campo Ogarrio	179
Tabla 159. Valor mínimo y máximo de Regalía Adicional, correspondientes a la Asociación Ogarrio	179
Tabla 160. Evaluación de Propuestas para Asociación Ogarrio	180
Tabla 161. Síntesis estadística de la licitación de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en asociación con PEMEX para Ogarrio	181
Tabla 162 Modificaciones al Marco jurídico Del Sector Energético	183
Tabla 163. Tipos de Contratos	187
Tabla 164. Índice de Precios de gas/BTU	237
Tabla 165. Datos establecidos para el caso de estudio.....	241
Tabla 166. Datos generales.....	242
Tabla 167. Inversiones.....	242
Tabla 168, Flujo de Efectivo de los primeros dos meses.....	245
Tabla 169. Comparativo de Flujos de Caja por mes.....	248

Índice de Figuras

Figura 1. Actividad en campos de lutitas en la formación Eagle Ford en Texas.	6
Figura 2. Inversión en exploración y extracción vs producción de petróleo.....	7
Figura 3. Precio de la mezcla mexicana de exportación (1997-2014*).....	7
Figura 4. Producción de aceite, de los países “Top Ten” del mundo en MMMBPD	8
Figura 5. Producción internacional de gas en MMMPCD.....	8
Figura 6. Principios y Objetivos de la Reforma Energética.....	10
Figura 7. Alineación del Plan Quinquenal con la política de hidrocarburos establecida en el Plan Nacional de Desarrollo. Fuente: Secretaría de Energía	12
Figura 8. Plan Quinquenal de Licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019	16
Figura 9. Pronóstico de producción de crudo en MBD	23
Figura 10. Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2017 (MMbpce)	25
Figura 11. Reservas de Hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce).....	26
Figura 12. Recursos prospectivos de hidrocarburos al 1 de enero de 2017.....	27
Figura 13. Formas de Extracción del Gas Natural	31
Figura 14. Asignaciones otorgadas a PEMEX, Ronda Cero	35
Figura 15. Bloques Licitadas correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Uno	37
Figura 16. Proceso licitatorio de la Primera Convocatoria de la Ronda Uno.	40
Figura 17. Áreas contractuales correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno	44
Figura 18. Proceso de las reglas de Licitación, acciones del interesado vs acciones de convocante. ..	46
Figura 19 Proceso de las reglas de Licitación, acciones del interesado vs acciones de convocante. ...	47
Figura 20. Proceso licitatorio de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno.	48
Figura 21. Bloques contractuales correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno	54
Figura 22. Proceso licitatorio de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno.	56
Figura 23. Áreas contractuales correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno.....	80
Figura 24. Proceso licitatorio de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno.	81
Figura 25. Áreas contractuales correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Dos	90
Figura 26. Proceso licitatorio de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno.	92
Figura 27. Áreas contractuales correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos	104

Figura 28. Áreas contractuales correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos	105
Figura 29 Proceso licitatorio de la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos.....	107
Figura 30. Proceso licitatorio de la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos.....	108
Figura 31. Áreas Contractuales de la Ronda 2.4 bajo la modalidad de Contrato de Licencia.	131
Figura 32. Proceso licitatorio de la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos.....	133
Figura 33. Áreas contractuales Correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda 3.....	150
Figura 34. Proceso licitatorio de la Primera Convocatoria de la Ronda Tres.	152
Figura 35. Áreas contractuales Correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda 3.....	166
Figura 36. Área contractual como asociación de PEMEX, Campo Trion.	170
Figura 37 Bloque de aguas someras Ayín-Batsil.....	173
Figura 38 Bloque Cárdenas-Mora.....	175
Figura 39. Campo Ogarrio	178
Figura 40 Comisión Reguladora de energía Y Comisión Nacional de Hidrocarburos	190
Figura 41 Comisión Reguladora de energía Y Comisión Nacional de Hidrocarburos	190
Figura 42. Administración de Ingresos en el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo	195
Figura 43. Administración de Ingresos en el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo	196
Figura 44. PEMEX y Empresas Subsidiarias antes de la Reforma Energética	203
Figura 45. PEMEX y Empresas Productivas Subsidiarias después de la Reforma Energética	204
Figura 46. Roles de las reguladoras en los Procesos de Licitación	208
Figura 47. Proceso para obtener una buena Evaluación.....	210
Figura 48. Tipos de Contratos para Extracción y Producción de Hidrocarburos	211
Figura 49 Definición de la Tasa de Declinación	229
Figura 50. Localización Campo EL Golpe.....	236
Figura 51. Datos generales del pozo en estudio.....	236
Figura 52. Índices de precios de petróleo en dólares por barril	237
Figura 53. Índice de precios del gas natural de 2017 a 2018	238
Figura 54. Cotizaciones mensuales futuros de gas natural.	238
Figura 55. Histórico de Producción del pozo análogo.....	240
Figura 57. Gráfico Log-q vs Tiempo	240

Figura 58. Flujo de caja acumulado.....	255
Figura 59. Valor Presente Neto VS Tasa Interna de Retorno	256
Figura 60. Ingresos al Estado por mes.	257
Figura 61. Ingresos a Favor del Estado por concepto a diciembre de 2017.	258
Figura 62. Inversión mensual en dólares.	259
Figura 63. Empresas y origen.....	259
Figura 64. Pozos perforados, en perforación y por iniciar perforación	260
Figura 65. Producción de aceite (barriles diarios)	260
Figura 66. Producción de gas (miles de pies cúbicos diarios).....	261

Introducción.

La industria petrolera juega un rol esencial en la economía, las relaciones internacionales y la sociedad.

Actualmente el petróleo es la energía primaria más importante del mundo, representando alrededor del 40 % de las necesidades energéticas mundiales.

La importancia del producto como fuente de energía y como motor de la economía en México ha requerido una regulación constante de la industria energética y sus procesos, para garantizar la calidad del producto y la administración de los recursos.

El sector petrolero es la clave en la economía nacional ya que los principales insumos energéticos para la actividad productiva son obtenidos de esta industria. En México, PEMEX es la Empresa Productiva del Estado más importante dado a la fuente de ingresos para financiar el presupuesto público. La exploración y explotación de hidrocarburos en México era llevado a cabo por Petróleos Mexicanos, la demanda interna de hidrocarburos y la incorporación de reservas. PEMEX Exploración y Producción a lo largo de la historia ha cumplido con sus metas, sin embargo, en términos financieros los resultados obtenidos en los últimos años no han sido satisfactorios para el Estado.

México, al igual que muchos otros países con abundantes recursos naturales, requieren proveer en gran medida su desarrollo económico y social en su riqueza energética. No obstante, la industria petrolera enfrenta retos considerables.

La Reforma Energética del presidente Enrique Peña Nieto en 2013, significa, un giro radical a la expropiación petrolera de Lázaro Cárdenas, ya que incorpora una serie de leyes que aperturan el sector energético a la iniciativa privada.

Con la nueva reforma energética se prevé un crecimiento adicional en el PIB del 1% para 2018 y éste se incremente hasta 3% para 2025, la cual es una oportunidad histórica con la que México podrá aprovechar sus recursos energéticos de forma racional, sustentable y con apego a los principios de soberanía nacional.

1. ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Durante los inicios del siglo XX, el petróleo, la electricidad y el carbón mineral de México eran explotados por compañías extranjeras y trasnacionales. Durante el año 1937, dichas empresas controlaban el 95% de las propiedades de la industria petrolera.

El 18 de marzo de 1938, el general Lázaro Cárdenas decretó la expropiación petrolera, mediante el artículo 27° Constitucional, que traslado el dominio de todos los minerales a la nación, entre ellos, “el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentren en tierras mexicanas es propiedad del gobierno”.

En 1940 se establece la ley reglamentaria del Artículo 27° Constitucional, promulgada por Lázaro Cárdenas, la cual mencionaba que “podrán celebrarse contratos con los particulares, a fin de que estos lleven a cabo por cuenta del gobierno federal, los trabajos de exploración y explotación, ya sea mediante compensaciones en efectivo o equivalentes a un porcentaje de los productos que obtengan”. El Estado adquirió por decreto los bienes y la infraestructura de las compañías petroleras extranjeras que operaban en territorio mexicano.

Petróleos Mexicanos fue el resultado más importante de la expropiación petrolera en México, pues se creó la primera empresa paraestatal encargada de la extracción, producción y distribución de los mayores bienes del país.

La Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, publicada el año de 1992, creó a PEMEX Petroquímica, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Refinación y PEMEX Exploración y Producción como organismos subsidiarios de PEMEX; con esta organización se declaró que era urgentemente profundizar, generalizar e institucionalizar el cálculo económico en todas las actividades y sujetar todas las decisiones a criterios de rentabilidad financiera en la empresa nacional.

1.1 Nuevo panorama.

En el año 2013, el Diario Oficial de la Federación (DOF) publicó, los cambios constitucionales en materia energética aprobados por el Poder Legislativo, avalados por 24 congresos estatales, y firmados por el presidente Enrique Peña Nieto. México inició un proceso de transformación que terminaría con los monopolios estatales en sector energético.

La Reforma Energética consiste en las modificaciones a los artículos:

- 1) Artículo 25: Permite a empresas privadas participar en la exploración y extracción del petróleo, a través de diferentes contratos con el Estado mexicano: Utilidad Compartida, Producción Compartida, Licencia y Servicios.
- 2) Artículo 27: Tratándose de petróleo e hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo, la propiedad de la Nación es intransferible e imprescriptible.
- 3) Artículo 28: La exploración y extracción de petróleo y gas natural son actividades estratégicas para el país. Consecuentemente, la Reforma mantiene la prohibición de otorgar concesiones para la explotación de los hidrocarburos de la Nación.

Un elemento que surgió y evaluó en los foros organizados por el Senado de la República, previos a la aprobación de la reforma constitucional, fue la exploración y extracción de hidrocarburos, y la importancia de que los recursos del subsuelo sigan siendo propiedad de todos los mexicanos, con lo cual la Reforma Energética estableció la posibilidad de que la Nación otorgue asignaciones o contratos a PEMEX. De esta manera incorpora la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas, por sí solas en asociación con PEMEX. Esto indica un cambio moderno que permita poner en producción yacimientos de hidrocarburos que en la actualidad se encuentran cerrados por falta de inversión e infraestructura.

A partir de 2004 la declinación del yacimiento Cantarell en México marcó el fin de la era del petróleo de fácil acceso, lo que generó que, las reservas y la producción de petróleo sigan una trayectoria descendente. En 2013 A pesar, la producción diaria de petróleo pasó de 3.4 millones de barriles a 2.5 millones de barriles en 2013.

Uno de los objetivos de la Reforma Energética es “la producción futura de petróleo de los recursos no convencionales de cuencas de lutitas y/o en aguas profundas”. México cuenta con considerables recursos no convencionales, y por esto, es necesario mejorar la capacidad técnica y estimular el desarrollo de los recursos mediante inversiones inteligentes para lograr una producción rentable.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Actualmente, los recursos no convencionales de shale gas en Estados Unidos ha contribuido a manejar la crisis energética nacional, debido a que han logrado la autosuficiencia, cuando tradicionalmente se posicionaban como uno de los consumidores de hidrocarburos más grandes del mundo.



Figura 1. Actividad en campos de lutitas en la formación Eagle Ford en Texas.
Fuente: Secretaría de Energía.

Debido a la reciente caída del precio de petróleo en el mercado, es determinante una planificación correcta para soportar la caída sustancial de la producción y las exportaciones de petróleo crudo, en el contexto del crecimiento de la producción de petróleo y gas natural en el resto de Norteamérica. En México la producción neta de gas natural ha permanecido estancada.

Según la Comisión Nacional de Hidrocarburos, respecto al gas natural, en 1997 México era prácticamente autosuficiente, pues sólo importábamos 3% del consumo nacional; en la actualidad México importa 81% del gas natural que consume en el país.

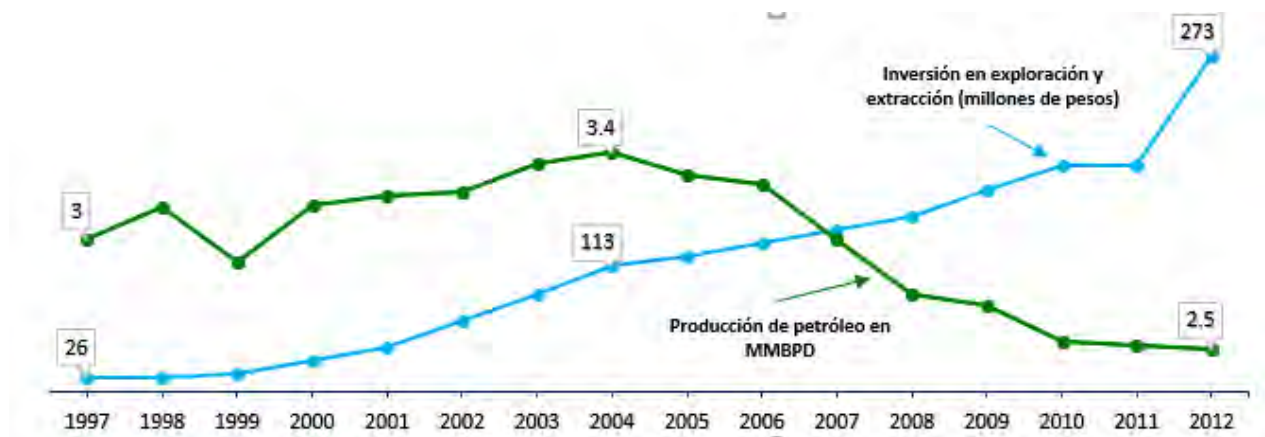


Figura 2. Inversión en exploración y extracción vs producción de petróleo

Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía

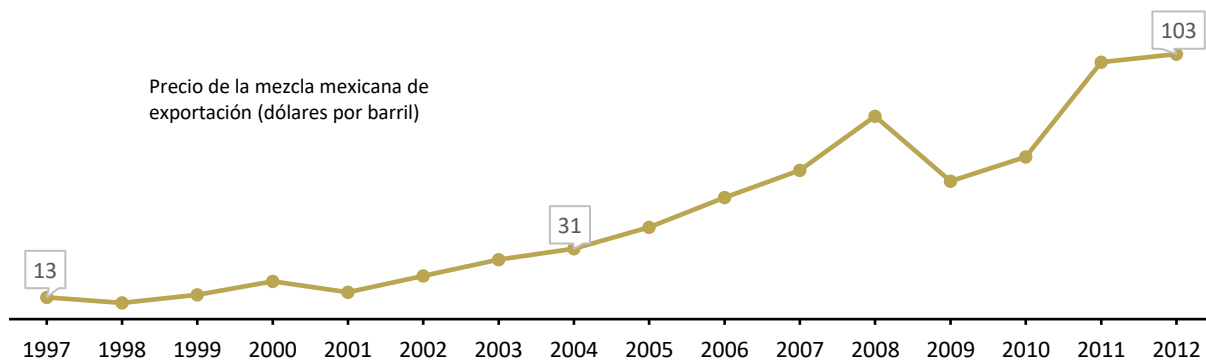


Figura 3. Precio de la mezcla mexicana de exportación (1997-2014*).

Fuente: Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía

En 2017, México se mantiene en el ‘Top ten’ de los países con mayor producción de hidrocarburos, sin embargo, en reservas probadas, el país se ha mantenido en declive. En 1992, las reservas probadas del país se encontraban en 51,000 millones de barriles, en 2002 disminuyeron a 17,200 millones y en 2012 hasta 11,400 millones.

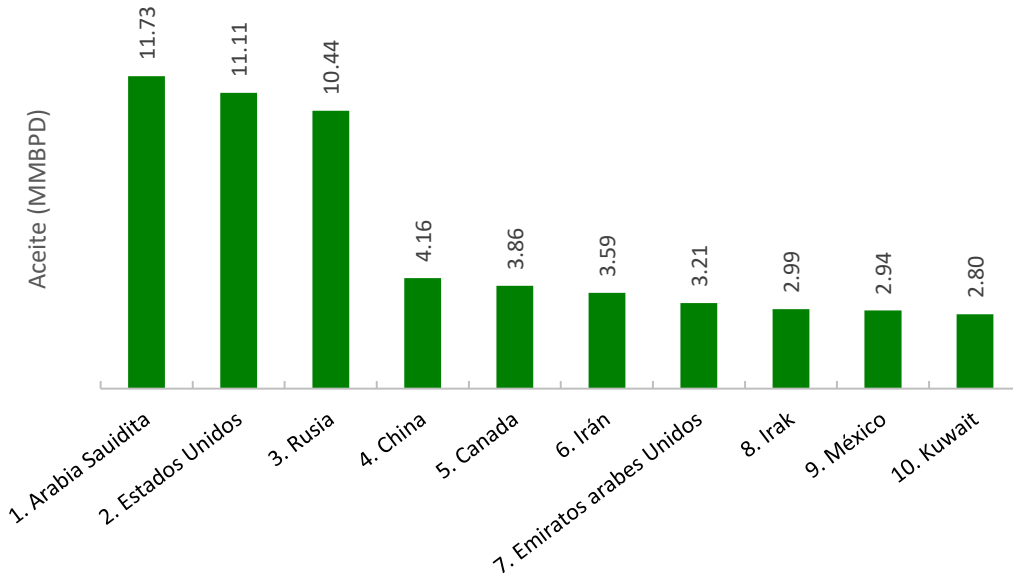


Figura 4. Producción de aceite, de los países “Top Ten” del mundo en MMMBPD

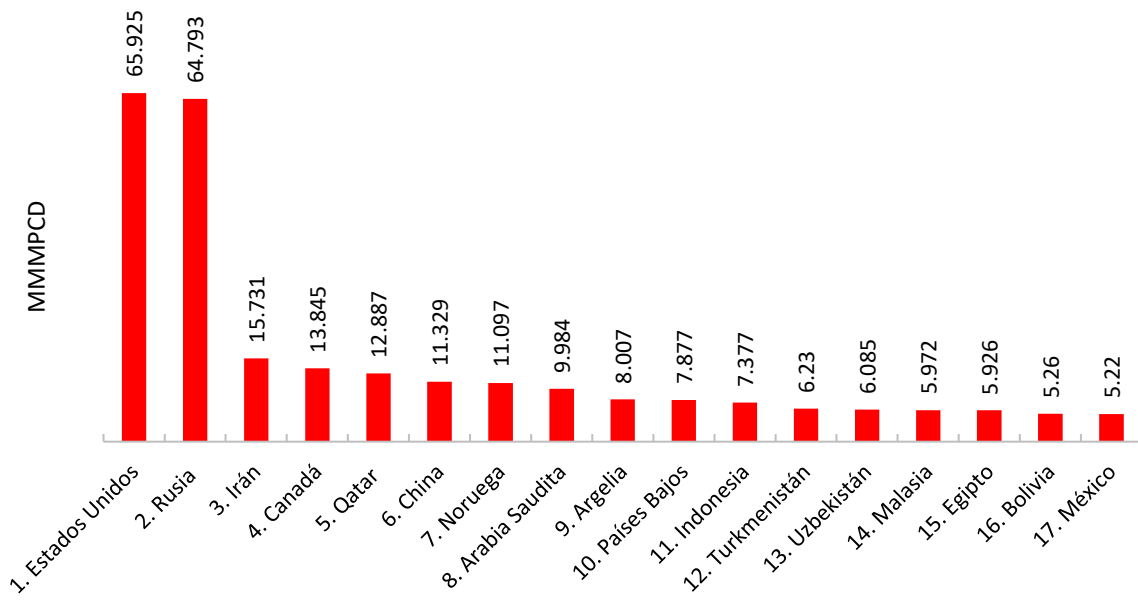


Figura 5. Producción internacional de gas en MMMPCD

1.2 Principales puntos de la reforma Energética

Los principales puntos clave de la Reforma Energética, en favor del Estado consisten en:

- Reforma los artículos 27 y 28 de la Constitución para permitir que múltiples empresas puedan invertir y operar en la industria energética nacional.
- Inversión privada y fomento del contenido nacional.
- Modalidades contractuales para actividades de exploración y extracción.
- Propiedad de la Nación de los hidrocarburos en el subsuelo y reporte del interés económico de las asignaciones y contratos que se celebren con el Estado.
- Prioridad del sector energético, frente a otras actividades.
- Transparencia en contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Atribuciones de las autoridades en materia de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Ronda Cero: Petróleos Mexicanos elija las áreas y campos más atractivos del país.
- Fondo Mexicano del Petróleo.
- Centro Nacional de Control del Gas Natural y mercado de gas natural.
- Centro Nacional de Control de Energía y mercado de energía eléctrica
- Fortalecimiento de las comisiones reguladoras del sector energético: Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía.
- Creación de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente ASEA.
- Fomento al desarrollo sustentable y la protección del medio ambiente
- Subsidios focalizados en energéticos.
- Participación privada en la industria eléctrica.
- Transformación de PEMEX y CFE en empresas productivas del Estado.
- Combate a la corrupción en el sector energético.
- Respeto a los derechos laborales de los trabajadores.

1.3 Objetivos de la Reforma Energética

Los objetivos de la Reforma Energética permitirán:

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.
- Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a PEMEX y a la Comisión Federal de Electricidad como Empresas Productivas del Estado 100% mexicanas.
- Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.
- Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país.

- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios.
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, transparencia y rendición de cuentas.
- Combatir de manera efectiva la corrupción en el sector energético.
- Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.
- Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.



Figura 6. Principios y Objetivos de la Reforma Energética

1.4 Industria del Petróleo y Mercado Nacional de Petrolíferos

La Reforma Energética implicó una transformación profunda del marco legal e institucional del sector energético de México, que buscó estimular el aprovechamiento sustentable y eficiente de nuestros recursos naturales para detonar el potencial del sector y contribuir al desarrollo del país.

En el nuevo marco institucional se desarrolló el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el cual es un documento que sienta una base para la definición de los recursos energéticos del país de las posibles licitaciones a realizarse en un horizonte de cinco años.

En 2015, derivado de la propuesta realizada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y del análisis de diversos elementos de política pública y de los derechos establecidos en los títulos de asignación otorgados en la Ronda Cero, la Secretaría de Energía publicó la primera versión del Plan Quinquenal.

A partir de este Plan Quinquenal se determinaron:

- Reservas remanentes totales (3P) de 37,404.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales, 25,825.1 millones de barriles corresponden a reservas de aceite, siendo estas la mayor contribución, correspondientes a 69%.
- Las reservas remanentes totales 3P se integraron por 34.8% de reservas probadas, 26.6% de reservas probables y 38.6% de reservas posibles. En este contexto, las reservas alcanzaron un volumen de 13,017 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las reservas probables fueron de 9,966 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y las reservas posibles 14, 421 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- De acuerdo con su clasificación por densidad, las reservas probadas de aceite de 9,711 millones de barriles, el crudo pesado tiene la mayor contribución con 62.2%, el crudo ligero con 28.9% y superligero de 8.9%. En cuanto a la distribución regional de las reservas probadas, de 9,711 millones de barriles de aceite, el 56.4% se centra en la Región Marina Noreste, (el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap concentró el 65.7% del volumen total de esta región, mientras que el 34.3% correspondió al Activo de Producción Cantarell), el 19.9% pertenecen a la Región Sur; el 14.9% se ubica en la Región Marina Suroeste y el 8.9% en la Región Norte.

El 1° de enero de 2015, México contaba con 764 campos con reservas identificadas, de los cuales, 98 se encuentran en las regiones marinas, 499 en la Región Norte y 167 en la Región Sur. Estos campos han producido 57.5 mmbpce, de éstos, 42.4 mmb son de aceite. En materia de exploración, PEMEX cuenta con 1,237 prospectos exploratorios que se encuentran dentro de las áreas asignadas en la Ronda Cero.

De acuerdo con lo establecido en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la CNH realizó dos escenarios de la plataforma de producción, considerando el Plan Quinquenal de Rondas de Licitación 2015–2019, así como información acerca de la Ronda Cero y Rondas Licitatorias a futuro.

1.5 Plan Nacional de Desarrollo y Programa Sectorial de Energía

El Plan Quinquenal es un pilar fundamental de la política energética del sector hidrocarburos y uno de los instrumentos clave para la implementación de la Reforma Energética. Como tal, este instrumento de política energética que alinea las actividades del Ejecutivo Federal a las Metas Nacionales del Plan Nacional de Desarrollo, cuyo objetivo general es llevar a México a su máximo potencial. El Plan Nacional de Desarrollo está integrado por las siguientes cinco metas nacionales:

- Alcanzar un México en Paz.
- Lograr un México Incluyente.
- Impulsar un México con Educación de Calidad.
- Construir un México Próspero.
- Un México con Responsabilidad Global.

Cada una de las metas nacionales cuenta con objetivos que se ejecutan mediante estrategias definidas e integradas por líneas de acción.

El Plan Quinquenal ayuda a cumplir con las líneas de acción que establece la meta nacional “Construir un México Próspero”, y con el objetivo de abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, el cual incluye la estrategia de “Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país”.

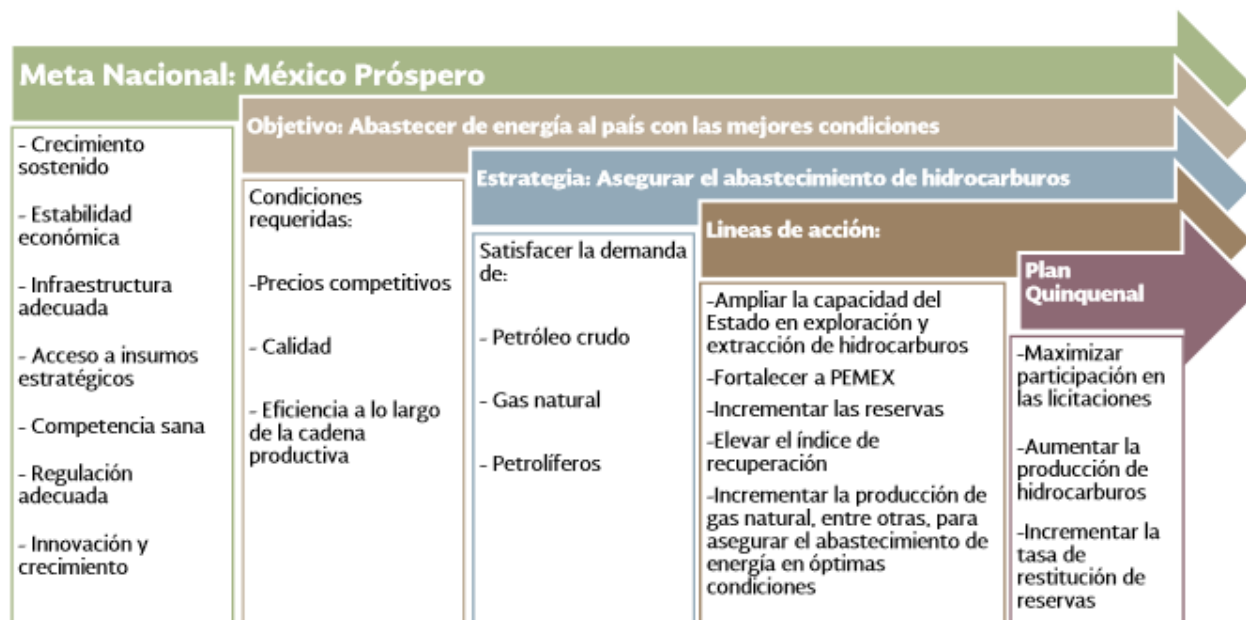


Figura 7. Alineación del Plan Quinquenal con la política de hidrocarburos establecida en el Plan Nacional de Desarrollo. Fuente: Secretaría de Energía

El Plan Quinquenal busca alcanzar tres metas principales conforme a las líneas de acción establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo:

1. Maximizar la participación de empresas en las licitaciones. Al proponer una visión de mediano y largo plazo se da certidumbre a la industria sobre el desarrollo del sector y se incentiva una mayor participación y la obtención de los mejores términos para el Estado, ayudando así a maximizar la renta petrolera.

2. Aumentar la producción de hidrocarburos. En el corto plazo, se privilegiará la selección de campos con mayor avance en su desarrollo que no hayan sido solicitados por PEMEX en Ronda Cero, o bien para el desarrollo de estos la empresa carezca de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución suficientes. A mediano y largo plazo, las empresas que resulten ganadoras en las rondas de licitación podrán desarrollar proyectos de exploración y extracción en áreas poco exploradas y con alto potencial de desarrollo, contribuyendo a incrementar la producción de petróleo crudo y gas natural.
3. Incrementar la tasa integral de restitución de reservas y contribuir a la generación del conocimiento del subsuelo. Al tener mayor número de áreas en exploración y extracción se incrementará la probabilidad para la incorporación de reservas, tanto por descubrimientos como por reclasificación. Al mismo tiempo, se incrementa el potencial para aumentar los recursos prospectivos y obtener mayor conocimiento del subsuelo mexicano.

Por otro lado, PROSENER es un instrumento de planeación creado por la Secretaría de Energía, el cual establece y conduce la política energética nacional. Su objetivo consiste en determinar las acciones necesarias para solucionar los obstáculos que limitan el abasto de energía y promover la modernización de la infraestructura energética de México.

En lo que respecta al sector hidrocarburos, uno de los objetivos del PROSENER es optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, fomentando la implementación de procesos eficientes y competitivos. Este último objetivo está alineado al objetivo de “Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva” definido en el Plan Nacional de Desarrollo.

1.6 Plan Quinquenal 2015-2019

El 30 de junio de 2015, la Secretaría de Energía publicó el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019 que se elaboró a partir de la propuesta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos considerando distintos elementos legales y de política pública, necesarios para la viabilidad de las licitaciones. A partir de esta fecha, se inició un proceso de evaluación y modificación que involucró la participación de los gobiernos locales y de la industria, el cual concluyó el 30 de septiembre de 2015.

En particular, la definición del Plan Quinquenal consideró cuatro procesos fundamentales: la nominación de áreas de licitación; los comentarios específicos de los participantes de la industria; el análisis de las encuestas a la industria y a los gobiernos de las entidades federativas con potencial petrolero; así como la actualización de la información geológica y geofísica que administra la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

México inició la implementación de su reforma energética con una intensiva promoción de la exploración y extracción de hidrocarburos, que se materializó con la culminación de la Ronda Uno. La experiencia obtenida durante las pasadas licitaciones ha permitido consolidar un esquema efectivo y transparente que ha derivado en la activa participación de empresas nacionales y extranjeras. El reconocimiento al proceso mexicano ha sido palpable en la consecución de 38 contratos adjudicados para exploración y extracción y un contrato de asociación entre PEMEX y terceros, lo que permitirá al país incrementar sus reservas y producción de petróleo y gas, y a su vez captar una importante inversión y detonar la generación de nuevos empleos.

Ampliar la escala de recursos potenciales para la exploración y extracción, estandarizar procesos y simplificar la planeación y administración de los procesos de licitación. Estos tres elementos – ampliar, estandarizar y simplificar - buscan apoyar la planeación del Gobierno Federal y dar mayor certidumbre a la industria nacional e internacional que esté interesada en invertir y operar en materia de exploración y extracción de hidrocarburos en nuestro país.

La ampliación consistirá en abrir a nominación de la industria todas las áreas contempladas en el presente Plan, a fin de incrementar el número de áreas a licitar, siempre y cuando sean técnicamente justificables como un proyecto potencial a incorporar reservas y agregar producción de hidrocarburos. En el 2015 se licitaron 4,329 MMbpce de los recursos prospectivos y 273 MMbpce de las Reservas 2P, lo que representa 4.9% y 9.5% respectivamente de los recursos disponibles en control del Estado. Al ritmo registrado a la fecha tomaría entre 20 y 40 años en acceder a los recursos identificados.

Esto permitió a la Secretaría de Energía realizar un análisis de las consideraciones estratégicas de la industria para la inversión y la viabilidad de los proyectos a nivel local. En resumen, el Plan Quinquenal incluye los siguientes cambios con el objeto de consolidar el desarrollo de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos:

- Enfoque que privilegia las áreas de exploración que contienen campos de extracción, integrando así áreas con la columna geológica completa.
- División las áreas para licitación en las siguientes cuatro categorías:
 1. Terrestres convencionales;
 2. Terrestres no convencionales (Lutitas y Chicontepec);
 3. Aguas someras y
 4. Aguas profundas.
- Simplificación del calendario licitatorio, llevando a cabo dos procesos licitatorios por año, de acuerdo con su categoría promoviendo una mejor administración. Se contempla que en el primer semestre se publique la convocatoria para áreas en aguas profundas y terrestres no convencionales, realizando la licitación aproximadamente seis meses después. En el segundo

semestre se publicará la convocatoria para áreas en aguas someras y terrestres convencionales y aproximadamente seis meses después se llevaría a cabo la licitación.

- Se abren todas las áreas a nominaciones de la industria en un periodo continuo y se evaluarán tres meses antes del anuncio de cada convocatoria. Se exhorta a los interesados a nominar las áreas de interés, con el fin de que la Secretaría de Energía evalúe la conveniencia de incluirlas en dicha licitación. Las áreas nominadas deberán ser acompañadas de un sustento técnico a partir de la información disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, de una Autorización de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) o de una fuente institucional.
- Se estandariza el tamaño de las áreas contractuales de acuerdo con su categoría, como se muestra a continuación.

Categoría	Superficie (Km ²)
Aguas Profundas	1,000
Aguas Someras	400
Terrestres no convencionales	300
Terrestres convencionales	200

Tabla 1. Superficie aproximada considerada para las áreas a licitar
Fuente: Secretaría de Energía

La nueva estrategia del Plan Quinquenal brinda condiciones para que México aproveche plenamente áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos que suman una superficie de 239,007.3 km², con recursos prospectivos equivalentes a 42,680.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y volumen original remanente por 47,590 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La Secretaría de Energía deberá analizar anualmente durante el tercer trimestre de cada año la ejecución del Plan Quinquenal, que contenga las bases para las futuras Rondas Licitatorias, así como las Áreas para la explotación y extracción de Hidrocarburos.

Las Áreas para la explotación y extracción de Hidrocarburos para el 2018 son:

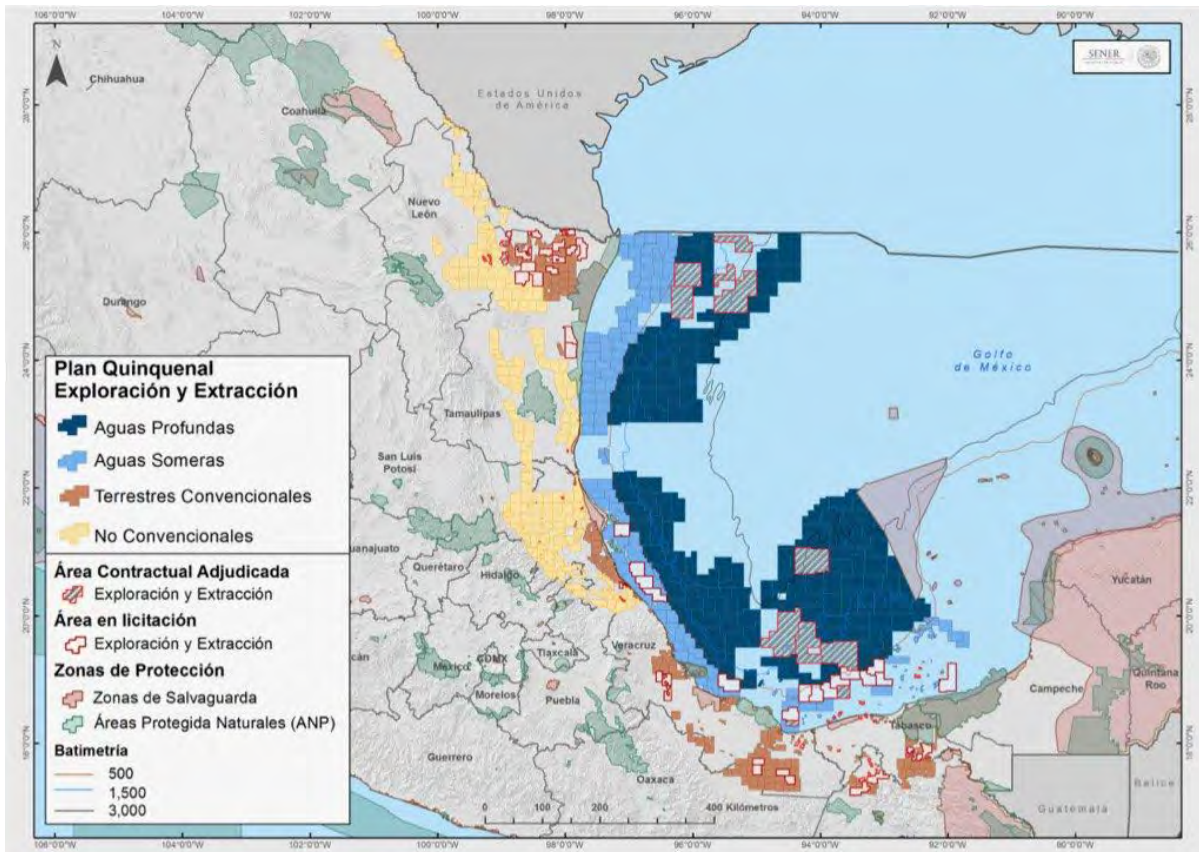


Figura 8. Plan Quinquenal de Licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019

Fuente: Secretaría de energía

Se establecieron dos periodos semestrales para llevar a cabo las licitaciones;

- Primer Periodo: Aguas profundas y áreas Terrestres No convencionales.
- Segundo periodo: Aguas someras y áreas Terrestres Convencionales.

En el anterior Plan Quinquenal consideraba un volumen total de recursos de 10,788.6 MMbpce (38,844.1 MMbpce en recursos prospectivos y 65,945.5 MMbpce en volumen remanente) distribuidos en una superficie de 235,070 km². Por su parte, el proceso de evaluación de 2016 y la nueva estrategia de 2017 dieron como resultado un recurso total de 90,271.1 MMbpce (42,68.9 MMbpce en recursos prospectivos y 47,590.2 MMbpce en volumen remanente), en una superficie de 227,292.4 km².

Lo anterior equivale a una disminución de 16,721.4 MMbpce en recursos totales y un decremento de 7,448.4 km² en superficie de licitación con respecto a la versión 2015 del Plan Quinquenal

	Recursos Prospectivos/remanentes y superficie	Plan Quinquenal versión 2015	Plan Quinquenal versión 2017	Diferencia (%)
	Recursos Prospectivos (MMbpce)	38,844.10	41,570.50	6.9
Total	Volumen Remanente (MMbpce)	65,944.50	46,237.90	-29.9
	Superficie (Km ²)	235,070	227,292.40	-3.3

Tabla 2. Recursos en áreas para la explotación y extracción de hidrocarburos 2015-2019

Fuente: Secretaría de energía

La tabla 2 muestra los valores ajustados con la adjudicación de áreas durante las tres primeras convocatorias de la Ronda 2 y las áreas de licitación de la Cuarta convocatoria de la Ronda 2. El dato de volumen remanente está calculado con factores de 5,000 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.

La nueva configuración de las áreas para licitar resultó con los siguientes valores: 10,576.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recursos prospectivos convencionales y 30,931.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recursos no convencionales, que en ciertos casos incluyen campos descubiertos, por lo que en esta versión ya no se distingue entre categorías de exploración y extracción. Sin embargo, esta diferenciación se mantiene en aquellos campos que coinciden con asignaciones de Exploración de PEMEX.

El plan Quinquenal considera 250 campos petroleros: 90 se ubican en áreas para la exploración y extracción de recursos convencionales y 78 en áreas para la exploración y extracción de recursos no convencionales. Los 82 restantes se encuentran en áreas de asignación de PEMEX por lo que actualmente solo se cuentan con derechos para la extracción. En total suman un volumen remanente de 46,237.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con el motivo de estandarización por categorías en el Plan Quinquenal, la configuración de áreas de licitación resultante de la estrategia de del 2017 ofrece 569 bloques para la selección de áreas, de los cuales se tienen 417 para recursos convencionales y 152 para recursos no convencionales. El plan Quinquenal considera actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de 499 áreas, mientras que los 70 restantes, como excepción, contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de campos.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÉRGICA

Categoría	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen original remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	6,533.5	500.1	117,046.8
Aguas someras	2,878	17,902	43,208.3
Terrestres no convencionales	31,327	26,956.4	43,450.6
Terrestres convencionales	768.9	879.4	23,636.8
Total	41,507.5	46,237.90	227,292.4

Tabla 3 Recursos y superficie del Plan Quinquenal para la exploración y extracción de hidrocarburos con información ajustada a partir de los resultados de adjudicación de las primeras tres convocatorias de la ronda Dos y el anuncio de la cuarta convocatoria de la ronda Dos.

Fuente: Secretaría de energía

Categoría	Sector	Áreas	superficie (km ²)	Recurso Prospectivo (MMpce)			Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)
				Convencional	No Convencional	Total		
Aguas profundas	Perdido	27	36,686.80	1,661.6	0.0	1,661.60	0	0
	Cordilleras mexicanas		33,067.1	2,205.3	0.0	2,205.30	0	0
	Cuenca Salina	36	47,191.0	2,666.6	0.0	2,666.60	4	500.1
Aguas Someras	Burgos Somero	53	21,075.4	1,289.7	0.0	1,289.70	0	0
	Cuenca Salina	2	34.5	0.0	0.0	0.00	2	2.9
	Tampico-Misantla-Veracruz	37	15,700.3	1,378.7	0.0	1,378.70	5	190.7
	Cuencas del Sureste Somero	50	6,398.1	209.7	0.0	209.70	41	17,708.4
Terrestre no Convencional	Sabinas Burgos	66	19,271.6	207.5	7352.8	7,560.30	47	459.9
	Tampico-Misantla	86	24,179.0	188.1	23578.6	23,766.70	37	26,504

Terrestre Convencional	Sabinas Burgos	31	10,286.3	209.1	0.0	209.10	21	97
	Tampico-Misantla	13	2,207.2	5.6	0.0	5.60	5	18
	Veracruz	30	5,851.4	157.4	0.0	157.40	7	46
	Cuencas del Sureste-Chiapas	57	10,805.8	396.8	0.0	396.80	25	719
Total	507	227,292.4	10,576.1	30931.4	41,507.50	194	46,238	

Tabla 4 Características, recursos prospectivos y volúmenes para extracción para la propuesta de áreas de licitación según su clasificación

Fuente: Secretaría de energía

1.6.1.1 Áreas Terrestres Convencionales

En áreas terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales, el recurso prospectivo estimado es de 768.9 MMbpce y el volumen remanente de 113.6 MMbpce, en una superficie de 22,968.4 Km².

Sector	Recursos Prospectivos (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Sabinas-Burgos	209.1	47.3	6,934.20	30
Tampico-Misantla	5.6	9.2	2,100.10	11
Veracruz	157.4	31.1	5,085	25
Cuencas del Sureste-Chiapas	396.8	26	8,849.10	41
Total	768.9	113.6	22,968.40	107

Tabla 5. Exploración y Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

Fuente: Secretaría de energía

1.6.1.2 Áreas Terrestres No Convencionales

Para la exploración y extracción de recursos no convencionales de hidrocarburos se consideró una superficie aproximada de 42,964.6 Km².

La definición de esta categoría parte de la integración de las regiones con mayor prospectividad de recursos de lutitas con las áreas de recursos en Chicontepec, que previamente se clasificaban de manera independientes. Las áreas de recursos no convencionales se encuentran diseñadas con base en la información geológica y geoquímica disponible para delimitar aquellas zonas con mayores espesores y mayor contenido orgánico en lutitas.

A partir de las evaluaciones del potencial se concluye que los recursos no convencionales se distribuyen en las provincias petroleras de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

En las provincias petroleras de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos y Tampico-Misantla se considera la presencia de las áreas con mejores condiciones para propiciar proyectos comerciales de aceite y gas no convencionales

Sector	Recursos Prospectivos (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Sabinas-Burgos	7,560.30	452.9	19,271.60	66
Tampico-Misantla	23,766.70	20,869.70	32,629	84
Total	31,327.00	21,322.60	42,964.60	150

Tabla 6. Exploración y Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales
Fuente: Secretaría de energía

1.6.1.3 Aguas Someras

Las áreas de exploración y extracción para Aguas Someras acumulan un recurso prospectivo estimado de 2,878 MMbpce y volumen original remanente por 286 MMbpce, en una superficie de 42,123.6 Km².

Sector	Recursos Prospectivos (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Burgos Somero	1,289.70	21,075.40	53
Tampico-Misantla-Veracruz	1,378.70	190.7	15,700.30	38
Cuencas del Sureste Somero	209.7	95.3	5,347.90	21
Total	2,878	286	42,123.60	112

Tabla 7. Exploración de hidrocarburos en aguas someras
Fuente: Secretaría de energía

1.6.1.4 Aguas Profundas

Las áreas de exploración y extracción para Aguas Profundas se encuentran frente a la costa de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche. Estas áreas se localizan principalmente en las regiones de Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salinas del Istmo.

Sector	Volumen Prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)	Numero de Bloques
Área Perdido	1,661.60	36,686.80	27
Cordilleras Mexicanas	2,205.30	33,067.10	19
Salinas del Istmo	2,666.60	47,293.30	40
Total	6,533.50	117,046.80	86

Tabla 8. Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas
Fuente: Secretaría de energía

1.7 Oportunidades de la Reforma Energética.

El Gobierno Federal, sostiene que esta apertura a la iniciativa privada producto de la Reforma tendrá como consecuencia:

1. Aumentar la producción de gas natural de los 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios que se generan actualmente a 8 mil millones en 2018 y a 10 mil 400 millones en 2025;
2. Bajar el precio del gas natural gracias a que múltiples empresas podrán invertir y participar en la exploración y extracción de gas natural.

Estos objetivos generan diferentes oportunidades en los sectores energéticos; en la industria petrolera, la oportunidad principal son las rondas licitatorias, las cuales se adjudican dependiendo del tipo de contrato en beneficio de la Nación.

- 1) Factor de inversión comprometido en las áreas contractuales.
- 2) Regalía adicional en favor del estado, o
- 3) Porcentaje de participación del Estado en los proyectos

1.7 Pronósticos de producción de hidrocarburos

El Plan Quinquenal también refleja las metas de producción de hidrocarburos por alcanzar en el país. Se estima que la producción de petróleo puede incrementarse en 500 mil barriles para 2018 y en 1 millón de barriles hacia 2025.

La figura 9 muestra el pronóstico de producción promedio de 2015, en comparación con las metas planteadas en 2013 a partir de la Reforma Energética, y las metas definidas en PROSENER. El volumen de producción sólo toma en cuenta la producción de PEMEX, ya que el PROSENER se publicó en 2013 antes de la aprobación de la Reforma Energética.

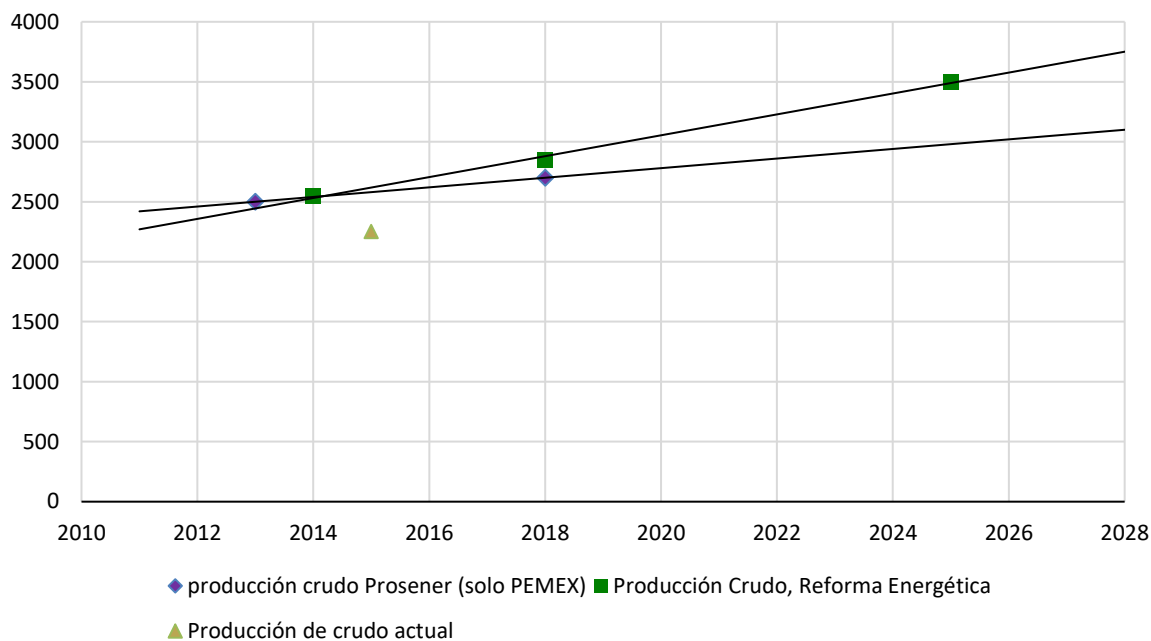


Figura 9. Pronóstico de producción de crudo en MBD
Fuente: Secretaría de Energía

Las metas de producción anunciadas con la aprobación de la Reforma Energética se establecieron a partir de precios del petróleo de alrededor de 100 dólares estadounidenses por barril y una producción de petróleo de PEMEX de alrededor de 2.5 millones de barriles diarios.

Alcanzar estas metas dependerá de un conjunto de factores internos y externos al sector nacional de hidrocarburos. Algunos de los factores que pueden afectar la producción nacional son:

- la volatilidad en el precio del petróleo en los mercados internacionales,
- los costos de producción, el pronóstico de crecimiento del Producto Interno Bruto,
- la producción global de hidrocarburos,
- la capacidad y disponibilidad de almacenamiento,
- los inventarios de distintos tipos de crudo,
- el tipo de cambio.

Al ser un instrumento dinámico que será revisado periódicamente, el Plan Quinquenal puede adaptarse a un entorno cambiante y mantenerse como una herramienta útil de planeación. En particular, el mecanismo de evaluación permitirá mejorar el diseño de las rondas de licitación en cuanto a las áreas y campos a incluir, así como en la definición de los modelos de contrato y sus términos y condiciones.

1.8 Distribución de las reservas de hidrocarburos

Las reservas se definen como el volumen de hidrocarburos, calculado a condiciones atmosféricas por métodos geológicos y de ingeniería, que se estima serán recuperados económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de evaluación. La estimación parte de un proceso de caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, producción y evaluación económica.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos será el órgano que establezca y administre el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, integrado por un sistema para recabar, acopiar, resguardar, administrar, usar, analizar, mantener actualizada y publicar la información y estadística relativa a las reservas.

En México, la clasificación de los recursos hidrocarburos considera todas las cantidades de ocurrencia natural, descubiertas o no descubiertas, tanto las convencionales, como las que se denominan no convencionales además de las cantidades ya producidas.

La metodología que se ha utilizado para la evaluación de recursos petroleros en México sigue las normas establecidas por la Society of Petroleum Engineers, el World Petroleum Council y la American Association of Petroleum Geologists. A esta clasificación se le denomina Petroleum Resources Management System (PRMS).

De acuerdo con la evaluación al 1 de enero de 2017, México cuenta con reservas 3P totales por 25,858.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, probadas de 9,160.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, probables por 7,608.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y posibles por 9,088.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Mas de la mitad de las reservas (65%) se clasificaron como reservas 2P.

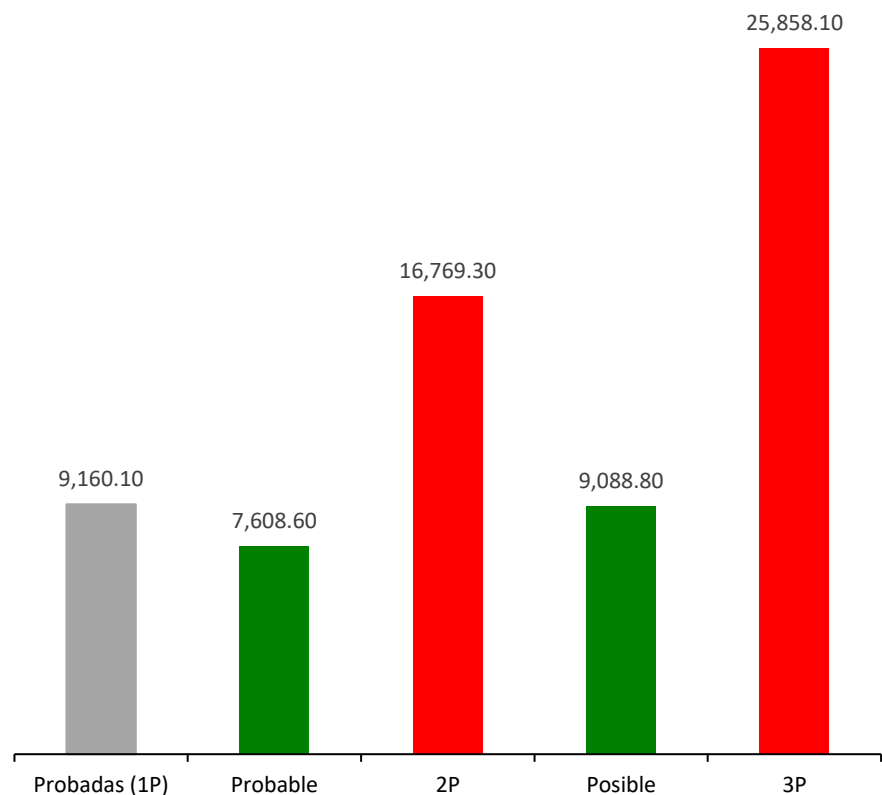


Figura 10. Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2017 (MMbpce)
Fuente: Secretaría de Energía

En términos comparativos entre las provincias petroleras el 95.3 % de las reservas probadas se concentran en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Estas poseen 95.6 % y 92.5 % de las reservas probables y posibles, respectivamente. Del volumen de reservas 3P por 25,858.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las reservas probadas equivalen al 39 % (9,160.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente), mientras que las reservas probables y posibles, equivalen al 29 % (7,549.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente) y al 32 % (millones de barriles de petróleo crudo equivalente), respectivamente.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

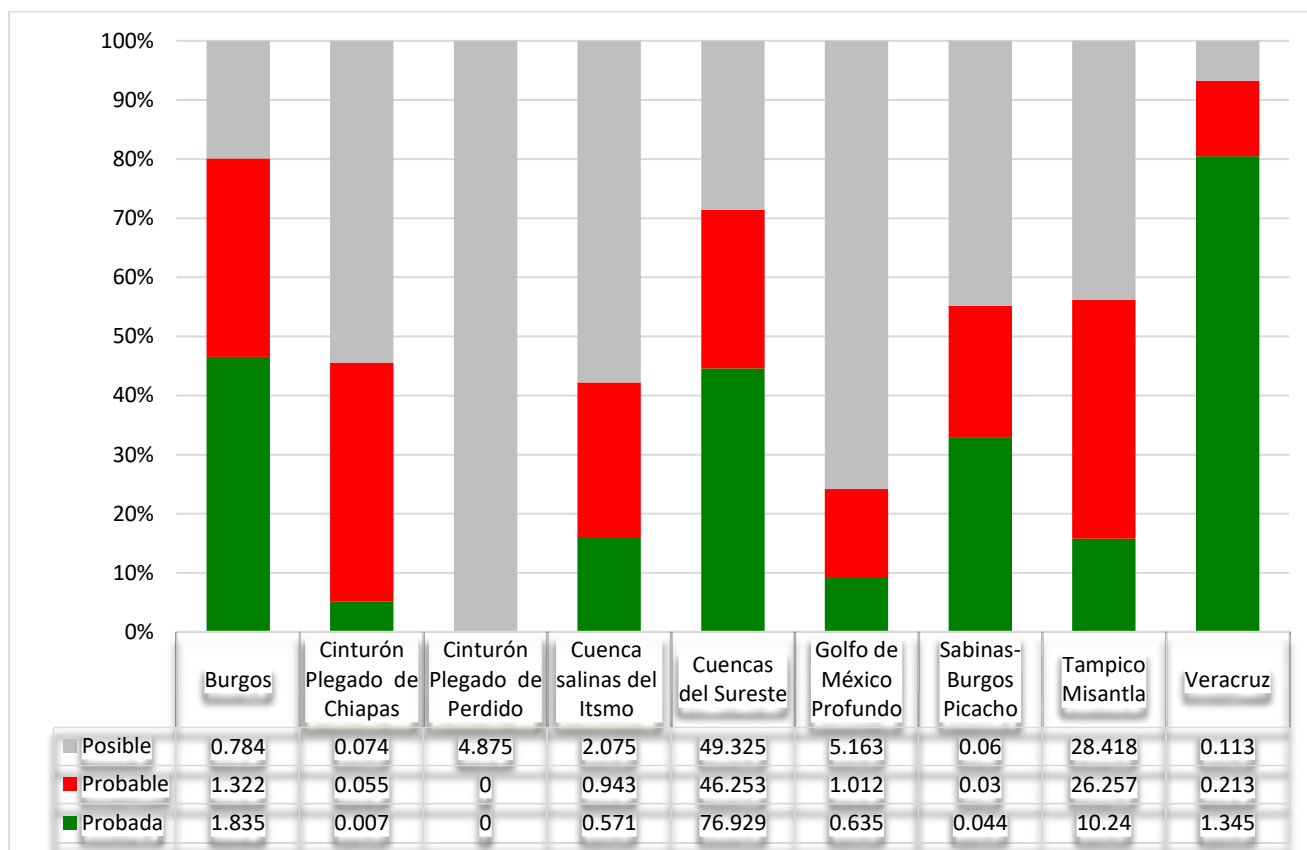


Figura 11. Reservas de Hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce)
Fuente: Secretaría de Energía

Existe un amplio potencial para la clasificación de reservas por medio de una mayor actividad exploratoria, pero sobre todo por la aplicación de métodos tecnológicos óptimos en las actividades de evaluación y desarrollo que incrementan el factor de recuperación.

Los recursos prospectivos representan el volumen de hidrocarburos estimado a una cierta fecha, con base en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables mediante proyectos futuros.

La evaluación del potencial es la etapa que ha llevado a cuantificar que el potencial no descubierto técnicamente recuperable de México es de 112,834 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que equivale prácticamente al doble de los recursos hidrocarburos extraídos en el país en los últimos 100 años. Esta distribución corresponde al 53% de recursos no convencionales y 47% de recursos convencionales.

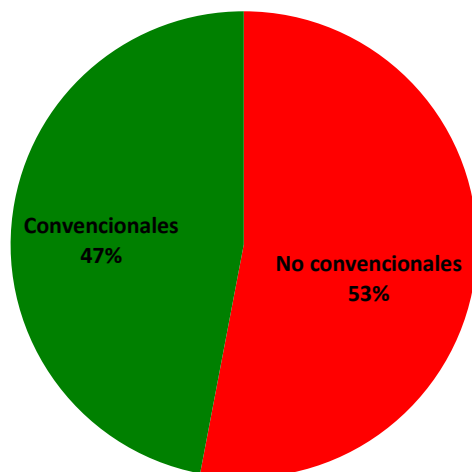


Figura 12. Recursos prospectivos de hidrocarburos al 1 de enero de 2017
 Fuente: Secretaría de energía

Prácticamente el 100% de los recursos no convencionales de hidrocarburos se clasifican como prospectivos no documentados; en tanto que 68% de los recursos convencionales están documentados.

Una de las motivaciones principales de los procesos de licitación es incentivar las actividades petroleras para la evaluación y reclasificación de estos recursos en reservas.

	Documentado	No documentado
Convencionales	32,546	20,083
No convencionales	60,204

Tabla 9 . Recursos Prospectivos en México (MMbpce)
 Fuente: Secretaría de Energía

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

La mayor parte de los recursos prospectivos en México son no convencionales, los cuales no han sido documentados.

Provincia Petrolera	Recursos prospectivos (MMbpce)			Plays con recursos prospectivos no documentados (MMbpce)	
	Certidumbre P10	Certidumbre Pmedia	Certidumbre P90	Establecido	Hipotético
Burgos	5,400.9	2,258.10	349.3	12	4
Cinturón Plegado de Chiapas	1,380.9	577.9	94.3	3	
Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental	74.7	29.8	3.7		
Cuencas del Sureste	21,381.5	9,641	2,148.60	17	2
Golfo profundo	37,058.8	15,783.50	2,723.50	4	7
Plataforma de Yucatán	2,384.0	1,006.50	165.2	5	
Sabinas-Burgos-Picacho	424.9	188.5	37.8	8	1
Tampico-Misantla	3,812.7	1,588.30	249.9	11	2
Veracruz	3,362.0	1,472.30	310.4	8	
Total general	75,279.70	32,545.90	6,082.80	68.00	16.00

Tabla 10 Estimación de recursos prospectivos convencionales documentados y plays con recursos prospectivos no documentados por provincia petrolera.

Fuente: Secretaría de Energía

Estado	Campo	Reservas remanentes (MMbpce)			Volumen remanente (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Campeche	4	20.1	34.8	44.8	85.2
Chiapas	15	24.5	34.5	43.2	2373.7
Coahuila	26	4.5	7.5	13.1	376.8
Hidalgo	3	0.0	0.0	0.0	0.6
Nuevo León	59	64.3	88.1	106.3	915.3
Puebla	6	8.6	72.9	99.6	974.7
San Luis Potosí	1	0.0	0.0	0.0	0.0
Tabasco	99	1,321.2	1513.3	1839.2	40510.5
Tamaulipas	174	161.6	284.6	356.7	6740.0
Veracruz	188	560.8	1746.4	3234.6	64866.5
Aguas Territoriales	116	6,197.8	10623.8	16151.7	129191.5
Compartidos	47	657.5	2049.9	3444.8	45383.3
Reservas Asociadas a Contratos	—	139.5	313.6	524.1	4715.1
Total	738	9,160.7	16769.3	25,858.10	296133.3

Tabla 11 Estimación de reservas por Entidad Federativa
Fuente: Secretaría de Energía

Veracruz es la entidad con el mayor número de campos (188), seguido por Tamaulipas (174) y Tabasco (99). En ellos se concentra la mayor cantidad de reservas remanente 2P (3,544.3 MMbpce) y de volumen original 3P remanente (112,117 MMbpce).

Estas tres entidades contienen 62% de los campos, 21% de las reservas remanentes y 38% de volumen original remanente.

1.9 Recursos convencionales

Es la acumulación de petróleo y gas en acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales como en trampas estratigráficas, presentan un buen porcentaje de porosidad en sus litologías y poseen buenas permeabilidades.

En la actualidad estos yacimientos se caracterizan por bajos montos de inversión, lo cual permite la producción de ciertos volúmenes económicos de hidrocarburos, es decir estos hidrocarburos producidos no tendrán la necesidad de recibir tratamientos mayores de estimulación, procesos especiales de recuperación, utilizando tecnologías convencionales.

En resumen, los yacimientos convencionales;

- Son acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales como en trampas estratigráficas.
- Presentan un buen porcentaje de porosidad en sus litologías y poseen buenas permeabilidades.
- Están relacionados con las reservas limitadas las cuales pueden ser explotadas en pocos años.

1.10 Recursos no convencionales

Los yacimientos no convencionales son más extendidos y consisten en una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad que atrapan el gas entre ellas. Las características geológicas de los yacimientos no convencionales hacen difícil la extracción, por lo que su producción no es económicamente rentable a menos que se utilicen tratamientos de estimulación y tecnologías especiales para su recuperación, en general para poder producir de manera óptima en este tipo de yacimientos es necesario una amplia gama de tecnologías para así poder garantizar altos niveles de producción.

El shale gas se encuentra en yacimientos compuestos predominantemente por esquistos o pizarras, que son rocas de baja permeabilidad, por lo que su producción en cantidades comerciales demanda técnica de fracturación para aumentar su permeabilidad y poder llegar a los poros que almacena el gas. Debido a esto, el shale gas se clasifica entre los recursos no convencionales.

En resumen, los yacimientos no convencionales:

- Se presentan como acumulaciones predominantes regionales, extensas, la mayoría de las veces independiente de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas.
- Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas
- Su desarrollo requiere el uso de tecnologías avanzadas.
- Se les asocian una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.

1.10.1 Recursos no convencionales en México

A principios de la década de los noventa, se decidió que los precios del gas natural en México se fijarían en adelante considerando los costos alternativos de suministro en una economía abierta (costo de oportunidad) en el mercado relevante y más cercano, es decir el de Estados Unidos.

Según Información proveniente del exterior, coloca a México en un lugar importante en cuanto a la existencia en su territorio de importantes recursos prospectivos de gas natural no convencional, en particular de shale gas.

PEMEX inició la evaluación del potencial de shale gas en 2010 identificando cinco provincias geológicas: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, detectando un potencial entre 150 y 459 BPC.

La Secretaría de Energía apunta que los recursos ascienden a 300 Bcf, siendo Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz las principales provincias geológicas.

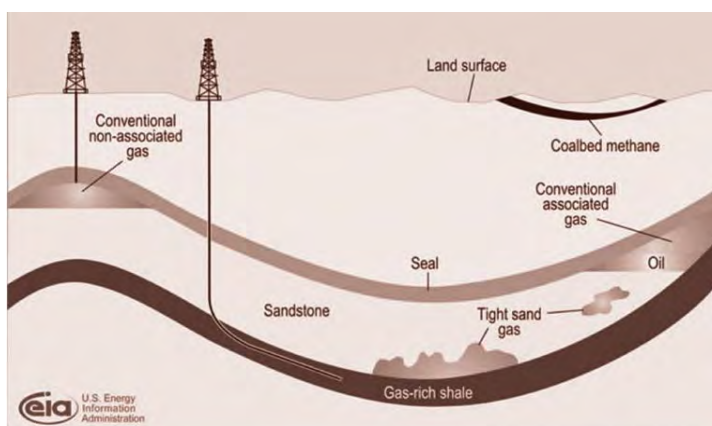


Figura 13. Formas de Extracción del Gas Natural
Fuente: Energy Information Administration.

La figura 13 nos muestra los tipos de yacimientos de gas natural, que son clasificados en convencionales y no convencionales.

1.11 Rondas licitatorias

Cualquier empresa puede “nominar” áreas del Plan Quinquenal que considera atractivas para que eventualmente se liciten.

PEMEX, la empresa petrolera del Estado, pudo acceder a oportunidades de exploración y producción en México a partir de la Reforma Energética en el 2014 sin competir, a través de las asignaciones de la Ronda Cero, primera ronda realizada.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Para aquellas áreas no asignadas directamente a PEMEX en la Ronda Cero, tanto en PEMEX como el resto de las empresas privadas tienen que competir, por medio de las licitaciones que son publicadas a través de Rondas Petroleras. En términos generales, la empresa que se adjudica un área contractual obtiene el derecho de firmar un contrato que le permita desarrollar actividades de exploración y producción poniendo la inversión en su área contractual.

Una ronda es un conjunto de una o varias licitaciones, las cuales incluyen diversas áreas contractuales. Las empresas interesadas, que cumplan con los criterios técnicos, financieros, de operación y de seguridad industrial y protección al medio ambiente que los órganos reguladores establecen en cada caso (precalificación), pueden competir por uno o más bloques en una licitación, y lo pueden hacer individualmente o en consorcio con otras compañías.

1.11.1 Proceso para Desempates con el mismo monto de Valor Ponderado de la Propuesta Económica en una Ronda Licitatoria.

El día de apertura de Propuestas en todas las Rondas Licitatorias, el Licitante deberá entregar dos sobres cerrados tamaño carta:

Sobre No.1 LICITACIÓN CNH-R02-L01/2016 <u>PROPUESTA ECONÓMICA</u> AGUAS SOMERAS- PRIMERA CONVOCATORIA (NOMBRE O RAZÓN SOCIAL DEL LICITANTE)	Sobre No.2 LICITACIÓN CNH-R02-L01/2016 <u>GARANTÍA DE SERIEDAD</u> AGUAS SOMERAS- PRIMERA CONVOCATORIA (NOMBRE O RAZÓN SOCIAL DEL LICITANTE)
---	--

El sobre 1, Propuesta Económica, por cada Área contractual integrada por la siguiente información:

- a) Un sobre cerrado, Sobre 1 que contendrá:
 - i. Un formato con la Propuesta Económica, Valor Ponderado de la Oferta.
 - ii. Un sobre cerrado de media carta con el formato que contenga el valor del monto de pago en efectivo por desempate
- b) Un sobre cerrado, Sobre 2 en que se incluya la Garantía de Seriedad de la propuesta. Con el objetivo de garantizar la seriedad de cada propuesta, el licitante deberá proporcionar una Carta de Crédito Stand-by emitida o confirmada por una Institución de Crédito que opere legalmente en México, con un valor definido por la Secretaría de Hacienda y Crédito

Público de acuerdo con cada licitación y con una vigencia adicionales de 120 días adicionales contados a partir del día siguiente de la fecha de presentación de Propuestas.

La Carta de Crédito Stand-by es un instrumento flexible que se utiliza para garantizar diferentes clases de obligaciones, en el cual, si el solicitante no cumple con los compromisos adquiridos, el banco garantiza el pago.

En caso de que dos o más Licitantes ofrezcan el mismo monto de valor ponderado de la propuesta Económica, el primer criterio que se utilizará para determinar al Licitante ganador será quien ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate. Para ello se abrirá el sobre que contenga el formato que indique el pago en efectivo por empate en Propuesta Económica incluido dentro del “Sobre 1”. En caso de que el “Sobre 1” no contenga el formato que contenga el en efectivo por empate en Propuesta Económica, se considerará que la oferta en pago en efectivo es 0 dólares. El pago en Efectivo se hará mediante transferencia al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y desarrollo pagado a la Fecha Efectiva del Contrato.

Si el empate persiste, se utilizará el método de insaculación para determinar al Licitante ganador, sin perjuicio de la obligación del pago en efectivo por empate. Para ello se asignará un número distinto a cada uno de los licitantes, que hayan empatado y se introducirán todos los números en una urna transparente y se extraerá de manera aleatoria uno de los números. El licitante quién corresponda el numero extraído de la urna será el ganador.

1.11.2 Ronda Cero

La Ronda Cero funcionó como el primer mecanismo previo de diversificación y apertura de mercado, luego de la reforma constitucional energética en diciembre de 2013 que permitió a operadores particulares participar en esta industria.

La Ronda Cero garantizó que el estado cuente con los recursos suficientes para ofrecer rondas atractivas antes de la apertura a empresas extranjeras en la industria de exploración y extracción de hidrocarburos.

Esta primera Ronda Cero solo fue aplicable para Petróleos Mexicanos ya que consistió en evaluar qué áreas y reservas seguirían bajo desarrollo de la Empresa Productiva del Estado, y cuales áreas serían puestas a licitación en las próximas Rondas. PEMEX tuvo la posibilidad de solicitar tantos proyectos como fuera capaz de demostrar capacidad técnica y financiera.

Resolución

- a) Asignar a PEMEX un área total cercana a 90 mil kilómetros cuadrados.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

- b) Que PEMEX mantenga el nivel de producción actual de petróleo durante los siguientes 20 años y medio.
- c) Con esta resolución PEMEX se ubica en el 5° lugar, en términos de reservas probadas, entre las empresas que reportan a los mercados financieros

Para este proceso PEMEX solicitó el 96% de las reservas 1P, así como un 83% de 2P y un 31% de las 3P de la Nación. Luego del análisis, el 13 de agosto de 2014 la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos le otorgaron el 100% de su solicitud de recursos 1P y 2P, así como el 68% de lo solicitado en 3P, equivalente al 21% del total de recursos prospectivos convencionales y no convencionales, conformando así un portafolio balanceado de proyectos que le permitirá producir 2.5 millones de barriles diarios por los próximos 20.5 años.

Recurso	Volumen otorgado (MMbpce)	Otorgado / solicitado (%)	Superficie Otorgada (km ²)
Reservas 2P	20,589	100	17,010
Recurso Prospectivo	23,447	68	72,897
Convencional	18,222	71	64,489
No convencional	5,225	59	8,408

Tabla 12. Otorgamiento de reserva 2P y recursos prospectivos a PEMEX en Ronda Cero
Fuente: Secretaría de Energía

El siguiente mapa muestra la localización de las asignaciones otorgadas en Ronda Cero, en el cual se enfatiza que una parte importante de las áreas de exploración se encuentra en Aguas Someras, en las que PEMEX ha demostrado tener un alto desempeño a nivel internacional.

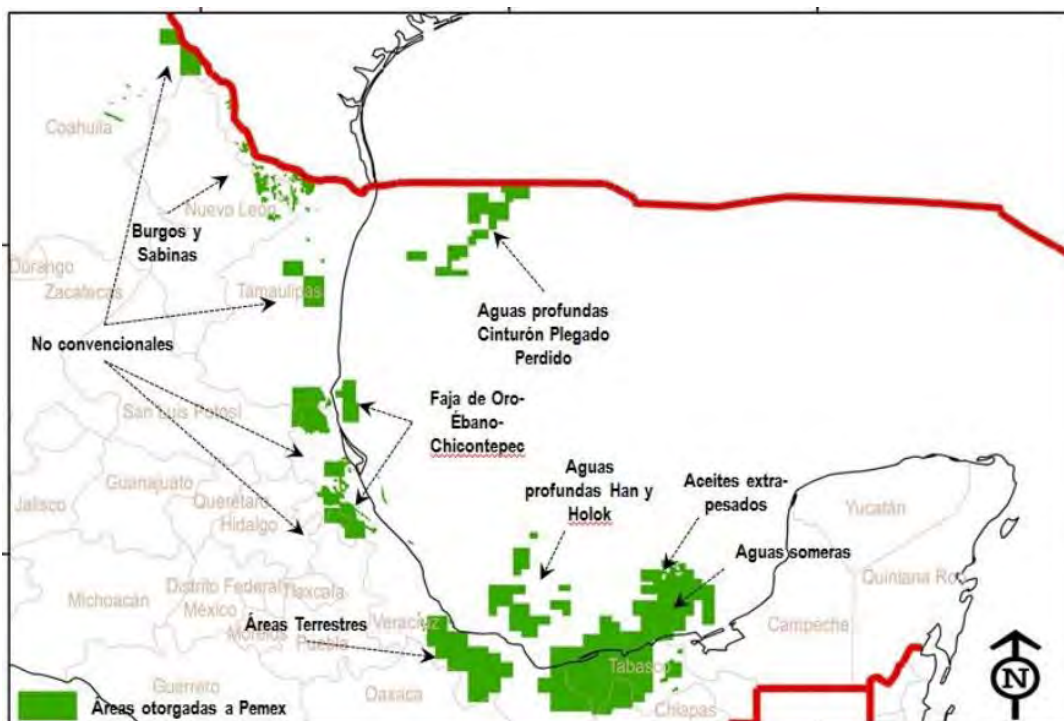


Figura 14. Asignaciones otorgadas a PEMEX, Ronda Cero
Fuente: Secretaría de energía

A diciembre de 2015, Pemex y sus socios han solicitado la migración de 8 Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), y 2 Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), que fueron firmados previo a la aprobación de la Reforma Energética.

A través de migraciones o también llamados Farm-Outs, PEMEX pueden establecer asociaciones con compañías privadas mediante procesos de licitación para potenciar el desarrollo de los campos y áreas asignadas a la Empresa Productiva del Estado mediante la Ronda Cero. Dichas migraciones deben presentar los beneficios para el Estado en términos de producción, inversión y reservas. PEMEX ha solicitado la migración de 14 campos asignados hacia 8 nuevos contratos.

La migración de CIEPs, COPFs y las migraciones permitirán a PEMEX establecer alianzas más efectivas con petroleras nacionales o internacionales para allegarse del capital y la tecnología necesarios para aprovechar sus recursos de manera óptima, estabilizar su nivel de producción y acelerar el ritmo de restitución de reservas.

Tipo/Área	Reserva 2P (MMbpce)	%	Recurso Prospectivo (MMbpce)	%
Convencional	20,589	83	18,222	35
Aguas Someras	11,374	88	7,472	68
Sureste	11,238		7472	
Norte	136		-	
Terrestre	8,818	74	5,913	70
Sur	4,379		5,371	
Chicontepepec	3,556		-	
Burgos	425		-	
Resto Norte	459		542	
Aguas Profundas	397	NA	4,837	22
Perdido	-		3,013	
Holok-Han	397		1,824	
No convencional	-		5,225	9
Total	20,589	83	23,447	21

Tabla 13. Reservas y recursos prospectivos otorgados, Ronda Cero
Fuente: Secretaría de Energía

El balance y la diversidad de campos y áreas prospectivas asignadas brindan a PEMEX bases sólidas para mantener su liderazgo en las áreas en las que ha destacado hasta la actualidad y le permitirán fortalecer sus capacidades en áreas como aguas profundas o no convencionales. Con las primeras 120 asignaciones entregadas a PEMEX, se cubre el 71% de la producción actual de petróleo, y el 73% de la producción nacional de gas natural.

La experiencia de las reformas de Brasil (1997) y Colombia (2003) muestra que el mecanismo de “Ronda Cero” fue eficaz para fortalecer a las empresas estatales, para estimular la participación de otras compañías que contribuyan a la producción de hidrocarburos y para incrementar la renta petrolera del Estado.

1.11.3 Ronda Uno

En la Ronda Uno se establecieron las áreas geográficas y condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos por la iniciativa privada en modelo de licencia o en alianza con PEMEX a través de los contratos de producción y utilidad compartida, o las licencias que permitirán a los privados trabajar solos.

La Ronda Uno comprendió una serie de licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, llevadas a cabo por el Estado mexicano.

El diseño original de la Ronda Uno consideró un balance de oportunidades de exploración, el cual incluyó áreas en producción y áreas poco exploradas, así como recursos de yacimientos convencionales y no convencionales de alto potencial prospectivo. Su objetivo fue crear una industria robusta con empresas especializadas en los distintos tipos de áreas y campos que complementen las actividades de PEMEX.

Los criterios utilizados para definir la Ronda Uno incluyeron 3 aspectos:

- EL potencial para incrementar la producción de petróleo y gas natural en corto plazo;
- El potencial para incorporar nuevas reservas, y
- El potencial para incrementar los recursos prospectivos.

1.11.3.1 Ronda 1 Licitación 1: Aguas Someras Exploración Cuencas del Sureste

El 11 de diciembre de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicó la primera convocatoria de la Ronda Uno, así como las bases del proceso de licitación. Esta convocatoria incluyó 14 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida.

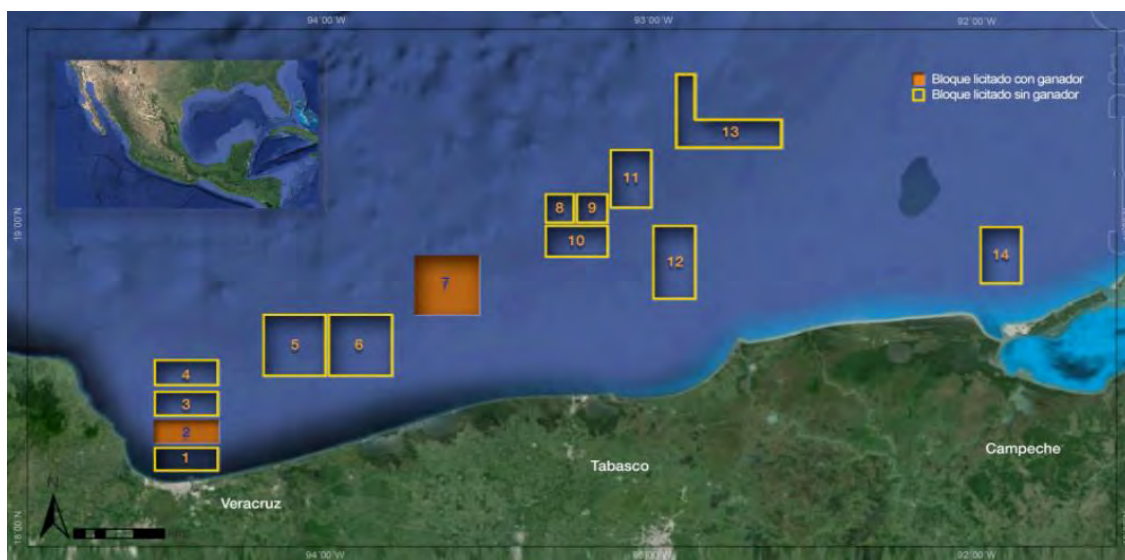


Figura 15. Bloques Licitadas correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Datos generales	
Fecha de licitación	15/07/2015
Número de bloques	14
Provincia geológica	Salina del Istmo Macuspana
Edades del play	Plioceno Mioceno Cretácico Fracturado Jurásico Superior
Litologías	Arena grano medio Caliza fracturada
Tipos de hidrocarburos	Aceite extrapesado Aceite ligero Gas húmedo
Tipos de contrato	Producción compartida

Tabla 14. Datos Generales correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Las Etapas generales de las Licitaciones son:

- Publicación de Convocatoria y Bases.
- Acceso a la información del Cuarto de Datos:
El acceso al cuarto de datos se otorga a aquellas compañías que participen en actividades de exploración y/o extracción de hidrocarburos, o bien, aquellas compañías que manifiesten su intención de participar como socios financieros en dichas actividades y que cumplan con el pago correspondiente.

El pago por acceso al Cuarto de Datos es por la cantidad de \$5,300,000 pesos e incluirá:
 - a) Un disco duro que contiene la información completa del Cuarto de Datos,
 - b) Visitas programadas al Cuarto de Datos.
 - c) Acceso virtual a través de la página electrónica, para visualizar la información contenida en el disco duro.
- Inscripción a la Licitación;
Los interesados que hayan pagado el acceso a la información del Cuarto de Datos serán los únicos que podrán inscribirse en la Licitación, y por lo tanto tendrán derecho a participar en la segunda etapa de aclaración y, en su caso, en la

Precalificación, una vez realizado el registro y pago correspondiente. En este caso, el costo de la inscripción es por la cantidad de \$280,000 pesos.

- Aclaraciones.

El Comité Licitatorio llevará a cabo tres etapas de aclaraciones:

1. Primera Etapa de Aclaraciones, será únicamente para recibir y atender preguntas sobre el proceso acceso a la información del Cuarto de Datos.
2. Segunda Etapa de Aclaraciones, será únicamente para recibir y atender preguntas o aclaraciones respecto del proceso de la Precalificación.
3. Tercera Etapa de Aclaraciones, será únicamente para recibir y atender preguntas o aclaraciones de los Licitantes respecto de la presentación de propuestas y de las Bases de Licitación Finales, incluyendo el Contrato.

- Precalificación:

En esta etapa se revisarán y evaluarán la experiencia y capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales de cada interesado, en términos de las Bases de Licitación.

- Presentación y Apertura de Propuestas.

La presentación de propuestas se hará en el mismo orden en que se haya registrado los representantes legales de los Licitantes, el día de la presentación el licitante Ganador estará definido como aquel cuyo valor Ponderado de la Propuesta Económica sea el mayor.

- Adjudicación y Fallo de la Licitación.

El Comité Licitatorio le entregará al Órgano de Gobierno, el acta que se haya levantado respecto al acto de presentación y apertura de propuestas, para que éste emita el Fallo correspondiente y declare la adjudicación de cada Contrato.

- Suscripción del Contrato.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÉRGICA

El calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Primera Convocatoria de la Ronda Uno se muestra en la siguiente Figura:

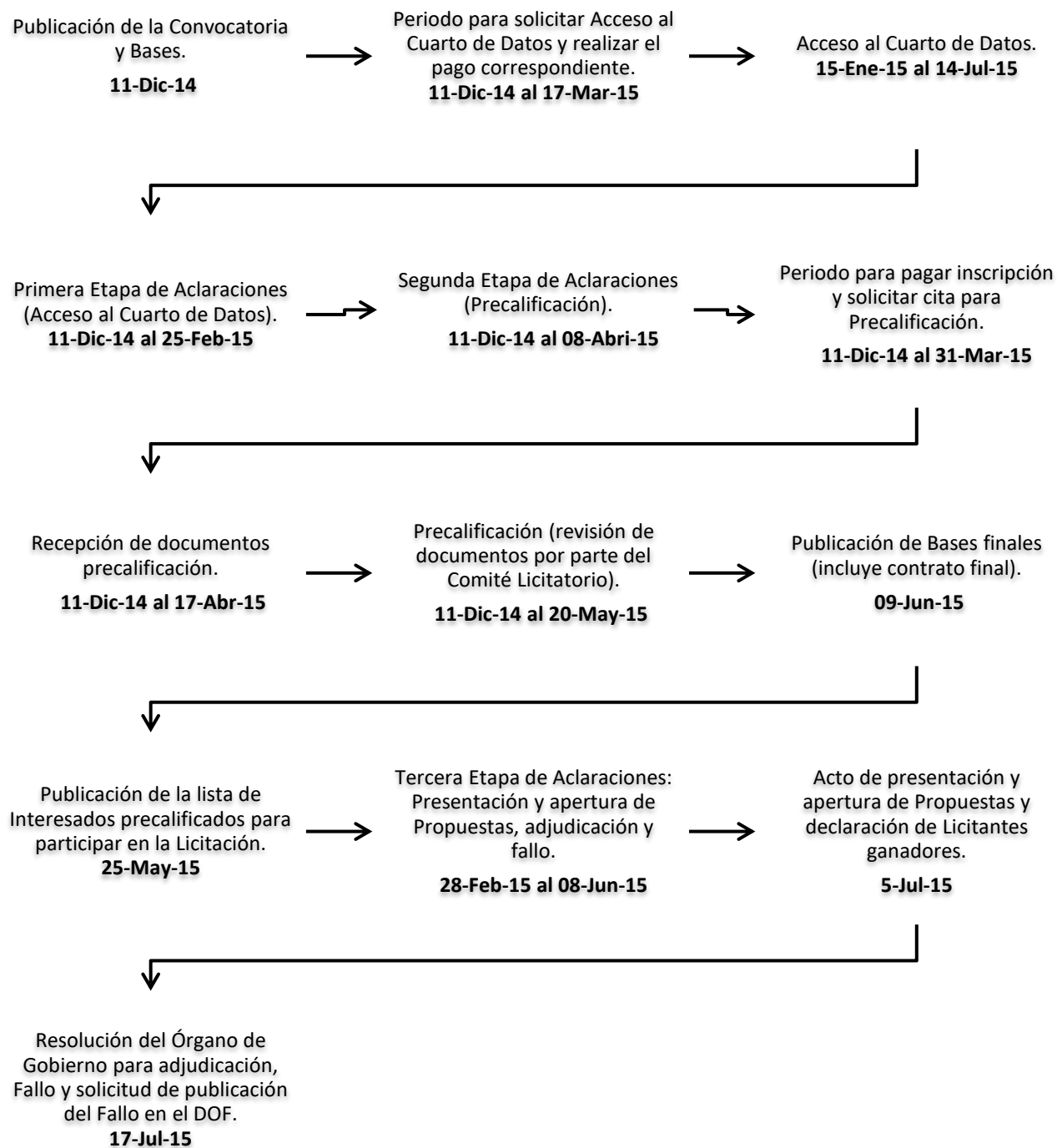


Figura 16. Proceso licitatorio de la Primera Convocatoria de la Ronda Uno.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

A continuación, se presenta un resumen de los resultados de las Propuestas Económicas de cada área contractual

Evaluación del Área Contractual 2			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento porcentual en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Propuesta Económica
Valores mínimos de adjudicación	40	0	
Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V., en Consorcio con Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.	55.99	10	51.972
Hunt Overseas Oil Company	54.55	5	50.213

Tabla 15 . Evaluación del Área Contractual 2, Primer Lugar vs Segundo Lugar respecto al VPO.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta Para el área contractual 2, fue de **51.972** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de participación del Estado en la Utilidad Operativa es de **55.99%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **10%**.

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.1))^{1/2} = 15.81$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Participación} + 0.1 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 55.99 + 0.1 \times 15.81 = 51.972$$

Donde:

VPO = Valor Ponderado de la Propuesta Económica

Participación = El valor de participación del Estado en la Utilidad Operativa, expresado en dos dígitos y 2 decimales.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Incremento de Inversión = Valor del incremento porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo para el Área Contractual correspondiente, expresado como proporción de la unidad considerando dos decimales.

Evaluación del Área Contractual 7			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento porcentual en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Propuesta Económica
Valores mínimos de adjudicación	40	0	
Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V., en Consorcio con Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.	68.99	10	63.67
Statoil E&P México S.A. de C.V.	65	86	63.14

Tabla 16. Evaluación del Área Contractual 7, Primer Lugar vs Segundo Lugar respecto al VPO.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta Para el área contractual 2, fue de **63.67** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de participación del Estado en la Utilidad Operativa es de **68.99%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **10%**.

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.1))^{1/2} = 15.81$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Participación} + 0.1 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 68.99 + 0.1 \times 15.81 = 63.67$$

En Resumen:

- Se asignaron 2 contratos para exploración y extracción en campos de aguas someras.
- Las 12 áreas restantes fueron declaradas desiertas debido a que no se presentó ninguna propuesta por parte de los licitantes.
- Los contratos asignados tienen asociada una inversión compartida por 2,700 millones de dólares durante la vigencia de los contratos.

- Considerando el marco fiscal en su totalidad, el Estado estará recibiendo el 74% de las utilidades en el primer contrato, y el 83% en el segundo contrato.

Para las áreas contractuales en las que se declararon ganadores, se recibieron, en promedio, 3 propuestas económicas. El valor de las propuestas ganadoras excedió significativamente los valores mínimos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Como resultado del proceso, se asignaron 2 contratos al consorcio integrado por las empresas Premier Oil LLC, Sierra Oil and Gas y Talos Energy. El monto limitado de contratos asignados es debido en parte al contexto internacional complejo por el que se encuentra pasando el sector petrolero.

El porcentaje de la participación del Estado en la Utilidad Operativa de las ofertas ganadoras fue de 55.99% y 68.99% para los bloques 2 y 7, respectivamente. Esto se suma a los ingresos que el Estado obtendrá por el pago de regalías, el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y el impuesto sobre la renta. Considerando estos elementos adicionales, el Estado recibirá 74% y 83% para los bloques 2 y 7, respectivamente, de la utilidad generada por los contratos de exploración y extracción. En virtud de que el contrato contiene un esquema fiscal progresivo, en caso de presentarse un alza en los precios de los hidrocarburos o se descubran volúmenes de petróleo o gas superiores a lo previsto, el Estado percibirá un porcentaje mayor de la utilidad total del proyecto

Los ganadores de las Áreas Contractuales se muestran en el Tabla 17.

Área contractual	Licitante ganador	Modalidad	Inversión asociada (millones de dólares)
Bloque 2	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.	Producción compartida	2,700
Bloque 7	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.	Producción compartida	

Tabla 17. Ganadores de la Primera Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

Área contractual	Total de propuestas recabadas	Propuestas por encima del valor mínimo	Propuesta ganadora				Producción Esperada		Participación Total del Estado en las utilidades. Esperado y máximo (%)
			Licitante	Participación del Estado (%)	Compromiso de Inversión Adicional (%)	Inversión Mínima Garantizada (millones de dólares)	Promedio diaria (Mbpce)	Total (Mbpce)	
2	3	2	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de CV en consorcio con Talos Energy y Premier Oil OLC	55.99	10	81.85	12.3	158	74% esperado 80% máximo
7	5	4	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de CV en	68.99	10	69.26	11.2	143	83% esperadp
Promedio	4	3		62	10	75.56	11.8	150.5	78% esperado
Total	8	6				151.11	23.6	301	87% máximo

Tabla 18. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Uno

Fuente: Secretaría de Energía

1.11.3.2 Ronda 1 Licitación 2; Aguas Someras Extracción y Cuencas del Sureste

El 27 de febrero de 2015 se publicó la segunda convocatoria para la adjudicación de contratos de producción compartida para la extracción de hidrocarburos con 5 áreas contractuales con nueve campos descubiertos localizados en Aguas Someras. En esta Ronda incluían reservas certificadas en una superficie total de 280.9 km².



Figura 17. Áreas contractuales correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	30/09/2015
Número de bloques	5
Provincia geológica	Salina del Istmo Pilar-Reforma-Akal
Edades del play	Plioceno Medio Terciario Cretácico Medio Jurásico
Litologías	Arena Caliza
Tipos de hidrocarburos	Aceite pesado Aceite Medio Aceite ligero Aceite super ligero
Tipos de contrato	Producción compartida

Tabla 19. Datos Generales correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

El proceso de las regalías de licitación para las Rondas Licitatorias es:

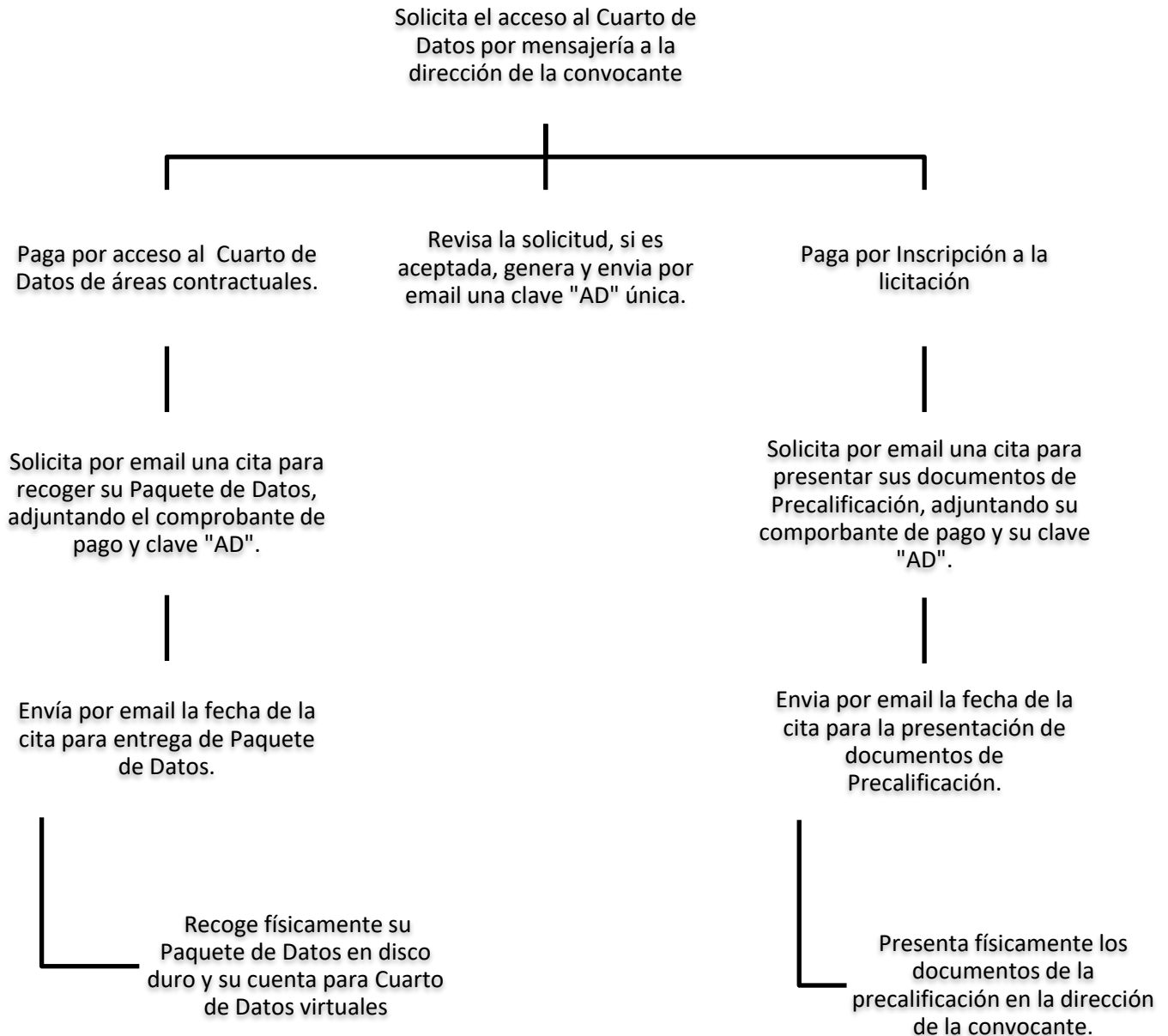


Figura 18. Proceso de las reglas de Licitación, acciones del interesado vs acciones de convocante.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

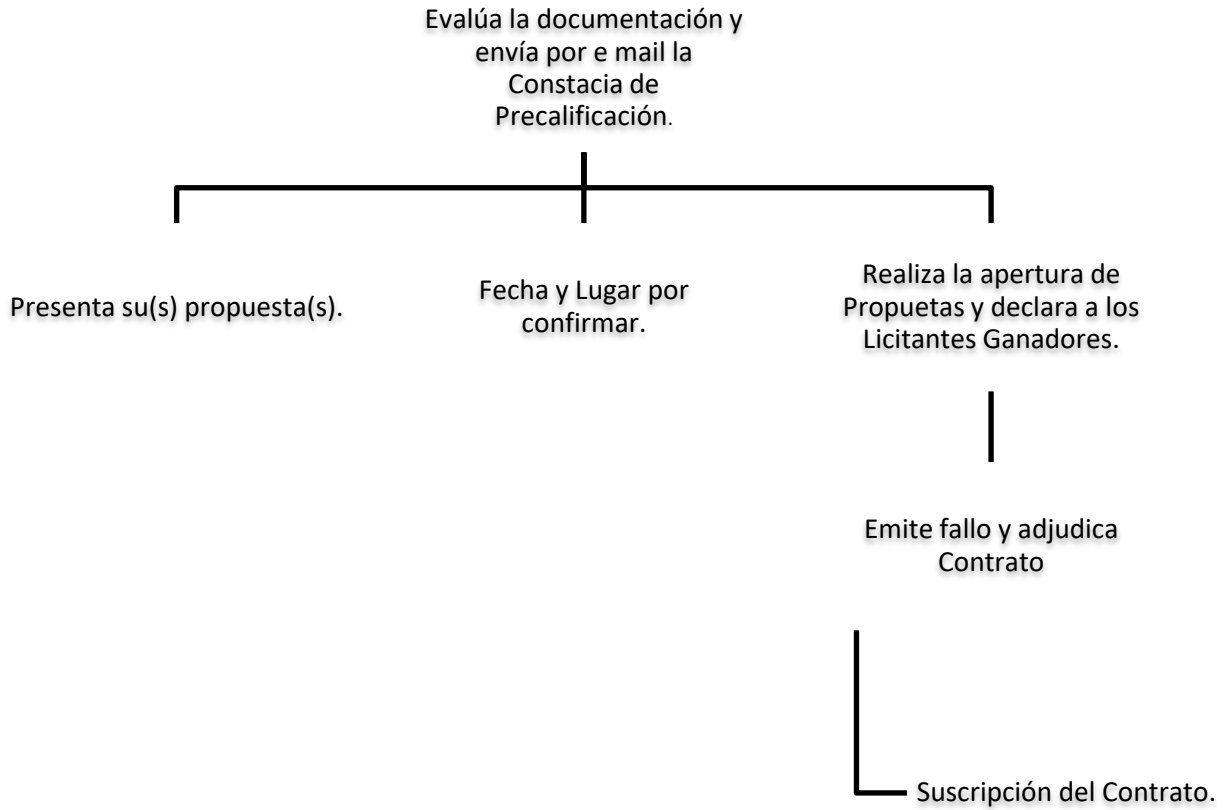


Figura 19 Proceso de las reglas de Licitación, acciones del interesado vs acciones de convocante.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

En este proceso licitatorio, el pago por acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$5,300,000 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$280,000 pesos.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

El calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno de Aguas Someras Extracción.

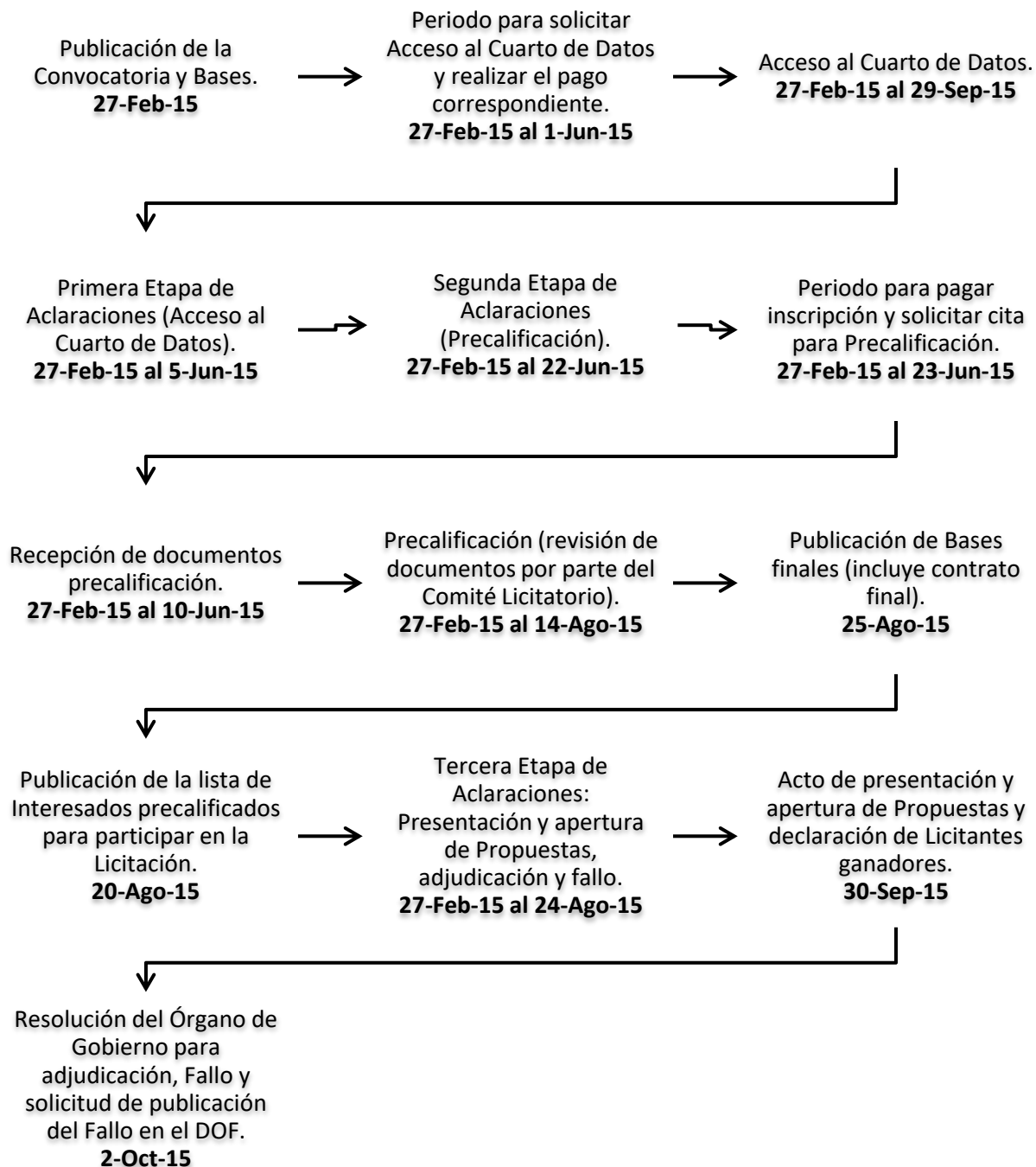


Figura 20. Proceso licitatorio de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público informó el día 14 de septiembre los valores mínimos de la participación del Estado en la utilidad operativa los cuales se observan en la siguiente tabla.

Área Contractual	Campos	Valor Mínimo de la participación del Estado en la utilidad operativa
1	Amoca, Miztón y Tecoailli	34.8%
2	Hokchi	35.9%
3	Xulum	30.2%
4	Ichalkil y Pokoch	33.7%
5	Misión y Nak	35.2%

Tabla 20. Valores mínimos de la participación del estado en la utilidad operativa.
Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

La participación del Estado en la utilidad Operativa define la distribución de utilidades entre el estado y el contratista, por lo que es variable de adjudicación que recibe mayor ponderación en la evaluación de ofertas. El Estado también recibirá ingresos por la extracción de hidrocarburos, Impuestos sobre la Renta y las regalías Básicas.

Las propuestas Económicas Ganadoras correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno se muestran a continuación.

Evaluación del Área Contractual 1			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento porcentual en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Propuesta Económica
Valores mínimos de adjudicación	34.8	0	
Eni International B.V.	83.75	33	78.247
Lukoil Overseas Netherlands B.V.	75.1	0	67.59

Tabla 21. Evaluación del Área Contractual 1, correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 1, fue de **78.247** el cual se calcula de la siguiente forma:

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

- La propuesta de participación del Estado en la Utilidad Operativa es de **83.75%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **33%**.

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.33))^{1/2} = 28.72$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Participación} + 0.1 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 83.75 + 0.1 \times 28.72 = 78.247$$

Evaluación del Área Contractual 2			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento porcentual en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Propuesta Económica
Valores mínimos de adjudicación	35.9	0	
Pan American Energy LLC, en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A de C.V.	70	100	68
Fieldwood Energy LLC, en consorcio con Petrobal S.A.P.I de C.V.	65	10	60.081

Tabla 22. Evaluación del Área Contractual 2, correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 2, fue de **68** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de participación del Estado en la Utilidad Operativa es de **70%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Participación} + 0.1 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 70 + 0.1 \times 50 = 68$$

Evaluación del Área Contractual 4			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento porcentual en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Propuesta Económica
Valores mínimos de adjudicación	33.7	0	
Fieldwood Energy LLC, en consorcio con Petrobal S.A.P.I de C.V.	74	0	66.6

Tabla 23. Evaluación del Área Contractual 4, correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 4, fue de **66.6** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de participación del Estado en la Utilidad Operativa es de **74%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **0%**.

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{El Factor de Inversión Adicional} = (2500(0))^{1/2} = 0$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Participación} + 0.1 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 74 + 0.1 \times 0 = 66.6$$

En esta Segunda Licitación participaron 15 empresas nacionales e internacionales de reconocida capacidad técnica, agrupadas en 9 licitantes que presentaron un total de 15 ofertas. Para las áreas contractuales adjudicadas, se recibieron en promedio 5 propuestas. El valor de las propuestas ganadoras excedió en promedio en 41.9 % de los mínimos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

En esta licitación se adjudicaron 3 contratos, lo que representa un porcentaje de adjudicación de 60%, superior al promedio internacional. Las 2 áreas restantes fueron declaradas desiertas debido a que no se presentó ninguna propuesta por parte de los licitantes.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

El porcentaje de la participación del Estado en la Utilidad Operativa de las ofertas ganadoras fue de 83.75%, 70% y 74%, para las áreas contractuales 1, 2 y 4, respectivamente. Adicionalmente, los contratistas pagarán la cuota contractual para la fase exploratoria, los ingresos por el pago de regalías, el impuesto por las actividades de extracción de hidrocarburos y el impuesto sobre la renta; considerando todos estos elementos, el Estado recibirá entre 82% y 90% del valor de la utilidad de los proyectos. Adicionalmente, el contrato contiene un esquema fiscal progresivo de forma que, en caso de presentarse un alza en los precios de los hidrocarburos o de que se descubran volúmenes superiores a los previstos, México percibirá un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos.

El incremento en la inversión con respecto al Programa Mínimo de Trabajo fue de 44% en promedio, por lo que en los próximos tres años se esperan inversiones cercanas a 600 millones de dólares. En el caso de la inversión total a lo largo de la vigencia de estos contratos, se estima que podría ascender a 3.1 miles de millones de dólares.

Los ganadores en esta licitación fueron: las empresas ENI Internacional, ganadora del área contractual 1, el consorcio conformado por las empresas Pan American Energy LLC y E&P Hidrocarburos y Servicios ganadoras de la licitación del área contractual 2 y en el área contractual 4 resultó ganador el consorcio conformado por Fieldwood Energy LLC y Petrobal.

En resumen, La segunda convocatoria comprendió 9 campos en 5 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste.

El 30 de septiembre de 2015 se llevó a cabo el acto de presentación de propuestas y se adjudicaron tres de las cinco áreas contractuales ofertadas.

- Se asignaron 3 áreas contractuales en contratos de extracción de hidrocarburos ubicados en aguas someras del Golfo de México.
- Los contratos asignados requerirán de una inversión asociada de aproximadamente 3.1 miles de millones de dólares durante los próximos 25 años.
- Considerando el régimen fiscal definido en el Contrato y en las leyes, el Estado estará recibiendo entre 82% y 90% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados.

En la Tabla 24 se muestran los Licitantes ganadores, los cuales ofrecieron el mayor Valor Ponderado de la Oferta Económica.

Área contractual	Total de propuestas recabadas	Propuestas por encima del valor mínimo	Propuesta ganadora			Unidades de trabajo comprometidas	Inversión Mínima Garantizada (millones de dólares)	Producción Esperada		Participación Total del Estado en las utilidades. Esperado y máximo (%)
			Licitante	Participación del Estado (%)	Compromiso de Inversión Adicional (%)			Promedio diaria (Mbpce)	Total (Mbpce)	
1	9	9	Eni International	83.75%	33%	259,350	1,144	35	24.2	90% esperado 92% máximo
2	5	5	Pan American Energy LLC / E&P Hidrocarburos y Servicios	70%	100%	260,000	985	30	26.1	82% esperado 88% máximo
4	1	1	Fieldwood Energy LLC / Petrobal	74%	0%	130,000	1,009	25	11.5	84% esperado 85% máximo
Promedio	5	5		75.91%	44.33%	216,450	1,045	30	20.6	85.3% esperado
Total	15	15				649,350	3,138	90	61.8	88.3% máximo

Tabla 24. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno

Fuente: Secretaría de Energía

1.11.3.3 Ronda 1 Licitación 3; Terrestres, Extracción.

El 12 de mayo de 2015 se anunció la Tercera Convocatoria, la cual consideró 25 áreas contractuales para la extracción de hidrocarburos en zonas terrestres en Burgos, Tampico Misantla, Veracruz y Sureste.

Esta Ronda correspondió a campos de extracción de hidrocarburos. Los bloques se agruparon en tres zonas geográficas identificadas como:

- Campos Burgos;
- Campos Norte y
- Campos Sur

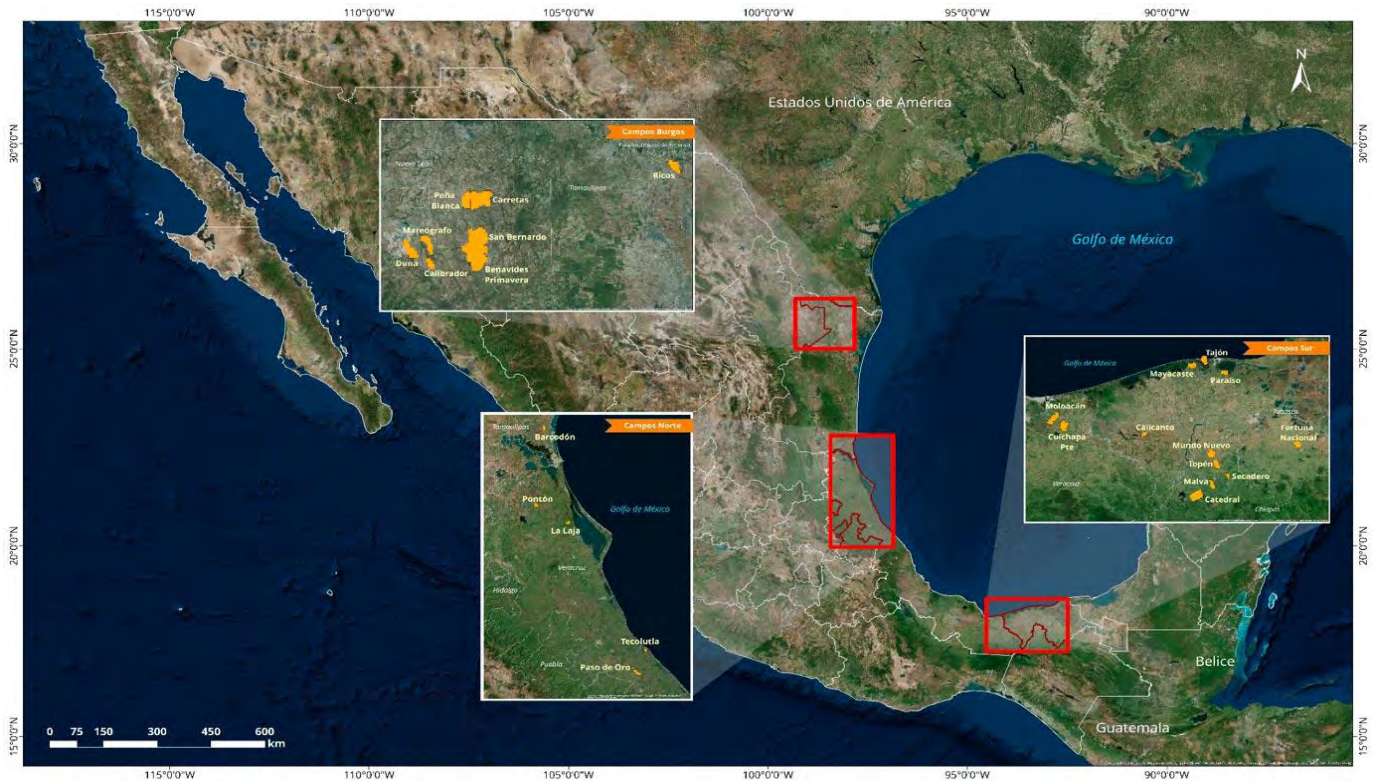


Figura 21. Bloques contractuales correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	15/12/2015
Número de bloques	25
Provincia geológica	Burgos Sureste Tampico-Misantla
Edades del play	Mioceno Cretácico (Inferior, Medio y Superior)
Litologías	Dolomía Arenisca, Arena
Tipos de hidrocarburos	Caliza Aceite ligero Aceite Superligero
Tipos de contrato	Licencia

Tabla 25 . Datos Generales correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$2,500,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$280,000 pesos.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

El calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno fue el siguiente:

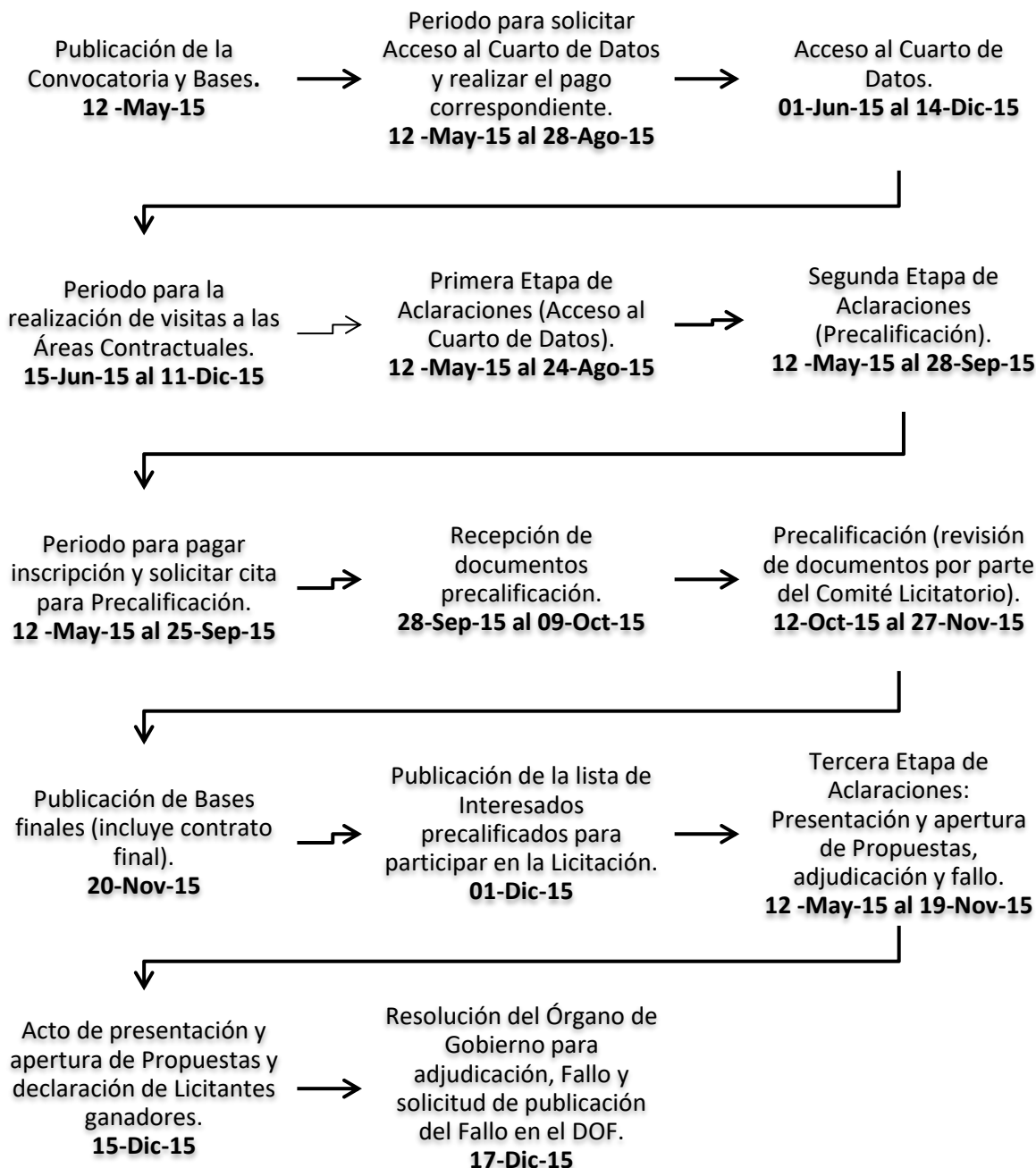


Figura 22. Proceso licitatorio de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Esta tercera licitación pública internacional de contratos para la extracción de hidrocarburos se realizó con éxito, ya que se obtuvieron los siguientes resultados.

- En total se asignaron 25 contratos para la extracción de hidrocarburos en Chiapas, Nuevo León, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz.
- En la licitación fueron asignados contratos a 18 nuevas empresas petroleras mexicanas.
 4. Los contratos asignados requerirán de una inversión asociada de aproximadamente 1,100 millones de dólares durante los próximos 25 años. Considerando el régimen fiscal definido en el Contrato y en las leyes secundarias, el Estado recibirá, en promedio, 63% de los ingresos brutos en los contratos adjudicados.

Los valores mínimos de regalía adicional acordados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público correspondientes a la Tercera Licitación de la Ronda Uno fueron los siguientes:

Área Contractual	Campos	Valor Mínimo de la Regalía Adicional
1	Barcodón	1.0%
2	Benavides-Primavera	2.5%
3	Calibrador	3.0%
4	Calicanto	5.0%
5	Carretas	1.0%
6	Catedral	1.0%
7	Cuichapa-Pte	2.5%
8	Duna	3.0%
9	Fortuna Nacional	1.0%
10	La Laja	1.0%
11	Malva	4.0%
12	Mareógrafo	4.0%
13	Mayacaste	10.0%
14	Moloacán	5.0%
15	Mundo Nuevo	10.0%
16	Paraíso	10.0%
17	Paso de Oro	1.0%
19	Pontón	1.0%
20	Ricos	3.0%
21	San Bernardo	1.0%
22	Secadero	1.0%
23	Tajón	5.0%
25	Topén	10.0%

Tabla 26. Valores Mínimos de la Regalía Adicional correspondiente a la Tercera Licitación de la Ronda Uno

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

A diferencia de los contratos de producción compartida contemplados en la Primera y Segunda Convocatoria de la Ronda Uno, los contratos bajo la modalidad de licencia utilizados en esta Tercera Convocatoria establecen que el estado recibirá una proporción de los ingresos brutos de cada Proyecto, en la forma de una regalía adicional.

La regalía adicional a favor del Estado se calcula en función del ingreso bruto, por lo que los costos de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos no se consideran para su determinación y pago. Además de la regalía adicional, el Estado también recibirá ingresos por la extracción de hidrocarburos, el impuesto sobre la renta y las regalías básicas.

Las propuestas Económicas Ganadoras correspondientes a la Tercera convocatoria de la Ronda Uno se muestran a continuación.

Evaluación del Área Contractual 1			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1.0	0	
Canamex Dutch	64.50	100	208.174
Roma Energy	48.10	70	155..698

Tabla 27. Evaluación del Área Contractual 1, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 1, fue de **208.174** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **64.50%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (64.50) = 225.75$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 225.75 + 0.10 \times 50 = 208.175$$

Donde:

- VPO = Valor Ponderado de la Propuesta Económica
- Factor de Regalía Adicional = Valor ajustado del valor de la Regalía Adicional determinada como un porcentaje del valor contractual de los Hidrocarburos, expresado en dos dígitos y dos decimales.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

Donde:

- Valor de Regalía Adicional = Valor correspondiente al porcentaje ofrecido al Estado en el Valor Contractual de los Hidrocarburos, expresado en dos dígitos y dos decimales.

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

Donde:

- Incremento de Inversión = valor del incremento porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo, para el Área Contractual correspondiente, expresado como proporción de la unidad considerando dos decimales.

Evaluación del Área Contractual 2			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	2.5	0	
Sist. Integrales	40.07	75	130.546
Servicios PJP4	29.41	100	97.636

Tabla 28. Evaluación del Área Contractual 2, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 2, fue de **130.546** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **40.07%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **75%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (40.07) = 140.24$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(.75))^{1/2} = 43.30$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 140.24 + 0.10 \times 43.30 = 130.546$$

Evaluación del Área Contractual 3			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	3	0	
Manufacturero Mx	41.77	100	136.57
GPA Energy	12.07	35	40.974

Tabla 29. Evaluación del Área Contractual 3, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 3, fue de **136.570** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **41.77%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (41.77) = 146.19$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 146.19 + 0.10 \times 50 = 136.571$$

Evaluación del Área Contractual 4			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	5	0	
Grupo Diarqco	81.36	18	258.405
Conequipos Ing.	32.70	1	103.505

Tabla 30. Evaluación del Área Contractual 4, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 4, fue de **258.405** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **81.36%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **18%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (81.36) = 284.76$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.18))^{1/2} = 21.21$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 284.76 + 0.10 \times 21.21 = 258.405$$

Evaluación del Área Contractual 5			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Strata	50.86	100	165.208
Iberoamericana	30.11	100	99.841

Tabla 31. Evaluación del Área Contractual 5, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 5, fue de **165.208** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **50.86%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\mathbf{50.86}) = 178.01$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\mathbf{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\mathbf{1}))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times \mathbf{178.01} + 0.10 \times \mathbf{50} = \mathbf{165.209}$$

Evaluación del Área Contractual 6			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Diavaz Offshore	63.90	0	201.285
Tonalli Energía	53.77	21	171.662

Tabla 32. Evaluación del Área Contractual 6, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 6, fue de **201.285** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **63.90%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **0%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\mathbf{63.90}) = 223.65$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(0))^{1/2} = 0$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 223.65 + 0.10 \times 0 = 201.285$$

Evaluación del Área Contractual 7			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	2.5	0	
Lifting Mx	60.82	99	196.557
Sánchez-Olium	56.54	100	182.1

Tabla 33. Evaluación del Área Contractual 7, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 7, fue de **196.557** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **60.82%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **99%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (60.82) = 212.87$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.99))^{1/2} = 49.74$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 212.87 + 0.10 \times 49.74 = 196.557$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 8			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	3	0	
Industriales Globales	20.08	88	67.942
Sarreal	9.28	80	33.704

Tabla 34. Evaluación del Área Contractual 8, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 8, fue de **67.942** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20.08%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **88%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (20.08) = 70.28$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.88))^{1/2} = 46.90$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 70.28 + 0.10 \times 46.90 = 67.942$$

Evaluación del Área Contractual 9			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Cía. Perseus	36.88	100	121.171
Roma Energy	12.97	100	45.85

Tabla 35. Evaluación del Área Contractual 9, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 9, fue de **121.171** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **36.88%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (36.88) = 129.08$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 129.08 + 0.10 \times 50 = 121.172.$$

Evaluación del Área Contractual 10			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Geo Estratos.	66.30	100	213.844
Conequipos Ing.	29.69	1	94.019

Tabla 36. Evaluación del Área Contractual 10 correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 10, fue de **213.844** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **66.30%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (66.30) = 232.05$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 232.05 + 0.10 \times 50 = 213.845$$

Evaluación del Área Contractual 11			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	4	0	
Renaissance Oil	57.39	100	185.773
Lifting Mx	57.81	36	185.096

Tabla 37. Evaluación del Área Contractual 11, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 11, fue de **185.773** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **57.39%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (57.39) = 200.86$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 200.86 + 0.10 \times 50 = 185.774$$

Evaluación del Área Contractual 12			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	4	0	
Manufacturero Mx	34.25	100	112.882
Sist. Integrales	33.47	76	109.784

Tabla 38. Evaluación del Área Contractual 12, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 12, fue de **112.882** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **34.25%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (34.25) = 119.87$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 119.87 + 0.10 \times 50 = 112.883$$

Evaluación del Área Contractual 13			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	10	0	
Renaissance Oil	60.36	0	190.134
Lifting Mx	35.89	100	118.048

Tabla 39. Evaluación del Área Contractual 13, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 13, fue de **190.134** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **60.36%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **0%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\mathbf{60.36}) = 211.26$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\mathbf{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\mathbf{0}))^{1/2} = 0$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times \mathbf{211.26} + 0.10 \times \mathbf{0} = \mathbf{10.134}$$

Evaluación del Área Contractual 14

Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	5	0	
Canamex Dutch	85.69	0	269.919
Roma Energy	50.99	100	165.613

Tabla 40. Evaluación del Área Contractual 14, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 14, fue de **269.919** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **85.69%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **0%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\mathbf{85.69}) = 299.91$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(0))^{1/2} = 0$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 299.91 + 0.10 \times 0 = 269.919$$

Evaluación del Área Contractual 15			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	10	0	
Renaissance Oil	80.69	25	256.669
Diavaz Offshore	78.90	100	253.534

Tabla 41. Evaluación del Área Contractual 15, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 15, fue de **256.669** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **80.69%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **25%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (80.69) = 282.41$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.25))^{1/2} = 25$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 282.41 + 0.10 \times 25 = 256.669$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Evaluación del Área Contractual 16			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	10	0	
Roma Energy	35.99	100	118.363
Grupo Diarqco	12.36	0	Sin garantía

Tabla 42. Evaluación del Área Contractual 16, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 16, fue de **118.363** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **35.99%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (35.99) = 125.96$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 125.96 + 0.10 \times 50 = 118.364$$

Evaluación del Área Contractual 17			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Geo Estratos	67.61	30	215.705
Lifting Mx	10.20	4	33.13

Tabla 43. Evaluación del Área Contractual 17, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 17, fue de **215.705** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **67.61%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **30%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\mathbf{67.61}) = 236.63$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\mathbf{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\mathbf{0.30}))^{1/2} = 27.38$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times \mathbf{236.63} + 0.10 \times \mathbf{27.38} = \mathbf{215.705}$$

Evaluación del Área Contractual 18			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	5	0	
Strata	50.86	100	165.208
Diavaza Offshore	49.50	0	155.925

Tabla 44. Evaluación del Área Contractual 18, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 18, fue de **165.208** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **50.86%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\mathbf{50.86}) = 178.01$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 178.01 + 0.10 \times 50 = 165.209$$

Evaluación del Área Contractual 19

Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Geo Estratos	61.50	100	198.724
Renaissance	21.39	50	70.909

Tabla 45. Evaluación del Área Contractual 19, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 19, fue de **198.724** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **61.50%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (61.50) = 215.25$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 215.25 + 0.10 \times 50 = 198.725$$

Evaluación del Área Contractual 20			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	3	0	
Strata	41.50	100	135.724
Steel Serv	12.36	15	40.87

Tabla 46. Evaluación del Área Contractual 20, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 20, fue de **135.724** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **41.50%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (41.50) = 145.25$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 145.25 + 0.10 \times 50 = 135.725$$

Evaluación del Área Contractual 21			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Sarreal	10.56	80	37.736
Strata	11.00	10	36.231

Tabla 47. Evaluación del Área Contractual 22, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 21, fue de **37.736** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **10.56%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **80%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (10.56) = 36.96$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.80))^{1/2} = 44.72$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 36.96 + 0.10 \times 44.72 = 37.736$$

Evaluación del Área Contractual 22

Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Grupo R E&P	60.74	100	196.330
Renaissance Oil	59.09	25	188.629

Tabla 48. Evaluación del Área Contractual 22, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 22, fue de **196.33** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **60.74%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (60.74) = 212.59$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 212.59 + 0.10 \times 50 = 196.331$$

Evaluación del Área Contractual 23

Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	5	0	
Cía Persus	60.88	100	196.771
Canamex Dutch.	15.19	0	47.844

Tabla 49. Evaluación del Área Contractual 23, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 23, fue de **196.771** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **60.88%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (60.88) = 213.08$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 213.08 + 0.10 \times 50 = 196.772$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 24			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1	0	
Geo Estratos	68.40	100	220.459
Tonalli Energía	31.22	0	98.343

Tabla 50. Evaluación del Área Contractual 24, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 24, fue de **220.459** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **68.40%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **100%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (68.40) = 239.40$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(1))^{1/2} = 50$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 239.40 + 0.10 \times 50 = 220.46$$

Evaluación del Área Contractual 25			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo (%)	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	10	0	
Renaissance Oil	78.79	25	250.684
Diavaz Offshore	76.30	100	245.344

Tabla 51. Evaluación del Área Contractual 25, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 25, fue de **250.684** el cual se calcula de la siguiente forma:

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **78.79%**
- El incremento en el Programa Mínimo de Trabajo presentado es de **25%**.

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (\text{Valor de Regalía Adicional})$$

$$\text{Factor de Regalía Adicional} = 3.5 (78.79) = 275.76$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(\text{Incremento de Inversión}))^{1/2}$$

$$\text{Factor de Inversión Adicional} = (2500(0.25))^{1/2} = 25$$

Finalmente, el Valor Ponderado de la Oferta se obtiene como se muestra:

$$\text{VPO} = 0.90 \times \text{Factor de Regalía Adicional} + 0.10 \times \text{Factor de Inversión Adicional}$$

$$\text{VPO} = 0.90 \times 275.76 + 0.10 \times 25 = 250.684$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Área contractual	Total de propuestas recabadas	Propuesta ganadora		Compromiso de Inversión Adicional (%)	Unidades de trabajo comprometidas	Inversión Esperada Total (millones de dólares)	Producción máxima esperada (Mbpce / día)	Participación Total del Estado en el ingreso esperado (%)
		Licitante	Regalía Adicional (%)					
Barcodón	11	Díavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	64.50	100%	9,400	72.8	1.8	72
Benavides-Primavera	9	NUVOIL, S.A. DE C.V. Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V. Constructora Marusa, S.A. de C.V.	40.07	75%	8,050	33.7	11.1	47.5
Calibrador	7	Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	41.77	100%	9,200	3.1	0.4	49.27
Calicanto	5	Grupo Diargco, S.A. de C.V.	81.36	18%	5,428	60	1.4	88.86
Carretas	8	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	50.86	100%	9,200	4.2	0.3	58.36
Catedral	11	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	63.90	0%	4,600	100	3.6	71.4
Cuichapa pte.	16	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de Mexico, S.A. de C.V.	60.82	99%	9,552	4.1	0.8	68.32
Duna	3	Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.	20.08	88%	8,648	17.5	7.6	27.58
Fortuna Nacional	6	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	36.88	100%	9,200	42	1.3	44.38
La Laja	2	GEO ESTRATOS MXOL EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, S.A.P.I. DE C.V. Geo Estratos, S.A. de C.V.	66.30	100%	9,200	7	3.1	73.8
Malva	7	Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V.	57.39	100%	9,400	17.5	7.6	64.89
Mareógrafo	9	Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	34.95	100%	9,200	8	0.1	41.75
Mayacaste	4	Grupo Diargco, S.A. de C.V.	60.36	0%	8,700	3.2	0.1	67.86
Maloacán	10	PERFOLAT DE MÉXICO, S.A. DE C.V. CANAMEX DUTCH B.V. AMERICAN OIL TOOLS s. de R.L. de C.V.	85.69	0%	5,000	3.2	0.3	93.19
Mundo Nuevo	16	Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V.	80.69	25%	5,750	627	14.3	88.19
Paraiso	2	TUBULAR TECHNOLOGY, S.A. DE C.V. GX GEOSCIENCE CORPORATION, S. DE R.L. DE C.V. ROMA ENERGY HOLDINGS, LLC	35.99	100%	17,400	3	0.1	43.49
Paso de Oro	2	GEO ESTRATOS MXOL EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, S.A.P.I. DE C.V. Geo Estratos, S.A. de C.V.	67.61	30%	5,980	17.5	7.6	75.11
Peña Blanca	10	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	50.86	100%	9,200	3.2	2.2	58.36
Pontón	6	GEO ESTRATOS MXOL EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, S.A.P.I. DE C.V. Geo Estratos, S.A. de C.V.	61.50	100%	9,200	10	2	69
Ricos	6	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	41.50	100%	9,200	34.5	2.2	49
San Bernardo	6	SARREAL, S.A. de C.V.	10.56	80%	8,280	10	1.7	18.06
Secadero	8	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.	60.74	100%	9,200	9	2	68.24
Tajón	3	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	60.88	100%	9,200	12.5	2.2	68.38
Tecolutla	3	GEO ESTRATOS MXOL EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, S.A.P.I. DE C.V. Geo Estratos, S.A. de C.V.	68.40	100%	9,200	16	2.6	75.9
Topén	22	Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V.	78.79	25%	5,750	3	0.6	86.29
Promedio	8		55	74.00%	8,526	45	3	63
Total	192					1,122	77	

Tabla 52. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno

Fuente: Secretaría de energía

El porcentaje de la Regalía Adicional de las posturas ganadoras fue de 55% de los ingresos brutos en promedio, para las 25 áreas contractuales adjudicadas. Los contratistas pagarán la cuota contractual para la fase exploratoria, los ingresos por el pago de regalías básicas, el impuesto por las actividades de extracción de hidrocarburos y el impuesto sobre la renta. Considerando todos estos elementos, el Estado recibirá, en promedio, entre 18.1% y 93.2% del valor de los ingresos brutos de los proyectos.

El contrato contiene un esquema fiscal progresivo de forma que, en caso de presentarse un alza en los precios de los hidrocarburos o de que se descubran volúmenes superiores a los previstos, el Estado percibirá un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos.

El incremento en la inversión con respecto al Programa Mínimo de Trabajo fue de 73.6% en promedio, por lo que en los próximos cinco años se esperan inversiones cercanas a 623 millones de dólares. Se estima que la inversión total a lo largo de la vigencia de estos contratos podría ascender a 1,100 millones de dólares.

En resumen:

- Esta convocatoria buscó impulsar el desarrollo de empresas mexicanas, existentes y de nueva creación con el objetivo de desarrollar una industria petrolera nacional competitiva
- La extensión territorial de las áreas fue de 777.6 km²
- Esta convocatoria utilizó el contrato de licencia
- El 15 de diciembre de 2015, se presentaron las ofertas y se adjudicaron 25 áreas contractuales, obteniendo el 100% de éxito.

1.11.3.4 Ronda 1 Licitación 4: Aguas Profundas, Exploración y Extracción

Durante el diciembre de 2015 se publicó la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno, en la cual inició el proceso de 10 áreas contractuales con contratos de exploración y extracción de licencia en aguas profundas y ultra profundas en el Golfo de México Profundo.

Las 10 áreas contractuales están localizadas en aguas profundas del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras:

- Cinturón Plegado Perdido y
- Cuenca Salina.

4 áreas contractuales se localizan en el Cinturón Plegado Perdido con una extensión de 8,218 km² y 6 se encuentran en la Cuenca Salinas del Istmo, con una extensión de 15,617 km².

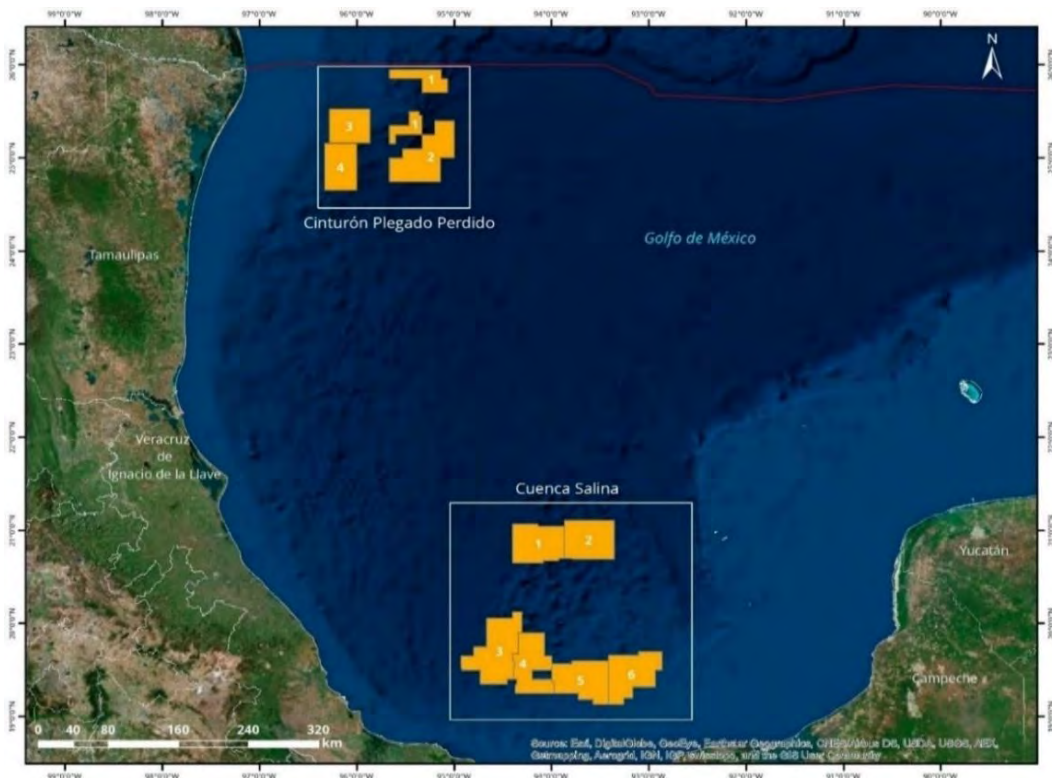


Figura 23. Áreas contractuales correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	05/12/2016
Número de bloques	10
Provincia geológica	Cinturón Plegado Perdido Cuenca Salina
Edades del play	Paleógeno Neógeno Mesozoico Jurásico Superior, Cretácico Fracturado
Litologías	Arena grano medio y fino Caliza fracturada, Brechas. Packstone/Grainstone
Tipos de hidrocarburos	Aceite superligero Aceite ligero Aceite extrapesado Gas húmedo
Tipos de contrato	Licencia

Tabla 53. Datos Generales correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$35,500,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$280,000 pesos.

El calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno de Aguas Profundas Exploración y Extracción Golfo de México Profundo.

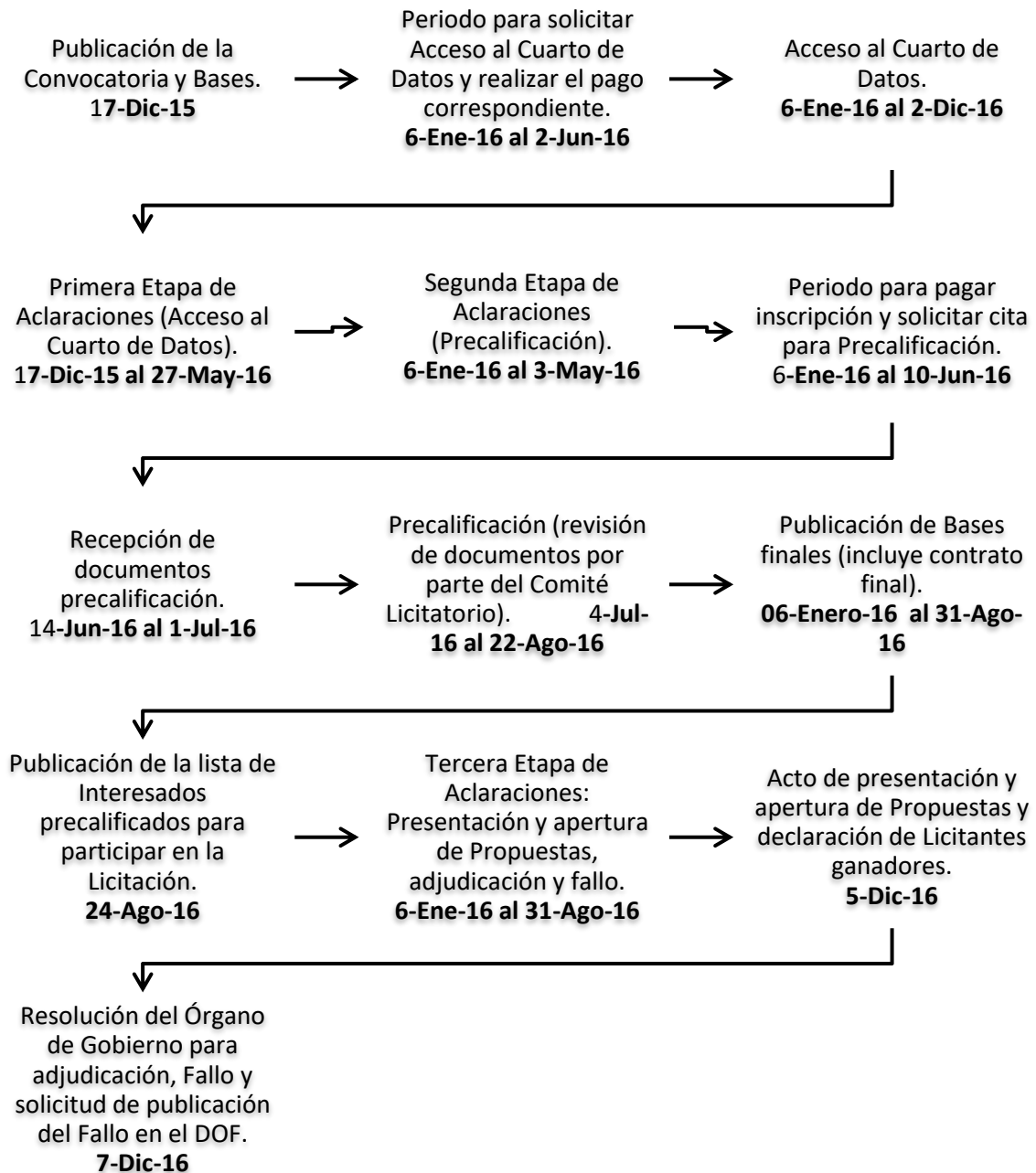


Figura 24. Proceso licitatorio de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público determinó los valores mínimos aceptables respecto a cada una de las variables que componen la Propuesta Económica, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Valores mínimos		
Área Contractual	Valor de la regalía adicional (%)	Factor de inversión adicional
Cinturón Plegado Perdido		
1	3.10%	1.5, 1, 0
2	3.10%	1.5, 1, 0
3	3.10%	1.5, 1, 0
4	3.10%	1.5, 1, 0
Cuenca Salina		
1	1.90%	1.5, 1, 0
2	1.90%	1.5, 1, 0
3	1.90%	1.5, 1, 0
4	1.90%	1.5, 1, 0
5	1.90%	1.5, 1, 0
6	1.90%	1.5, 1, 0

Tabla 54. Valores Mínimos de la Regalía Adicional y Factor de Inversión correspondiente a la Cuarta Licitación de la Ronda Uno

Dado que la modalidad de contratos es Licencia, estos contratos se asignaron en base a propuestas de regalías adicionales por parte de los Licitantes.

Las Propuestas Económicas ganadoras se muestran a continuación:

Evaluación del Área Contractual 1: Cinturón Plegado Perdido

Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	3.1	1.5, 1, 0	
China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V	17.01	1.5	100.476
PEMEX Exploración y Producción.	6.65	1	43.459

Tabla 55. Evaluación del Área Contractual 1-Cinturón Plegado Perdido, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 1 de la provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 1, fue de **100.476**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **17.01%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \left(\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right)$$

$$VPO = 4 \left(17.01 + \left(11.5 \times \frac{17.01}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right) = 100.476$$

Donde:

- VPO = Valor Ponderado de la Propuesta Económica
- Regalía Adicional = Valor de la Regalía Adicional determinada como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos, expresado en dos dígitos y dos decimales-
- Factor de inversión = Variable discreta relativa al compromiso de inversión durante el periodo de Exploración que sólo podrá tomar los siguientes valores:
 - a) 1.5, en caso de que el Licitante adquiriera el compromiso de inversión adicional en unidades de trabajo equivalentes a 2 pozos durante el Período de Exploración.
 - b) 1, en caso de que el Licitante adquiriera el compromiso de inversión adicional en unidades de trabajo equivalentes a 1 pozos durante el Período de Exploración.
 - c) 0, en caso de que el Licitante no adquiriera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 2: Cinturón Plegado Perdido

Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	3.1	1.5, 1, 0	
Total, E&P México, S.A. de C.V. en Consorcio con ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V.	5.00	1.5	44.150

Tabla 56. Evaluación del Área Contractual 2-Cinturón Plegado Perdido, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 2 de la provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 2, fue de **44.150**.
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **5%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \left(\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right)$$

$$VPO = 4 \left(5 + \left(11.5 \times \frac{5}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right) = 44.150$$

Evaluación del Área Contractual 3: Cinturón Plegado Perdido

Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	3.1	1.5, 1, 0	
Chevron Energía de México, S. de R.L de C.V., en Consorcio con PEMEX Exploración y Producción e Inpex Corporation	7.44	0	29.760

Tabla 57. Evaluación del Área Contractual 3 -Cinturón Plegado Perdido, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 3 de la provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 3, fue de **29.760**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **7.44%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO= 4 \left(\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalia Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right)$$

$$VPO= 4 \left(7.44 + \left(11.5 \times \frac{7.44}{100} + 3.45 \right) \times 0 \right) = 29.760$$

Evaluación del Área Contractual 4: Cinturón Plegado Perdido

Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	3.1	1.5, 1, 0	
China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V	15.01	1	80.774

Tabla 58. Evaluación del Área Contractual 4 -Cinturón Plegado Perdido, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 4 de la provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 4, fue de **80.774**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **15.01%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforado durante el periodo de exploración.

$$VPO= 4 \left(\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalia Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right)$$

$$VPO= 4 \left(15.01 + \left(11.5 \times \frac{15.01}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right) = 80.744$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 5: Cuenca Salina			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1.9	1.5, 1, 0	
Statoil E&P México, S.A. de C.V. en Consorcio con BP Exploration México, S.A. de C.V. y Total E&P México, S.A. de C.V.	10	1	58.400

Tabla 59. Evaluación del Área Contractual 5- Cuenca Salina, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 1 de la provincia petrolera Cuenca Salina se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 1, fue de **58.400**.
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **10%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforado durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \left(\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right)$$

$$VPO = 4 \left(10 + \left(11.5 \times \frac{10}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right) = 58.400$$

Evaluación del Área Contractual 7: Cuenca Salina			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1.9	1.5, 1, 0	
Statoil E&P México, S.A. de C.V. en Consorcio con BP Exploration México, S.A. de C.V. y Total E&P México, S.A. de C.V.	10.00	1	58.400

Tabla 60. Evaluación del Área Contractual 7- Cuenca Salina, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 3 de la provincia petrolera Cuenca Salina se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 2, fue de **58.400**.
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **10%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforado durante el periodo de exploración.

$$VPO= 4 \left(\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right)$$

$$VPO= 4 \left(10 + \left(11.5 \times \frac{10}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right) = 58.400$$

Evaluación del Área Contractual 8: Cuenca Salina			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1.9	1.5, 1, 0	
PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. en Consorcio con Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.	22.99	0	91.960
Statoil E&P México, S.A. de C.V. en Consorcio con BP Exploration México, S.A. de C.V. y Total E&P México, S.A. de C.V.	13.00	1.5	81.670

Tabla 61. Evaluación del Área Contractual 8 - Cuenca Salina, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 4 de la provincia petrolera Cuenca Salina se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 4, fue de **91.960**.
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **22.99%**
- El Licitante no adquiere el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO= 4 \left(\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right)$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

$$VPO= 4 \left(22.99 + \left(11.5 \times \frac{22.99}{100} + 3.45 \right) \times 0 \right) = 91.960$$

Evaluación del Área Contractual 9: Cuenca Salina			
Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos de adjudicación	1.9	1.5, 1, 0	
Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. en Consorcio con Ophir México Holdings Limited, PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. y Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.	26.91	1	133.818
Atlantic Rim México, S. de R.L. de C.V. En Consorcio con Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.	19.00	1.5	110.325

Tabla 62. Evaluación del Área Contractual 9 - Cuenca Salina, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 5 de la provincia petrolera Cuenca Salina se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 5, fue de **133.818**.
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **26.91%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforado durante el periodo de exploración.

$$VPO= 4 \left(\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right)$$

$$VPO= 4 \left(26.91 + \left(11.5 \times \frac{26.91}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right) = 133.818$$

En resumen:

El 28 de febrero de 2017 se suscribió el Contrato correspondiente al área Contractual 3 de la subprovincia petrolera Cinturón Plegado Perdido.

Los Contratos de las 7 áreas Contractuales restantes, se suscribieron el 10 de marzo de 2017.

- Se asignaron 8 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México.
- Los contratos asignados tienen una inversión asociada de aproximadamente 34.4 miles de millones de dólares durante los próximos 35 años.
- La regalía adicional fue de 14.3% en promedio. Adicionalmente los contratistas generaron ingresos al Estado mediante una regalía básica, Impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y el Impuesto sobre la renta.
- El Estado recibirá, en promedio, entre 59.8% y 66.1% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados.
- Resultado de lo anterior, 11 empresas internacionales operarán por primera vez en México.
- El incremento en la inversión con respecto al Programa mínimo de Trabajo fue de 1 pozo en promedio, por lo que en los próximos cuatro años se esperan inversiones de alrededor de 344 millones de dólares.
- Las 2 áreas restantes fueron declaradas desiertas debido a que no se presentó ninguna propuesta por parte de los licitantes.

Área contractual	Total de propuestas recabadas	Propuesta ganadora			Inversión Comprometida del Programa Mínimo de Trabajo (millones de dólares)	Inversión Esperada Total (millones de dólares)	Promedio diaria máxima (Mbpce)	Participación Total del Estado en las Utilidades	
		Licitante	Regalía Adicional (%)	Compromiso de Inversión Adicional Pozos (1 ó 2)				Esperado (60 \$ /b)	Máximo (120 \$ /b)
1	2	CNOOC	17.01	2	129.4	3,850	91.7	63.6%	70.8%
2	1	Total & ExxonMobil	5.00	2	129	6,643	125.2	48.0%	57.0%
3	1	Chevron, Pemex & Inpex	7.44	0	3.4	2,017	50.1	51.4%	58.4%
4	1	CNOOC	15.01	1	33.60	3,702	50.1	61.0%	66.5%
5	1	Statoil, BP & Total	10.00	1	4.20	7,052	107.7	54.4%	61.3%
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	1	Statoil, BP & Total	10.00	1	17.70	5,236	213.1	52.4%	60.1%
8	2	PC Caligari & Sierra Offshore	22.99	0	13.10	2,978	50.1	71.3%	74.0%
9	4	Murphy Sur, Ophir, PC Caligari & Sierra Offshore	26.91	1	14.13	2,874	88.1	76.4%	80.9%
10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio		14	1	43	4,294	97	59.80%	66.10%
	Total			8	344	34,352	776		

Tabla 63. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno

Fuente: Secretaría de energía

1.11.4 Ronda Dos

La Ronda Dos a diferencia de las Convocatorias de la Ronda Uno, se consideran áreas contractuales para exploración y producción con descubrimientos, que permitan incrementar el nivel de reservas probadas y probables, así como impulsar la creación de empleos y encadenamiento productivo de manera eficaz.

1.11.4.1 Ronda 2 Licitación 1: Aguas Someras

En la Primera Licitación de Ronda Dos fue anunciada el 20 de julio de 2016, se conformó por 15 áreas contractuales, aproximadamente 51% del área no adjudicada durante la primera y segunda convocatoria de la Ronda Uno se incluyó en esta convocatoria.

Se encuentra integrada 15 áreas contractuales localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras:

- Tampico-Misantla,
- Veracruz y
- Cuencas del Sureste.



Figura 25. Áreas contractuales correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	19/06/2017
Número de bloques	15
	Veracruz
Provincia geológica	Tampico-Misantla
	Cuencas del Sureste
Litologías	Arena grano medio y grueso, Caliza Boundstone, Brechas, Grainstone
Tipos de hidrocarburos	Aceite ligero Aceite pesado Gas húmedo
Tipos de contrato	Producción Compartida

Tabla 64. Datos Generales correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$8,000,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$750,000 pesos.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGICA

El calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Primera Convocatoria de la Ronda Uno de Aguas Someras es el siguiente.

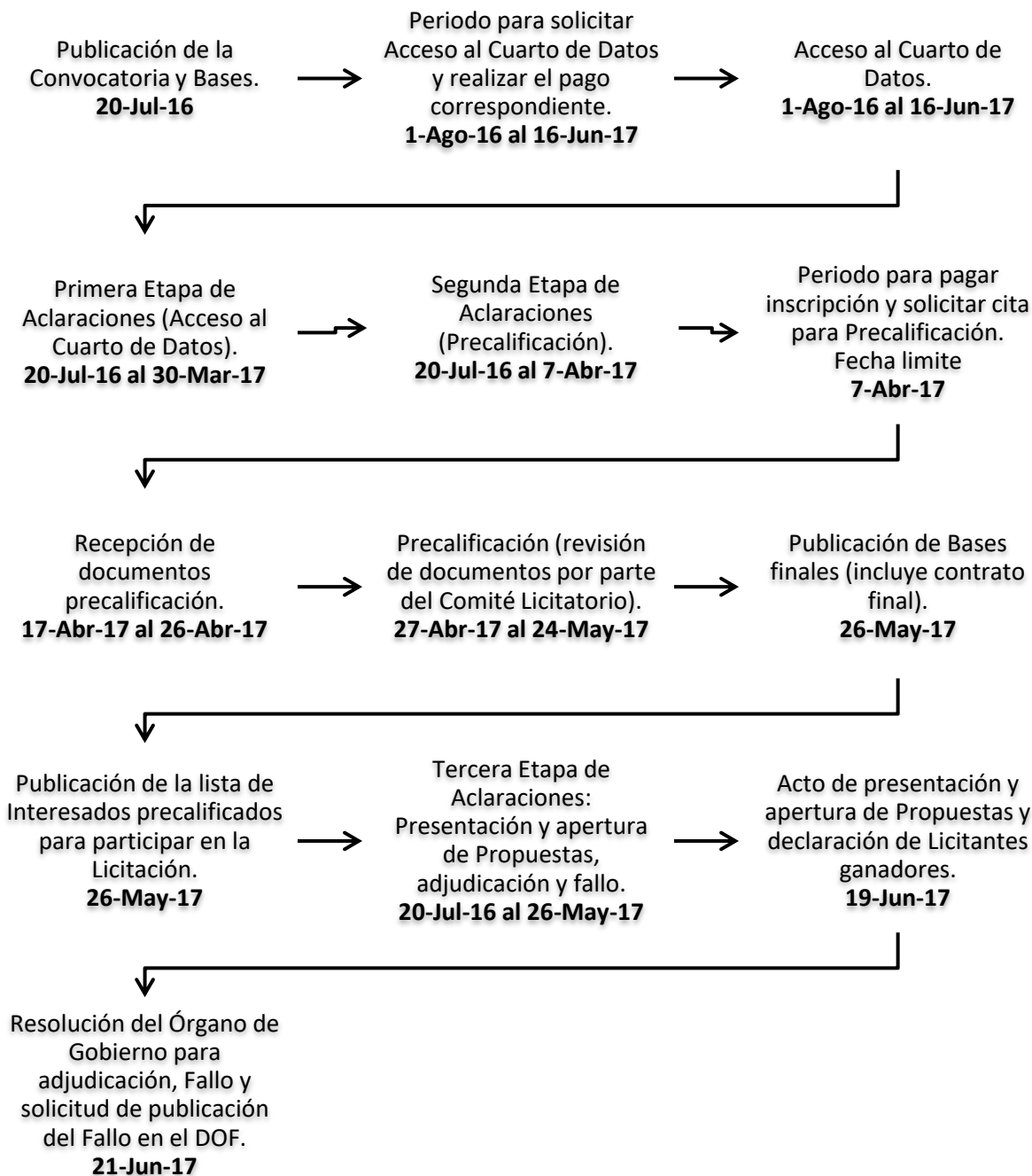


Figura 26. Proceso licitatorio de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público estableció los valores mínimos y máximos para la Primera licitación de la Ronda 2 y fue publicado el 17 mayo de 2017.

Área Contractual	Valores mínimos y máximo		
	Mínimo	Máximo	Participación del Estado en la Utilidad Operativa Factor de Inversión adicional
1	20.10%	75%	1.5, 1, 0
2	20.10%	75%	1.5, 1, 0
3	20.10%	75%	1.5, 1, 0
4	24.80%	75%	1.5, 1, 0
5	8.50%	75%	1.5, 1, 0
6	20.10%	75%	1.5, 1, 0
7	20.10%	75%	1.5, 1, 0
8	20.10%	75%	1.5, 1, 0
9	20.10%	75%	1.5, 1, 0
10	20.10%	75%	1.5, 1, 0
11	24.80%	75%	1.5, 1, 0
12	24.80%	75%	1.5, 1, 0
13	24.80%	75%	1.5, 1, 0
14	24.80%	75%	1.5, 1, 0
15	8.50%	75%	1.5, 1, 0

Tabla 65. Valores mínimos y máximos de Participación del Estado en la Utilidad Operativa Correspondientes a la Primera Licitación de la Ronda Dos.

Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

El Factor de Inversión está definido de la siguiente manera:

- 1.5: Inversión adicional equivalente a 2 pozos exploratorios en unidades de trabajo,
- 1: Inversión adicional equivalente a 1 pozo exploratorio en unidades de trabajo,
- 0: Sin Inversión adicional.

Dado que la modalidad de los contratos licitados es producción compartida, éstos se asignaron con base en las propuestas de participación del Estado en la Utilidad Operativa realizadas por los Licitantes.

Las Propuestas Económicas ganadoras vs Segundo Lugar de cada área contractual de la Primera Licitación de la Ronda Dos se muestran a continuación.

Evaluación del Área Contractual 2, Tampico - Misantla			
Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	20.10 % - 75%	1.5, 1, 0	
Dea. Deutsche Erdoel Ag en Consorcio con PEMEX Exploración y Producción.	57.92	1	63.493
Eni México, S. de R.L. de C.V., en Consorcio con Lukoil International Upstream Holding, B.V.	55.14	1.5	63.261

Tabla 66. Evaluación del Área Contractual 2 – Tampico-Misantla, correspondientes a la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 2 de la provincia petrolera Tampico – Misantla se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 2, fue de **63.493**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **57.92%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforado durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 57.92 + \left(5.72 \times \frac{57.92}{100} + 2.26 \right) \times 1 = 63.493$$

Donde:

- VPO = Valor Ponderado de la Propuesta Económica
- Participación del estado = Valor de la Participación del estado en la utilidad operativa, expresado en dos dígitos y dos decimales.
- Factor de inversión = Variable discreta relativa al compromiso de inversión durante el periodo de Exploración que sólo podrá tomar los siguientes valores:
 - a) 1.5, en caso de que el Licitante adquiriera el compromiso de inversión adicional en unidades de trabajo equivalentes a 2 pozos durante el Período de Exploración.
 - b) 1, en caso de que el Licitante adquiriera el compromiso de inversión adicional en unidades de trabajo equivalentes a 1 pozos durante el Período de Exploración.
 - c) 0, en caso de que el Licitante no adquiriera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración.

Evaluación del Área Contractual 6, Cuencas del Sureste			
Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	20.10 % - 75%	1.5, 1, 0	
Pc Carigali México Operations, S.A. de C.V., en Consorcio con Ecopetrol Global Energy, S.L.U.	65.19	1	71.178
Murphy Sur, S. de R.L. de C.V., en Consorcio con Talos Energy Offshore México 7. S. de R.L. de C.V., y Ophir México Limited	64.75	1	70.713

Tabla 67. Evaluación del Área Contractual 6 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 6 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 6, fue de **71.178**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **65.19%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforado durante el periodo de exploración.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 65.19 + \left(5.72 \times \frac{65.19}{100} + 2.26 \right) \times 1 = 71.178$$

Evaluación del Área Contractual 7, Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	20.10 % - 75%	1.5, 1, 0	
Eni México, S. de R.L. de C.V., en Consorcio con Capricorn Energy Limited y Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.	75.00	1.5	84.825
Repsol Exploración México, S.A. de C.V., en Consorcio con Premier Oil Exploration and Production México. S.A. de C.V. y Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V.	69.58	1	75.819

Tabla 68. Evaluación del Área Contractual 7 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 7 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 7, fue de **84.825**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **75%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 75 + \left(5.72 \times \frac{75}{100} + 2.26 \right) \times 1.5 = 84.825$$

Evaluación del Área Contractual 8, Cuencas del Sureste			
Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	20.10 % - 75%	1.5, 1, 0	
PEMEX Exploración y Producción en Consorcio con Ecopetrol Global Energy, S.L.U,	20.10	0	20.100

Tabla 69. Evaluación del Área Contractual 8 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 8 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 8, fue de **20.100**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **20.10%**
- El Licitante no adquiriera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración, por lo tanto, el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 20.10 + \left(5.72 \times \frac{20.10}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 20.100$$

Evaluación del Área Contractual 9, Cuencas del Sureste				
Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	20.10 % - 75%	1.5, 1, 0		
Capricorn Energy Limited en Consorcio con Citla Energy y E&P S.A.P.I. de C.V.	75.00	1.5	84.825	\$30,003,333.33
Eni México S. de C.V.	75.00	1.5	84.825	\$20,470,500.00

Tabla 70. Evaluación del Área Contractual 9 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 9 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 9, fue de **84.825**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **75%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 75 + \left(5.72 \times \frac{75}{100} + 2.26 \right) \times 1.5 = 84.825$$

En esta Área Contractual dos Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica por lo que se procedió al primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al Licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca un mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Capricorn Energy Limited en Consorcio con Citla Energy y E&P S.A.P.I. de C.V, ofreciendo \$30,003,333.33 dólares.

Evaluación del Área Contractual 10, Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	20.10 % - 75%	1.5, 1, 0	
Eni México S. de R.L. de C.V.	75.00	1.5	84.825
Dea Deutsche Erdoel AG en Consorcio con Diavaz GyP S.A.P.I. de C.V.	68.73	0	68.730

Tabla 71. Evaluación del Área Contractual 10 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 10 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 10, fue de **84.825**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **75%**

- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 75 + \left(5.72 \times \frac{75}{100} + 2.26 \right) \times 1.5 = 84.825$$

Evaluación del Área Contractual 11, Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	24.80 % - 75%	1.5, 1, 0	
Repsol Exploración México, S.A de C.V. en Consortio con Sierra Perote E&P, S. de R.L de C.V.	62.28	0	62.280
China Offshore Oil corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V.	35.00	0	35.000

Tabla 72. Evaluación del Área Contractual 11 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 11 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 11, fue de **62.280**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **62.28%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración, por lo tanto, el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 62.28 + \left(5.72 \times \frac{62.28}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 62.280$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 12, Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	24.80 % - 75%	1.5, 1, 0	
Likoil International Upstream Holding B.V.	75.00	1	81.550

Tabla 73. Evaluación del Área Contractual 12 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 12 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 12, fue de **81.550**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **75%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 75 + \left(5.72 \times \frac{75}{100} + 2.26 \right) \times 1 = 84.550$$

Evaluación del Área Contractual 14, Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	24.80 % - 75%	1.5, 1, 0	
Eni México S. de R.L. de C.V., en Consorcio con Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.	37.27	0	37.270

Tabla 74. Evaluación del Área Contractual 14 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 14 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 14, fue de **37.270**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **37.27%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración, por lo tanto, el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 37.27 + \left(5.72 \times \frac{37.27}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 37.270$$

Evaluación del Área Contractual 15, Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	8.5 % - 75%	1.5, 1, 0	
Total E&P México, S.A. de C.V., en Consorcio con Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.	30.11	0	30.110

Tabla 75. Evaluación del Área Contractual 15 - Cuenca del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 15 de la provincia petrolera Cuencas del Sureste se calculó de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 15, fue de **30.110**
- La propuesta de valor de la Participación del estado **30.11%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración, por lo tanto, el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 30.11 + \left(5.72 \times \frac{30.11}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 30.110$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

El porcentaje de participación de las propuestas ganadoras fue de 57.29% en promedio. Adicionalmente, los contratistas pagarán la cuota contractual para la fase exploratoria; una regalía básica; el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y el impuesto sobre la renta. Considerando estos elementos, el Estado recibirá en promedio 77.4% del valor de las utilidades de los proyectos. De forma adicional el contrato prevé un esquema fiscal progresivo que permite al Estado percibir un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos en caso de que se observen incrementos en los precios de los hidrocarburos o de que se descubran volúmenes superiores a los previstos. Bajo condiciones extraordinarias el Estado podría obtener hasta 83.9% del valor de las utilidades de los proyectos.

Se estima que la inversión total a lo largo de la vigencia de estos contratos podría ascender a 8,200 millones de dólares. Los licitantes ganadores fueron aquellas que ofrecieron una mayor participación del estado en las utilidades y el mayor compromiso de inversión adicional, y como resultado, se obtuvieron los siguientes resultados:

Bloques	Total de propuestas recibidas	Licitante	Propuesta ganadora			Inversión Comprometida del Programa Mínimo de Trabajo (millones de dólares)	Inversión Esperada Total (millones de dólares)	Producción promedio diaria máxima (Mbpce)	Participación Total del Estado en las Utilidades		
			Participación del Estado (%)	Compromiso de Inversión Adicional					Monto en Efectivo (millones de dólares)	Esperado	Máximo
				Pozos (1 ó 2)							
2	2	Des Deutsche Erdoel Ag y Pemex Exploración y Pc Carigali México Operations, S.A. de C.V. y Ecopetrol Global	57.92	1	0	29.2	577.5	16.5	75.2%	86.7%	
6	4	Eni México S. de R.L. de C.V. Capricom Energy Limited y Citla Energy E&P	65.19	1	0	31.9	374.9	8.9	85.3%	87.3%	
7	5	Pemex Exploración y Producción y Ecopetrol Global Energy S.L.U.	75.00	2	0	78.1	425.3	6.7	87.7%	92.4%	
8	1	Capricom Energy Limited y Citla Energy E&P S.A.P.I.	20.10	0	0	2.6	807.2	13.8	54.9%	62.1%	
9	6	Eni México S. de R.L. de C.V.	75.00	2	30	61.1	1,158.5	17.3	86.7%	92.1%	
10	5	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. y Sierra Perote E&P, S.	75.00	2	0	60.8	1,243.3	17.1	86.5%	92.1%	
11	2	Lukoil International upstream Holding B.V.	62.28	0	0	2.4	1,140.5	24.4	89.4%	92.9%	
12	1	Eni México S. R.L. de C.V. y Citla Energy E&P Total E&P México, S.A. de C.V.	75.00	1	0	35.9	1,176.2	27.2	85.0%	91.6%	
14	1	Eni México S. R.L. de C.V. y Citla Energy E&P Total E&P México, S.A. de C.V.	37.27	0	0	4.7	1,054.3	47.1	62.3%	75.5%	
15	1	y Shell Exploración Y Extracción de Mexico	30.10	0	0	2.7	234.8	6.8	60.80%	65.7%	
Promedio	3		57.29	2	30	30.9	819.3	18.6	77.40%	83.9%	
Total	28			9	30	309.4	8,192.6	185.8			

Tabla 76. Síntesis estadística de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Secretaría de energía

En Resumen.

- Se asignaron 10 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras del Golfo de México a 12 empresas agrupadas conformadas en 10 licitantes.
- Los contratos asignados tienen una inversión asociada de aproximadamente 8,200 de millones de dólares durante los próximos 30 - 40 años.
- El Estado estará recibiendo, en promedio, entre 77.4% y 83.9% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados, así como un pago en efectivo por 30 millones de dólares derivado de un empate en el área contractual 9.
- Resultado de lo anterior, habrá 4 nuevos operadores, mientras que otras 4 empresas se consolidan como operadores en el sector petrolero mexicano.

1.11.4.2 Ronda 2 Licitación 2 y 3: Terrestre Exploración y Extracción

En agosto de 2016 se anunció la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos, cuyo objetivo fue licitar 10 áreas para exploración terrestre con capacidad de producción probadas.

La Segunda Convocatoria de la Ronda Dos se integró por 10 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia, de estas áreas se encuentran ubicadas en:

- la Cuenca de Burgos y
- Cuencas del Sureste

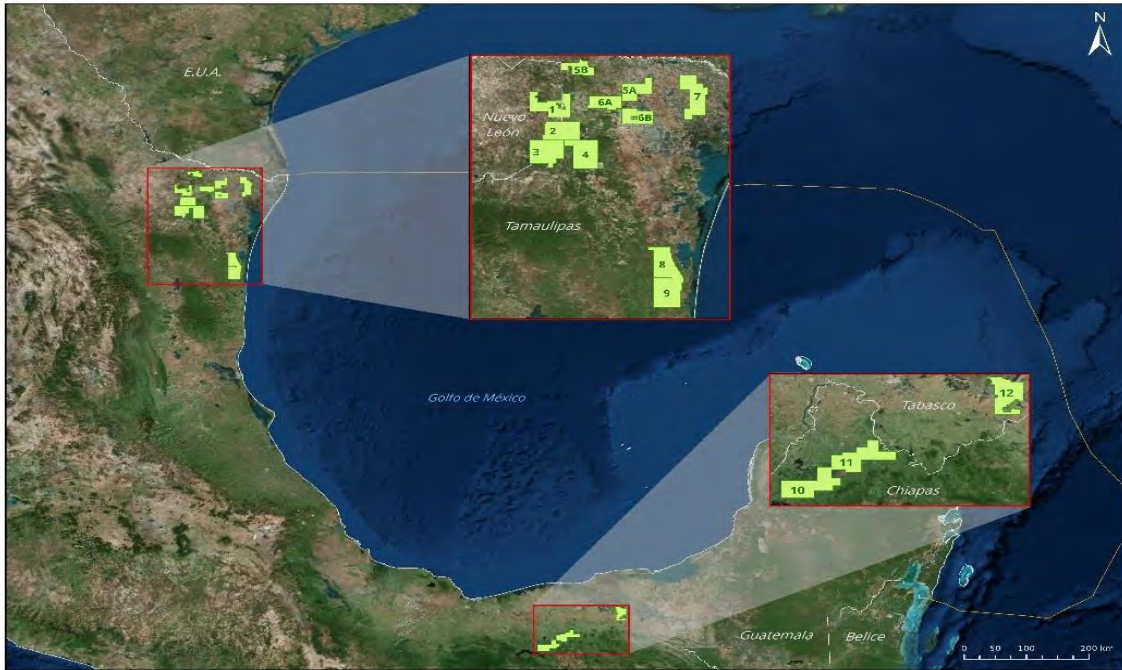


Figura 27. Áreas contractuales correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	12/07/2017
Número de bloques	12
Provincia geológica	Cinturón Plegado de Chiapas Burgos Macuspana
Litologías	Areniscas con intercalaciones arcillosas Grainstone de Oolitas, Caliza y Dolomías Brechas y Boundstone
Tipos de hidrocarburos	Aceite superligero Aceite ligero
Tipo de Contrato	Licencia

Tabla 77. Datos generales correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En noviembre de 2016 se anunció la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos en la que se consideraron 14 áreas terrestres convencionales.

La Tercera Convocatoria de la Ronda Dos se integró por 14 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia. Estas áreas contractuales se encuentran localizadas en las provincias petroleras:

- Burgos,
- Tampico-Misantla,
- Veracruz y Cuencas del Sureste



Figura 28. Áreas contractuales correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos
 Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	12/07/2017
Número de bloques	14
Provincia geológica	Cinturón Plegado de Chiapas Burgos Macuspana Tampico-Misantla Cinturón Plegado de Chiapas, Salina del Istmo

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Litologías	Arena grano medio y Areniscas Dolomía, Calizas Y Bancos colíticos
Tipos de hidrocarburos	Aceite ligero Gas húmedo Gas Seco
Tipo de contrato	Licencia

Tabla 78. Datos Generales correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En estos procesos licitatorios, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$2,500,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$750,000 pesos.

La Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, así como la Comisión Nacional de Hidrocarburos, modificaron las bases a los modelos de contrato y a las bases de licitación correspondientes a la Segunda Convocatoria con el fin de empatar los calendarios de licitación, así como el evento de Presentación y Apertura de Propuestas con la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos, y así, promover una mayor participación de estas empresas en las dos convocatorias.

El calendario simplificado final de los procesos licitatorios relacionado con la Segunda y Tercera Convocatoria de la Ronda Dos, se muestra a continuación:

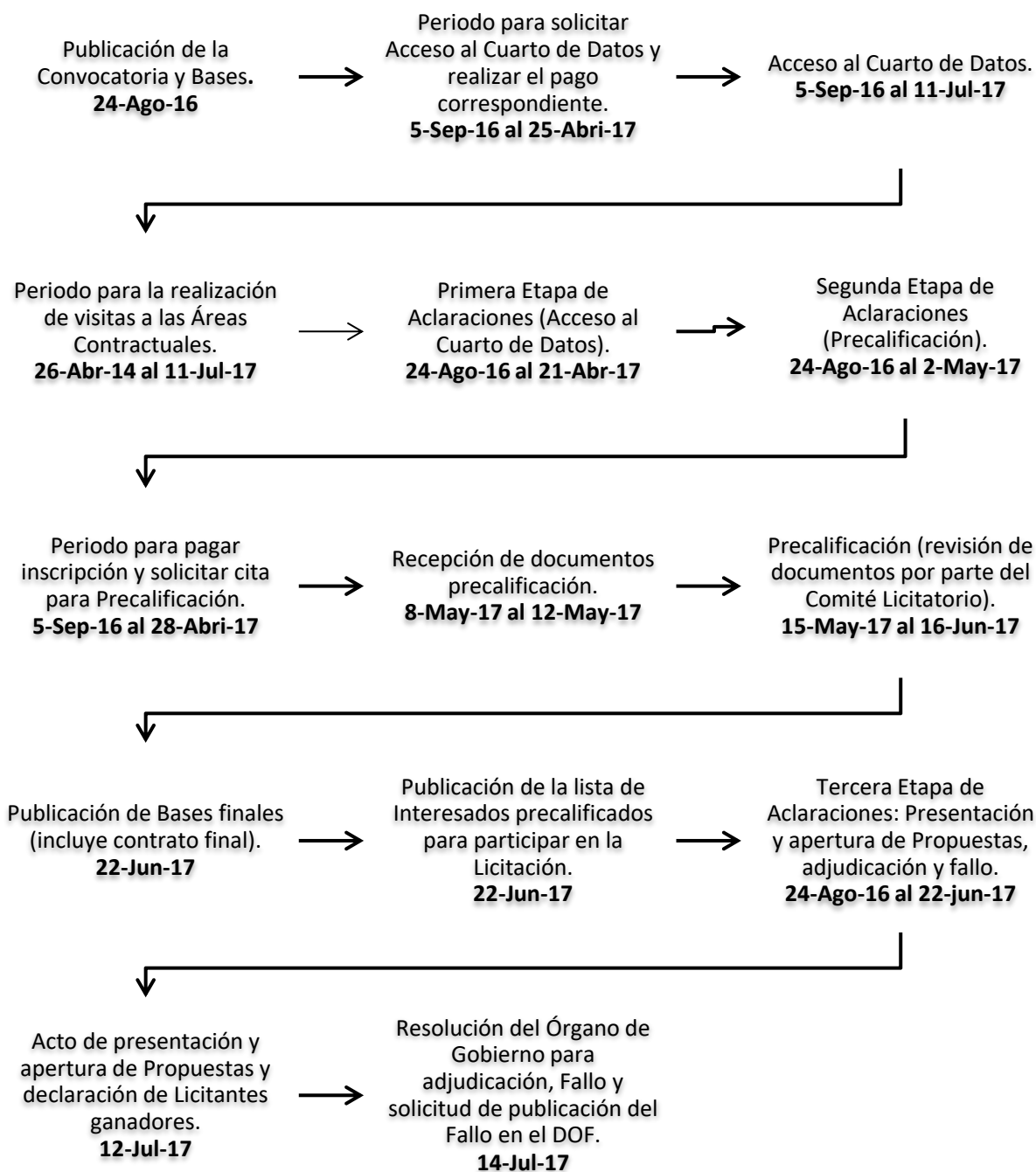


Figura 29 Proceso licitatorio de la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÉRGICA

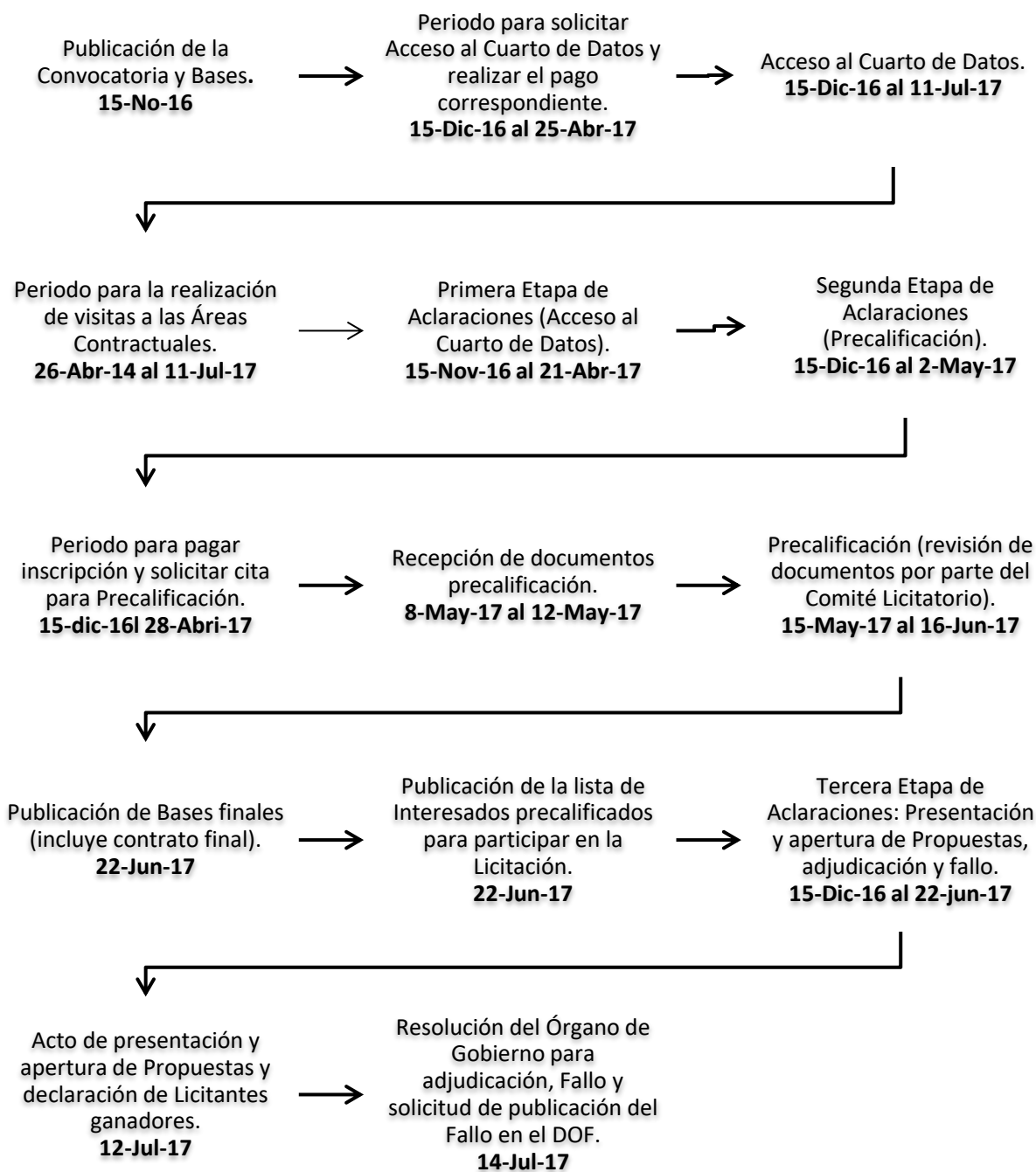


Figura 30. Proceso licitatorio de la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

A diferencia de las Convocatorias pasadas, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público determinó valores mínimos y máximos para la regalía adicional para la Segunda y Tercera Convocatoria de la Ronda Dos, esto con el fin de hacer un proceso más competitivo entre las empresas licitantes y que las áreas contractuales obtuvieran

una mayor oportunidad para generar montos de inversión más altos y eficientes que generen más exploración y desarrollo en estos bloques. Los valores definidos por la SHCP se muestran a continuación:

Área Contractual	Valores mínimos y máximo		Factor de Inversión adicional
	Valores de Regalía Adicional Mínimo	Máximo	
1	2.40%	25%	1.5, 1, 0
2	2.40%	25%	1.5, 1, 0
3	2.40%	25%	1.5, 1, 0
4	2.40%	25%	1.5, 1, 0
5	2.40%	25%	1.5, 1, 0
6	2.40%	25%	1.5, 1, 0
7	2.40%	25%	1.5, 1, 0
8	2.40%	25%	1.5, 1, 0
9	2.40%	25%	1.5, 1, 0
10	3.90%	45%	1.5, 1, 0
11	3.90%	45%	1.5, 1, 0
12	3.90%	45%	1.5, 1, 0

El Factor de Inversión está definido de la siguiente manera:

- 1.5: Inversión adicional equivalente a 2 pozos exploratorios en unidades de trabajo,
- 1: Inversión adicional equivalente a 1 pozo exploratorio en unidades de trabajo,
- 0: Sin Inversión adicional.

Tabla 79. Valores mínimos y máximos de Regalía Adicional Correspondientes a la Segunda Licitación de la Ronda Dos.

Dado que la modalidad de contratos es de Licencia, estos contratos se asignaron en base a propuestas de regalías adicionales por parte de los Licitantes.

Las Propuestas Económicas ganadoras vs Segundo Lugar de cada área contractual de la Segunda Licitación de la Ronda Dos se muestran a continuación.

Evaluación del Área Contractual 1: Burgos			
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0	
Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. en Consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.	3.91	1	5.535

Tabla 80. Evaluación del Área Contractual 1 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Fuente: Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 1 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 1, fue de **5.535**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **3.91%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 3.91 + \left(7.55 \times \frac{3.91}{100} + 1.33 \right) \times 1 = 5.535$$

Donde:

- VPO = Valor Ponderado de la Propuesta Económica
- Regalía Adicional = Valor de la Regalía Adicional determinada como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos, expresado en dos dígitos y dos decimales.
- Factor de inversión = Variable discreta relativa al compromiso de inversión durante el periodo de Exploración que sólo podrá tomar los siguientes valores:
 - a) 1.5, en caso de que el Licitante adquiriera el compromiso de inversión adicional en unidades de trabajo equivalentes a 2 pozos durante el Período de Exploración.
 - b) 1, en caso de que el Licitante adquiriera el compromiso de inversión adicional en unidades de trabajo equivalentes a 1 pozos durante el Período de Exploración.
 - c) 0, en caso de que el Licitante no adquiriera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración.

Evaluación del Área Contractual 4: Burgos			
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0	
Sun God Energía de México, S.A. de C.V., en Consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	25.00	1.5	29.826
Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en Consorcio con Newpek Exploración y Extracción, S.A. De C.V., y Verdad Exploration México LLC	15.76	1	18.279

Tabla 81. Evaluación del Área Contractual 4 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 4 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 4, fue de **29.826**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **25%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 25 + \left(7.55 \times \frac{25}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 29.826$$

Evaluación del Área Contractual 5: Burgos

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0	
Sun God Energía de México, S.A. de C.V., en Consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	16.96	0	16.960
Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. en Consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.	8.09	1	10.030

Tabla 82. Evaluación del Área Contractual 5 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 5 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 5, fue de **16.960**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **16.96%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración, por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 16.96 + \left(7.55 \times \frac{16.96}{100} + 1.33 \right) \times 0 = 16.960$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 7: Burgos				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0		
Sun God Energía de México, S.A. de C.V., en Consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	25.00	1.5	29.826	\$4,130,000.00
Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V., en Consorcio con Verdad Exploration México LLC	25.00	1.5	29.826	\$2,920,001.01

Tabla 83. Evaluación del Área Contractual 7 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 7 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 7, fue de **29.826**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **25%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 25 + \left(7.55 \times \frac{25}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 29.826$$

En esta Área Contractual dos Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 29.826 por lo que se procedió a el primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Sun God Energía de México, S.A. de C.V., en Consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V., ofreciendo un pago de **\$4,130,000.00** dólares.

Evaluación del Área Contractual 8: Burgos			
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0	
Sun God Energía de México, S.A. de C.V., en Consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	25.00	1.5	29.826

Tabla 84. Evaluación del Área Contractual 8 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 8 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 8, fue de **29.826**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **25%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 25 + \left(7.55 \times \frac{25}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 29.826$$

Evaluación del Área Contractual 9: Burgos			
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0	
Sun God Energía de México, S.A. de C.V., en Consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	25.00	1.5	29.826

Tabla 85. Evaluación del Área Contractual 9 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 9 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 9, fue de **29.826**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **25%**

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 25 + \left(7.55 \times \frac{25}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 29.826$$

Evaluación del Área Contractual 10: Burgos

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.90 % - 45%	1.5, 1, 0	
Sun God Energía de México, S.A. de C.V., en Consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	45.00	1.5	52.091
Perseus Exploración Terrestre, S.A. de C.V.	8.88	0	8.880

Tabla 86. Evaluación del Área Contractual 10 - Burgos, correspondientes la Segunda Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 10 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 10, fue de **52.091**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **45%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 45 + \left(7.55 \times \frac{45}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 52.091$$

Los valores mínimos y máximos definidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos, fueron definidos de la siguiente manera:

Área Contractual	Valores mínimos y máximo		Factor de Inversión adicional
	Mínimo	Máximo	
1	2.40%	25%	1.5, 1, 0
2	2.40%	25%	1.5, 1, 0
3	2.40%	25%	1.5, 1, 0
4	2.40%	25%	1.5, 1, 0
5	2.70%	40%	1.5, 1, 0
6	2.70%	40%	1.5, 1, 0
7	2.70%	40%	1.5, 1, 0
8	2.70%	40%	1.5, 1, 0
9	3.90%	45%	1.5, 1, 0
10	2.70%	40%	1.5, 1, 0
11	3.90%	45%	1.5, 1, 0
12	3.90%	45%	1.5, 1, 0
13	2.70%	40%	1.5, 1, 0
14	2.70%	40%	1.5, 1, 0

El Factor de Inversión está definido de la siguiente manera:

- 1.5: Inversión adicional equivalente a 2 pozos exploratorios en unidades de trabajo,
- 1: Inversión adicional equivalente a 1 pozo exploratorio en unidades de trabajo,
- 0: Sin Inversión adicional.

Tabla 87. Tabla 88. Valores mínimos y máximos de Regalía Adicional Correspondientes a la Tercera Licitación de la Ronda Dos.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Las Propuestas Económica ganadoras vs Segundo Lugar de cada área contractual de la Tercera Licitación de la Ronda Dos se muestran a continuación.

Evaluación del Área Contractual 1: Burgos				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0		
Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en Consorcio con Servicios PJP4, S.A. de C.V.	25.00	1.5	29.826	\$4,237,264.00
Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.	25.00	1.5	29.826	\$3,193,000.00
Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	25.00	1.5	29.826	\$1,560,000.00

Tabla 89. Evaluación del Área Contractual 1 - Burgos, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

Las variables de la Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 1 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 1, fue de **29.826**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **25%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 25 + \left(7.55 \times \frac{25}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 29.826$$

En el "Área Contractual 1", tres Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 29.826, por lo que se procedió al primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en Consorcio con Servicios PJP4, S.A. de C.V., ofreciendo un pago de **\$4,237,264** dólares.

Evaluación del Área Contractual 2: Burgos				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0		
Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V., en Consorcio con Verdad Exploration México LLC	25.00	1.5	29.826	\$2,980,002.02
Petrosynergy, S.A. en Consorcio con Química Apollo S.A. de C.V.	25.00	1.5	29.826	\$1,000,066.66

Tabla 90. Evaluación del Área Contractual 2 - Burgos, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Económica ganadora para el Área Contractual 2 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 2, fue de **29.826**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **25%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 25 + \left(7.55 \times \frac{25}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 29.826$$

En el “Área Contractual 2”, dos Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 29.826, por lo que se procedió al primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V., en Consorcio con Verdad Exploration México LLC, ofreciendo un pago de **\$2,980,002.02** dólares.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 3: Burgos

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0	
Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V., en Consorcio con Verdad Exploration México LLC	23.56	0	23.560
Petrosynergy, S.A. en Consorcio con Química Apollo S.A. de C.V.	18.66	1.5	22.768

Tabla 91. Evaluación del Área Contractual 3 - Burgos, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 3 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 3, fue de **23.560**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **23.56%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración, por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 23.56 + \left(7.55 \times \frac{23.56}{100} + 1.33 \right) \times 0 = 23.560$$

Evaluación del Área Contractual 4: Burgos

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.40 % - 25%	1.5, 1, 0	
Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en Consorcio con Servicios PJP4, S.A. de C.V.	3.91	1	5.535

Tabla 92. Evaluación del Área Contractual 4- Burgos, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

Las variables de la Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 4 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 4, fue de **5.535**

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **3.91%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 3.91 + \left(7.55 \times \frac{3.91}{100} + 1.33 \right) \times 1 = 5.535$$

Evaluación del Área Contractual 5: Tampico - Misantla				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.7 % - 40%	1.5, 1, 0		
Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C. V	40.00	1.5	46.525	\$26,100,000.00
Dep PyG, S.A.P.I. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$5,002,019.00
Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$4,259,00.00
Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$4,197,000.00
PetroBal, S.A.P.I. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$3,000,019.00
Roma Exploration and Production LLC, en Consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V., Suministros Marinos e Industriales de México S.A. de C.V., y Golfo Suplemento Latino S.A. de C. V.	40.00	1.5	46.525	\$1,500,063.00
Petrosynergy, S.A. en Consorcio con Química Apollo S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$666,666.66

93. Evaluación del Área Contractual 5 – Tampico - Misantla, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Empatados

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 5 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 5, fue de **46.525**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **40%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 40 + \left(7.55 \times \frac{40}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 46.525$$

En el “Área Contractual 5”, siete Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 46.525, por lo que se procedió al primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V, ofreciendo un pago de **\$26,100,000.00** dólares.

Evaluación del Área Contractual 6: Veracruz

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.7 % - 40%	1.5, 1, 0		
Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$2,179,000.00
Roma Exploration and Production LLC, en Consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V., Suministros Marinos e Industriales de México S.A. de C.V., y Golfo Suplemento Latino S.A. de C.V	40.00	1.5	46.525	\$1,500,061.06
Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$670,000.00

Tabla 94. Evaluación del Área Contractual 6 - Veracruz, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Empatados

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 6 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 6, fue de **46.525**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **40%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 40 + \left(7.55 \times \frac{40}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 46.525$$

En el “Área Contractual 6”, tres Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 46.525, por lo que se procedió al primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V, ofreciendo un pago de **\$2,179,000.00** dólares.

Evaluación del Área Contractual 7; Veracruz

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.7 % - 40%	1.5, 1, 0	
Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	40.00	1.5	46.525
Petrosynergy, S.A. en Consorcio con Química Apollo S.A. de C.V.	25.66	1.5	30.560

Tabla 95. Evaluación del Área Contractual 7- Veracruz, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 7 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 7, fue de **46.525**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **40%**

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 40 + \left(7.55 \times \frac{40}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 46.525$$

Evaluación del Área Contractual 8: Veracruz

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.7 % - 40%	1.5, 1, 0	
Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	40.00	1.5	46.525

Tabla 96. Evaluación del Área Contractual 8- Veracruz, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 8 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 8, fue de **46.525**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **40%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 40 + \left(7.55 \times \frac{40}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 46.525$$

Evaluación del Área Contractual 9, Cuencas del Sureste				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.9 % - 45%	1.5, 1, 0		
Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C. V	45.00	1.5	52.091	\$28,890,000.00
Promotora y Operadora de Infraestructura, S.A.B. de C.V., en Consorcio con Petrolero %M del Golfo, S.A.P.I. de C.V.	45.00	1.5	52.091	\$10,117,000.00
Petrosynergy, S.A. en Consorcio con Química Apollo S.A. de C.V.	40.00	1.5	52.091	\$4,500,066.66
Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V., en Consorcio con Verdad Exploration México LLC	40.00	1.5	52.091	\$3,830.004.04
Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.	40.00	1.5	52.091	3,177.000.00
NG Oil And Gas S.A.P.I. de C.V. en Consorcio con AIND Consultores S.A. de C.V., Y Petróleos Madere S.A. de C.V.	40.00	1.5	52.091	\$2,000,100.33
Roma Exploration and Production LLC, en Consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V., Suministros Marinos e Industriales de México S.A. de C.V., y Golfo Suplemento Latino S.A. de C.V	40.00	1.5	52.091	\$1,500,063.00
Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.	40.00	1.5	52.091	\$786,000.00

Tabla 97. Evaluación del Área Contractual 9- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 9 se calcula de la siguiente manera;

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 9, fue de **52.091**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **45%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 45 + \left(7.55 \times \frac{45}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 52.091$$

En el “Área Contractual 9”, nueve Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 52.091, por lo que se procedió al primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V, ofreciendo un pago de **\$28,890,000.00** dólares.

Evaluación del Área Contractual 10: Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.7 % - 40%	1.5, 1, 0	
Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525
DEP PYG, S.A.P.I. de C.V.	22.51	0	22.510

Tabla 98. Evaluación del Área Contractual 10- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 10 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 10, fue de **46.525**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **40%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 40 + \left(7.55 \times \frac{40}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 46.525$$

Evaluación del Área Contractual 11: Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.9 % - 45%	1.5, 1, 0	
Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.	45.00	1.5	52.091
Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V.	33.30	0	33.300

Tabla 99. Evaluación del Área Contractual 11- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 11 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 11, fue de **52.091**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **45%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 45 + \left(7.55 \times \frac{45}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 52.091$$

Evaluación del Área Contractual 12: Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.9 % - 45%	1.5, 1, 0		
Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.	45.00	1.5	52.091	\$6,182,000.00
Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.	45.00	1.5	52.091	\$2,179,000.00

Tabla 100. Evaluación del Área Contractual 12- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Datos tomados de rondasmexico.gob

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 12 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 12, fue de **52.091**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **45%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 45 + \left(7.55 \times \frac{45}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 52.091$$

En el “Área Contractual 12”, dos Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 52.091, por lo que se procedió al primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Carso Oil and Gas, S.A. de C.V., ofreciendo un pago de **\$6,182,000.00** dólares.

Evaluación del Área Contractual 13, Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.70 % - 40%	1.5, 1, 0		
Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$13,170,000.00
Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$2,350,000.00
Grup R Exploración y producción, S.A. de C.V.	40.00	1.5	46.525	\$2,185,000.00

Tabla 101. Evaluación del Área Contractual 13- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Empatados

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 13 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 13, fue de **46.525**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **40%**

- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 40 + \left(7.55 \times \frac{40}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 46.525$$

En el “Área Contractual 13”, tres Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 46.525, por lo que se procedió al primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V., ofreciendo un pago de \$13,170,000.00 dólares.

Evaluación del Área Contractual 14: Cuencas del Sureste

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	2.7 % - 40%	1.5, 1, 0	
Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	40.00	1.5	46.525
Perseus Exploración Terrestre, S.A. de C.V.	40.00	1	44.350

Tabla 102. Evaluación del Área Contractual 14- Cuencas del Sureste, correspondientes la Tercera Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 14 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 14, fue de **46.525**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **40%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 40 + \left(7.55 \times \frac{40}{100} + 1.33 \right) \times 1.5 = 46.525$$

En la Segunda y Tercera Convocatoria de la Ronda Dos se asignaron 21 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres donde participaron 28 empresas, agrupadas en 19 licitantes y

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

sólo 10 empresas agrupadas en 6 licitantes fueron los ganadores, siendo estos nuevos operadores en el sector petrolero mexicano.

Las propuestas ganadoras fueron aquellas que ofrecieron un mayor valor de la regalía adicional y el mayor compromiso de inversión adicional, así como en los casos de desempate donde se ofreció el mayor pago en efectivo por desempate.

Los contratos asignados tienen una inversión asociada de aproximadamente 2,064 miles de millones de dólares durante los próximos 30 años.

El Estado estará recibiendo, en promedio, 75% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados. Asimismo, recibirá un total de 88 millones de dólares derivados de los montos en efectivo por desempate.

Los recursos prospectivos asociados a los contratos adjudicados son de 435 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Los procesos de licitación estuvieron orientados a incentivar la participación de nuevas empresas con el objeto de consolidar el desarrollo de una industria petrolera nacional competitiva. Los resultados confirman el interés de las empresas por invertir en nuestro país con el propósito de fortalecer el sector hidrocarburos.

Dado que la modalidad de los contratos licitados es la licencia, éstos se asignaron con base en las propuestas de regalía adicional realizadas por los participantes. El porcentaje de regalía adicional de las posturas ganadoras fue de 31.4% en promedio general, siendo de 41.8% en promedio para las áreas contractuales con mayor prospectividad de aceite y 19.8% para las áreas contractuales con recursos predominantes de gas natural no asociado. Adicionalmente, los contratistas ganarán a través de la regalía adicional, la cuota contractual para la fase exploratoria; una regalía básica; el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y el impuesto sobre la renta. Considerando estos elementos, el Estado recibirá en promedio el 75% del valor de las utilidades de los proyectos. Así mismo, se recibirá un total de 88 millones de dólares como montos en efectivo por desempate.

El contrato prevé un esquema fiscal progresivo que permite al Estado percibir un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos, estimada en 82%, en caso de que se observen incrementos en los precios de los hidrocarburos o de que se descubran volúmenes superiores a los previstos.

Bloques	Total de propuestas recibidas	Licitante	Propuesta ganadora			Inversión Comprometida del Programa Mínimo de Trabajo (millones de dólares)	Inversión Esperada Total (millones de dólares)	Producción promedio diaria máxima (Mbpce)	Participación Esperada Total del Estado en las Utilidades
			Regalía Adicional (%)	Compromiso de Inversión Adicional Pozos (1 ó 2)	Monto en Efectivo (millones de dólares)				
1	1	Iberoamericana de Hidrocarburos y Servicios PJP de México		1	0	14.2	123.8	8.1	41.2%
4	2	Sun God Energía de México, y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	25.00	2	0	29.5	107.9	5	86.1%
5	2	Sun God Energía de México, y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	16.96	0	0	9.3	130.8	6.7	68.4%
7	3	Sun God Energía de México, y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	25.00	2	4.1	28.0	140.0	9	84.1%
8	1	Sun God Energía de México, y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	25.00	2	0	31.3	144.9	14.2	82.8%
9	1	Sun God Energía de México, y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	25.00	2	0	31.6	213.1	12	83.5%
10	2	Sun God Energía de México, y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	45.00	2	0	24.7	239.2	14.4	80.5%
Promedio	2		23.70	2	4.1	24.1	157.1		75.20%
Total	12			11	4.1	168.6	1,099.7		

Tabla 103. Síntesis estadística de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Secretaría de energía

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Bloques	Total de propuestas recibidas	Licitante	Propuesta ganadora			Monto en Efectivo (millones de dólares)	Inversión Comprometida del Programa Mínimo de Trabajo (millones de dólares)	Inversión Esperada Total (millones de dólares)	Producción promedio diaria máxima (Mbpce)	Participación Esperada Total del Estado en las Utilidades
			Regalía Adicional (%)	Compromiso de Inversión Adicional Pozos (1 ó 2)						
1	3	Iberoamericana de Hidrocarburos y Servicios PJP de México	25.00	2	4.2	20.1	20.1	1.1	82.7%	
2	3	Newpek Exploración y Producción y Verdad Exploration México	25.00	2	3.0	25.0	60.4	10.6	56.8%	
3	2	Newpek Exploración y Producción y Verdad Exploration México	23.56	1	0.0	4.7	36.6	3.7	77.9%	
4	1	Iberoamericana de Hidrocarburos y Servicios PJP de México	3.91	2	0.0	14.6	58.9	2.1	41.6%	
5	8	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	40.00	2	26.1	16.1	18.3	1	98.0%	
6	3	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, Sicoval MX y Nuevas soluciones Energéticas A&P.	40.00	2	2.2	16.9	50.8	7	76.1%	
7	3	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	40.00	2	0.0	18.1	49.2	3.5	88.1%	
8	1	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	40.00	2	0.0	24.9	57.4	17.7	77.0%	
9	9	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	45.00	2	28.9	37.3	112.6	9.1	75.4%	
10	3	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, Sicoval MX y Nuevas soluciones Energéticas A&P.	40.00	2	0.0	15.2	110.7	7.4	74.5%	
11	6	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, Sicoval MX y Nuevas soluciones Energéticas A&P.	45.00	2	0.0	15.5	115.0	9.2	76.7%	
12	4	Carso Oil and Gas	45.00	2	6.2	14.3	105.5	14.7	73.3%	
13	3	Carso Oil and Gas	40.00	2	13.2	23.0	87.5	9.8	69.9%	
14	3	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos	40.00	2	0.0	33.4	81.1	4.9	86.2%	
Promedio	4		35.20	2	12.0	19.9	68.9		74.5%	
Sub Total	52			25	83.7	279.1	963.9			
Campos de Gas No Asociados										
Promedio	2		19.80	2	3.8	20.8	103.6		70.5%	
Sub Total	19			14	11.3	208.3	1,036.3			
Campos de Aceite										
Promedio	4		41.82	2	15.3	21.8	93.4		79.6%	
Sub Total	45			22	76.5	239.4	1,027.3			
Gran Total										
Promedio	3		31.35	2	11.0	21.3	98.3		75.30%	
Total	64			36	87.9	447.7	2,063.60			

Tabla 104. Síntesis estadística de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Secretaría de energía

1.11.4.3 Ronda 2 Licitación 4: Aguas Profundas

El 31 de enero del 2018 se llevó a cabo la Cuarta Convocatoria de la ronda Dos de contratos para la exploración en aguas profundas del Golfo de México.

La Convocatoria estaba integrada por 29 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia. Estas áreas contractuales se encuentran en las provincias petroleras de:

- Área Perdido,
- Cordilleras Mexicanas y
- Cuenca Salina.

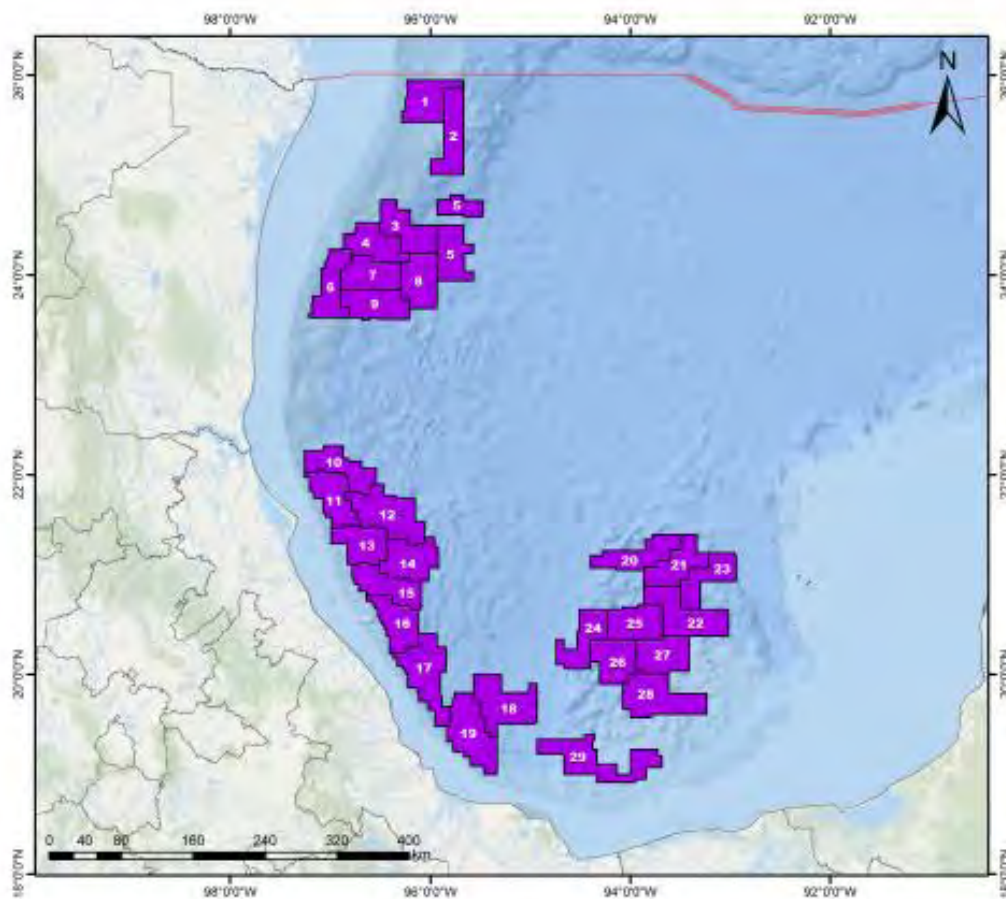


Figura 31. Áreas Contractuales de la Ronda 2.4 bajo la modalidad de Contrato de Licencia.
Fuente: rondasmexico.gob

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Datos generales	
Fecha de licitación	31/01/2018
Número de bloques	29
Provincia geológica	Salina del Bravo Cinturon Plegado Perdido Cordilleras Mexicanas Cuenca Salina Escarpe de Campeche
Tipos de hidrocarburos	Aceite superligero Aceite ligero Aceite pesado Aceite extrapesado Gas seco Gas húmedo
Tipos de contrato	Licencia

Tabla 105 Datos Generales correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En estos procesos licitatorios, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$39,300,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$750,000 pesos.

El calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos, se muestra a continuación.

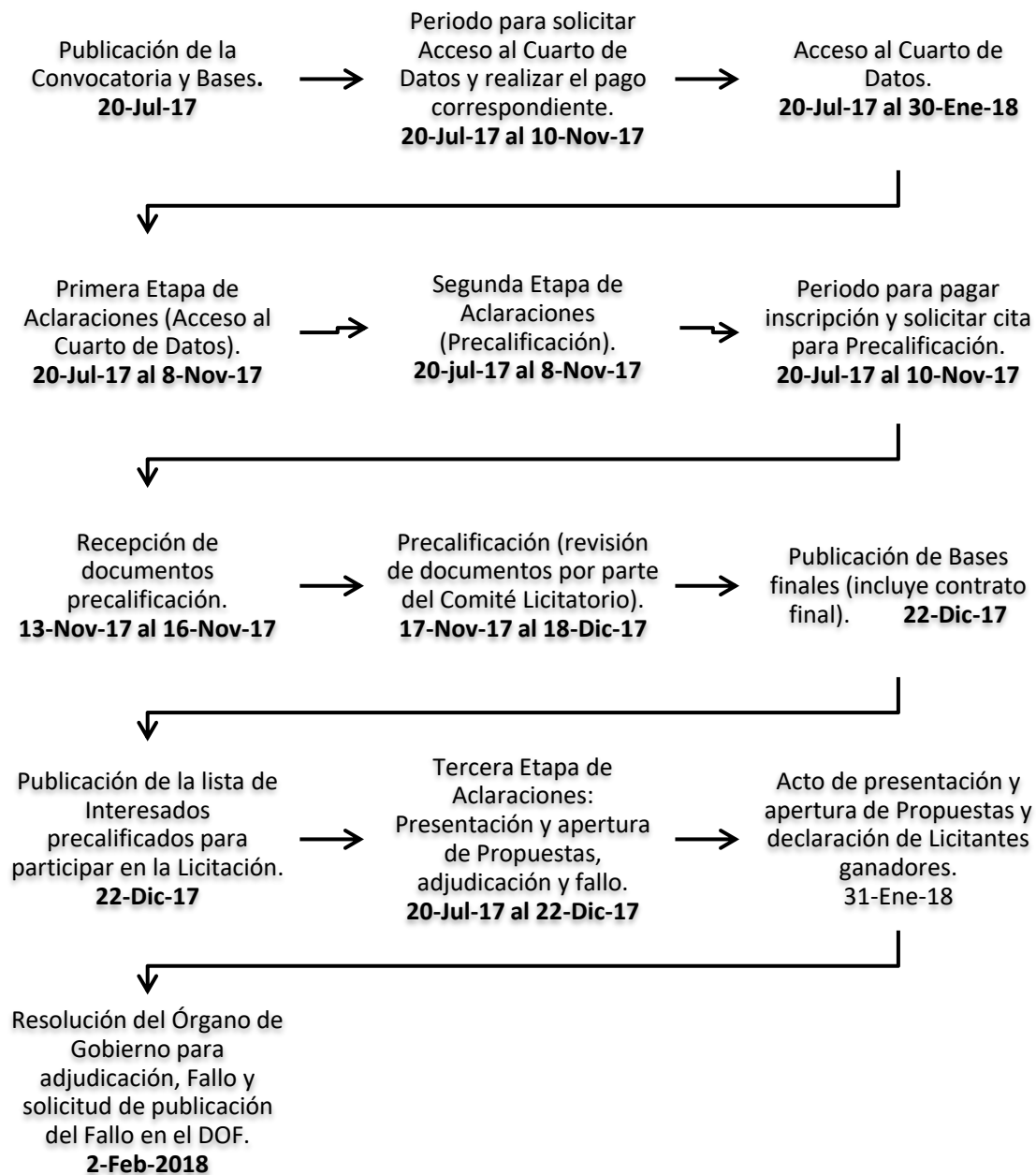


Figura 32. Proceso licitatorio de la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público determinó los valores mínimos y máximos correspondientes a las variables de adjudicación de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos.

Área Contractual	Valores de Regalía Adicional	
	Mínimo	Máximo
Área Perdido		
1	5.00%	20%
2	5.00%	20%
3	5.00%	20%
4	5.00%	20%
5	5.00%	20%
6	5.00%	20%
7	5.00%	20%
8	5.00%	20%
9	5.00%	20%
Cordilleras Mexicanas		
10	3.10%	30%
11	3.10%	30%
12	3.10%	30%
13	3.10%	30%
14	3.10%	30%
15	3.10%	30%
16	3.10%	30%
17	3.10%	30%
18	3.10%	30%
19	3.10%	30%
Cuenca Salina		
20	5.00%	20%
21	5.00%	20%
22	5.00%	20%
23	5.00%	20%
24	5.00%	20%
25	5.00%	20%
26	5.00%	20%
27	5.00%	20%
28	5.00%	20%
29	5.00%	20%

Tabla 106. Valores mínimos y máximos de Regalía Adicional Correspondientes a la Cuarta Licitación de la Ronda Dos.

Adicionalmente, se considera como variable de adjudicación el Factor de Inversión está definido de la siguiente manera:

- 1.5: Inversión adicional equivalente a 2 pozos exploratorios en unidades de trabajo,

- 1: Inversión adicional equivalente a 1 pozo exploratorio en unidades de trabajo,
- 0: Sin Inversión adicional.

Las Propuestas Económicas ganadoras vs Segundo Lugar de cada área contractual de la Cuarta Licitación de la Ronda Dos se muestran a continuación.

Evaluación del Área Contractual 2: Área Perdido			
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
Sell y PEMEX	15.02	1	80.789
China Offshore	11.45	0	45.800

Tabla 107. Evaluación del Área Contractual 2- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 2 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 2, fue de **80.789**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **15.02%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[15.02 + \left(11.5 \times \frac{15.02}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 80.789$$

Donde:

- VPO = Valor Ponderado de la Propuesta Económica
- Regalía Adicional = Valor de la Regalía Adicional determinada como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos, expresado en dos dígitos y dos decimales.
- Factor de inversión = Variable discreta relativa al compromiso de inversión durante el periodo de Exploración.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 3: Área Perdido

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
Sell y Qatar	10.03	0	40.120
PEMEX y China Offshore	7.01	0	28.040

Tabla 108. Evaluación del Área Contractual 3- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 3 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 3, fue de **40.120**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **10.03%**
- El Licitante no adquiriera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[\mathbf{10.03} + \left(11.5 \times \frac{\mathbf{10.03}}{100} + 3.45 \right) \times \mathbf{0} \right] = \mathbf{40.12}$$

Evaluación del Área Contractual 4: Área Perdido

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
Sell y Qatar	10.03	1	58.533
PEMEX	5.95	0	23.800

Tabla 109. Evaluación del Área Contractual 4- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 4 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 4, fue de **58.533**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **10.03%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[10.03 + \left(11.5 \times \frac{10.03}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 58.533$$

Evaluación del Área Contractual 5: Área Perdido

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
PEMEX	6.23	1	41.585

Tabla 110. Evaluación del Área Contractual 5- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 5 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 5, fue de **41.585**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **6.23%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[6.23 + \left(11.5 \times \frac{6.23}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 41.585$$

Evaluación del Área Contractual 6: Área Perdido

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0		
Shell y Qatar	20.00	1.5	114.500	\$10,030,382.00

Tabla 111. Evaluación del Área Contractual 6- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 6 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 6, fue de **114.500**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right] = 114.5$$

De acuerdo con la Bases de licitación, el Licitante que ofrezca un valor de regalía adicional equivalente al valor máximo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y un factor de inversión equivalente a 1.5. Adicionalmente la Propuesta Económica deberá incluir un ofrecimiento de monto en efectivo, que será pagado de manera definitiva, aunque ningún o varios licitantes alcancen los máximos establecidos por la SHCP. Es decir, el monto en efectivo que no sea definido como 0 dólares, deberá ser pagado directamente al FMP.

En el “Bloque 6” del Área Perdido, el Licitante en Consorcio Shell Exploración Y Extracción de México y Qatar Petroleum International Limited fue el único licitante en ofertar una propuesta económica, esta propuesta estuvo definida con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional, un factor de inversión correspondiente a 1.5 y un Monto de Pago en Efectivo de \$10,030,382.00 dólares.

Evaluación del Área Contractual 7: Área Perdido				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0		
Shell y Qatar	20.00	1.5	114.500	\$90,030,382.00
China con ventajas fiscales y Pc Carigali	5.01	1	36.144	No aplica.

Tabla 112. Evaluación del Área Contractual 7- Área Perdido, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 7 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 7, fue de **114.500**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**

- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right] = 114.5$$

En el Bloque 7 del Área Perdido, el Licitante en Consorcio Shell Exploración Y Extracción de México y Qatar Petroleum International Limited definió su propuesta con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional, un factor de inversión correspondiente a 1.5 y un Monto de Pago en Efectivo de \$90,030,382.00 dólares, siendo el licitante ganador; en comparación con China y Pc Carigali que ofrecieron un valor de regalía adicional menor y un factor de inversión de 1, lo que no genera que no ofrezcan un valor de monto de pago en efectivo.

Evaluación del Área Contractual 10: Cordilleras Mexicanas				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.10% - 20%	1.5, 1, 0		
Repsol, PC Carigali y Ophir	20.00	1.5	114.500	\$30,247,805.67
Shell y Qatar	11.03	1	62.993	No aplica.

Tabla 113. Evaluación del Área Contractual 10- Cordilleras Mexicanas, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 10 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 10, fue de **114.500**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right] = 114.5$$

En el Bloque 10 del Área de Cordilleras Mexicanas, el Licitante en Consorcio Repsol Exploración México, PC Carigali México Operations y Ophir México Limited definió su propuesta con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional, un factor de inversión correspondiente a 1.5 y un Monto de Pago en Efectivo de \$30,247,805.67 dólares, siendo el licitante ganador; en comparación con Shell y Qatar que

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

ofrecieron un valor de regalía adicional menor y un factor de inversión de 1, lo que no genera que no ofrezcan un valor de monto de pago en efectivo.

Evaluación del Área Contractual 12: Cordilleras Mexicanas			
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.10% - 20%	1.5, 1, 0	
PC Carigali, Ophir y PTTEP	20.00	1	103.000
Shell y Qatar	9.03	1	54.073

Tabla 114. Evaluación del Área Contractual 12- Cordilleras Mexicanas, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 12 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 12, fue de **113.000**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 103.000$$

Evaluación del Área Contractual 14: Cordilleras Mexicanas			
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.10% - 20%	1.5, 1, 0	
Repsol y PC Carigali	19.98	0	79.920
Shell y Qatar	5.03	0	20.120

Tabla 115. Evaluación del Área Contractual 14- Cordilleras Mexicanas, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 14 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 14, fue de **79.920**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **19.98%**
- El Licitante no adquiriera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[19.98 + \left(11.5 \times \frac{19.98}{100} + 3.45 \right) \times 0 \right] = 79.92$$

Evaluación del Área Contractual 18: Cordilleras Mexicanas

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.10% - 20%	1.5, 1, 0	
PEMEX	7.11	1	45.510

Tabla 116. Evaluación del Área Contractual 18- Cordilleras Mexicanas, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 18 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 18, fue de **45.510**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **7.11%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[7.11 + \left(11.5 \times \frac{7.11}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 45.510$$

Evaluación del Área Contractual 20: Cuenca salina

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0		
Shell	20.00	1.5	114.500	\$90,154,514.03
Pemex	6.11	0	62.993	No aplica.

Tabla 117. Evaluación del Área Contractual 20- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 20 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 20, fue de **114.500**

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right] = 114.5$$

De acuerdo con las Bases de licitación, el Licitante que ofrezca un valor de regalía adicional equivalente al valor máximo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y un factor de inversión equivalente a 1.5, la Propuesta Económica deberá incluir un ofrecimiento de monto en efectivo.

En el Bloque 20 de la Cuenca Salina, el Licitante en Consorcio Shell Exploración y Extracción de México definió su propuesta con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional, un factor de inversión correspondiente a 1.5 y un Monto de Pago en Efectivo de \$90,154,514.03 dólares, siendo el licitante ganador; en comparación con Pemex que ofrecieron un valor de regalía adicional menor y un factor de inversión de 0, lo que no genera que no ofrezcan un valor de monto de pago en efectivo.

Evaluación del Área Contractual 21: Cuenca salina

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0		
Shell	20.00	1.5	114.500	\$110,154,514.03
Chevron, PEMEX y ONGC	20.00	1.5	114.500	\$42,100,101.00

Tabla 118. Evaluación del Área Contractual 21- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 20 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 20, fue de **114.500**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right] = 114.5$$

En el “Bloque 21” de la Cuenca salina, dos Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica y con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional y un factor de inversión correspondiente a 1.5.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Shell Exploración y Extracción de México, ofreciendo un pago de \$110,154,514.03 dólares.

Evaluación del Área Contractual 22: Cuenca salina

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
Chevron, PEMEX e Inpex	18.44	1	96.042
BHP	6.55	0	26.200

Tabla 119. Evaluación del Área Contractual 22- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 22 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 22, fue de **96.042**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **18.44%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[18.44 + \left(11.5 \times \frac{18.44}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 96.042$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 23: Cuenca salina

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
Shell	10.08	1	58.756
Chevron, PEMEX e Inpex	13.44	0	53.760

Tabla 120. Evaluación del Área Contractual 23- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 23 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 23, fue de **58.756**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **10.08%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[10.08 + \left(11.5 \times \frac{10.08}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 58.756$$

Evaluación del Área Contractual 24: Cuenca salina

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
Eni y Qatar	9.53	1	56.303

Tabla 121. Evaluación del Área Contractual 24- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 24 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 24, fue de **56.303**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **9.53 %**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[9.53 + \left(11.5 \times \frac{9.53}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 56.303$$

Evaluación del Área Contractual 25: Cuenca salina

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
PC Carigali	19.98	0	79.920

Tabla 122. Evaluación del Área Contractual 25- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 25 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 25, fue de **79.920**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **19.98%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[19.98 + \left(11.5 \times \frac{19.98}{100} + 3.45 \right) \times 0 \right] = 79.92$$

Evaluación del Área Contractual 26: Cuenca salina

Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0	
PC Carigali	20.00	1	103.000
BP y Statoil	13.37	0	53.480

Tabla 123. Evaluación del Área Contractual 26- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 26 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 26, fue de **103.000**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1 \right] = 103.000$$

Evaluación del Área Contractual 28: Cuenca salina				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0		
Shell	20.00	1.5	114.500	\$43,154,513.03
Chevron, PEMEX y ONGC	19.98	0	79.920	No aplica

Tabla 124. Evaluación del Área Contractual 28- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 28 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 28, fue de **114.500**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right] = 114.5$$

En el Bloque 28 de la Cuenca Salina, el Licitante en Consorcio Shell Exploración y Extracción de México definió su propuesta con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional, un factor de inversión correspondiente a 1.5 y un Monto de Pago en Efectivo de \$43,154,513.03 dólares, siendo el licitante ganador; en comparación con Chevron, PEMEX y ONGC que ofrecieron un valor de regalía adicional menor y un factor de inversión de 0, lo que no genera que no ofrezcan un valor de monto de pago en efectivo.

Evaluación del Área Contractual 29: Cuenca salina				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	5% - 20%	1.5, 1, 0		
Repsol, PC Carigali, Sierra Nevada y PTTEP	20.00	1.5	114.500	\$151,253,352.89
Eni, Qatar y Citla	20.00	1.5	114.500	\$86,723,456.00

Tabla 125. Evaluación del Área Contractual 29- Cuenca Salina, correspondientes la Cuarta Licitación de la Ronda Dos. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 29 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 29, fue de **114.500**
- La propuesta de valor de la Regalía Adicional es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

$$VPO = 4 \times \left[20 + \left(11.5 \times \frac{20}{100} + 3.45 \right) \times 1.5 \right] = 114.5$$

En el Bloque 29 de la Cuenca salina, dos Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica y con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional y un factor de inversión correspondiente a 1.5.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Repsol México, PC Carigali México Operations Sierra Nevada E&P, y PTTEP México E&P Limited, ofreciendo un pago de \$110,154,514.03 dólares. En promedio, la regalía adicional de las ofertas económicas ganadoras de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos fue de 16.1%, los licitantes se comprometieron a realizar 23 pozos adicionales, y al pago de montos en efectivo por un total de 525 millones de dólares.

Adicionalmente, los contratistas pagarán a través de la cuota contractual para la fase exploratoria; una regalía básica; el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y el impuesto sobre la renta. Considerando estos elementos, el Estado recibirá en promedio 64.7% del valor de las utilidades de los proyectos.

Este tipo contratos prevén un esquema fiscal progresivo de forma que el Estado percibirá un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos estimada en 67.2% en caso de que se observe un comportamiento

favorable del precio de los hidrocarburos, se presenten eficiencias en costos, o que se descubran volúmenes superiores a los previstos.

En resumen:

- Se estima que la inversión total a lo largo de la vigencia de estos contratos podría ascender a 92.8 miles de millones de dólares.
- Se adjudicaron 19 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México a 11 empresas licitantes.
- Los contratos adjudicados tienen una inversión asociada de aproximadamente 92.8 miles de millones de dólares durante los próximos 35 años.
- El Estado recibirá en promedio, entre 64.7% y 67.2% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados. Asimismo, recibirá un total de 525 millones de dólares derivado de las ofertas ganadoras.

# de área	Total de propuestas recabadas	Licitante	Propuesta ganadora			Inversión Comprometida (millones de dólares)	Inversión Esperada Total (millones de dólares)	Producción promedio diaria máxima (Mbpc)	Participación Esperada Total del Estado en las Utilidades
			Regalía Adicional (%)	Compromiso de Inversión Adicional Pozos (1 ó 2)	Monto en Efectivo (millones de dólares)				
2	3	Shell Exploración y Extracción de México, y Pemex Exploración y Producción	15.0	1	0.0	61.0	6,131.9	130	65.4%
3	2	Shell Exploración y Extracción de México, y Qatar Petroleum International Limited	10.0	0	0.0	11.3	6,131.9	130	58.1%
4	2	Shell Exploración y Extracción de México, y Qatar Petroleum International Limited	10.0	1	0.0	61.0	6,131.9	130	58.1%
5	1	Pemex Exploración y Producción	6.2	1	0.0	61.0	6,131.9	130	52.8%
6	1	Shell Exploración y Extracción de México, y Qatar Petroleum International Limited	20.0	2	10.0	110.8	6,131.9	130	72.8%
7	2	Shell Exploración y Extracción de México, y Qatar Petroleum International Limited	20.0	2	90.0	110.8	6,131.9	130	73.6%
Promedio	2		13.5	1	16.7	69.3	6,131.9		63.5%
Sub Total	11			7	100.0	415.9	36,791.4		
Cordilleras Mexicanas									
10	2	Repsol Exploración México, PC Carigali México Operations, y Ophir México Limited	20.0	2	30.2	112.4	3,318.1	183	73.5%
12	2	PC Carigali México Operations, y Ophir México Limited	20.0	1	0.0	59.5	3,318.1	183	73.5%
14	2	Repsol Exploración México, PC Carigali México Operations	20.0	0	0.0	6.6	3,318.1	183	73.1%
18	1	Pemex Exploración y Producción	7.1	1	0.0	59.9	3,318.1	183	52.8%
Promedio	2		16.8	1	7.6	59.6	3,318.1		68.2%
Sub Total	7			4	30.2	238.0	13,272.4		
Cuencas Salinas									
20	2	Shell Exploración y Extracción de México	20.0	2	90.2	115.9	4,747.8	88	67.4%
21	4	Shell Exploración y Extracción de México	20.0	2	110.2	115.9	4,747.8	88	67.6%
22	2	Chevron Energía de México, Pemex Exploración y Producción, e Inpex E&P México	18.4	1	0.0	64.3	4,747.8	88	64.7%
23	2	Shell Exploración y Extracción de México	10.1	1	0.0	64.3	4,747.8	88	54.0%
24	1	Eni México, y Qatar Petroleum International Limited	9.5	1	0.0	64.3	4,747.8	88	53.3%
25	1	PC Carigali México Operations	20.0	0	0.0	12.7	4,747.8	88	66.3%
26	2	PC Carigali México Operations	20.0	1	0.0	64.3	4,747.8	88	66.3%
28	2	Shell Exploración y Extracción de México	20.0	2	43.2	115.9	4,747.8	88	67.2%
29	5	Repsol Exploración México, PC Carigali México Operations, Sierra Nevada E&P, y PTTEP México E&P Limited	20.0	2	151.3	115.9	4,747.8	88	68.5%
Promedio	2		17.6	1	43.9	81.5	4,747.8		63.9%
Sub Total	21			12	394.9	733.5	42,730.2		
Gran Total									
Promedio	2		16.1	1	27.6	73.0	4,883.9		64.70%
Total	39			23	525	1,387.40	92,794.00		

Tabla 126. Síntesis estadística de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos

Fuente: Secretaría de energía

1.11.5 Ronda Tres

1.11.5.1 Ronda 3 Licitación 1: Aguas Someras

La Primera Convocatoria de la Ronda Tres fue publicada en el Diario de la Federación el 29 de septiembre de 2017, la cual buscaba impulsar el sector petrolero marino a partir de la exploración y descubrimiento de nuevos recursos que restituyan las reservas del país, del aumento de la producción de aceite y gas, de la consolidación de zonas petroleras de desarrollo integral y de la atracción a la inversión y creación de empleos de calidad.

Está integrada por 35 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Producción Compartida, dividida en tres sectores:

- Burgos,
- Tampico- Misantla-Veracruz y
- Cuencas del Sureste.

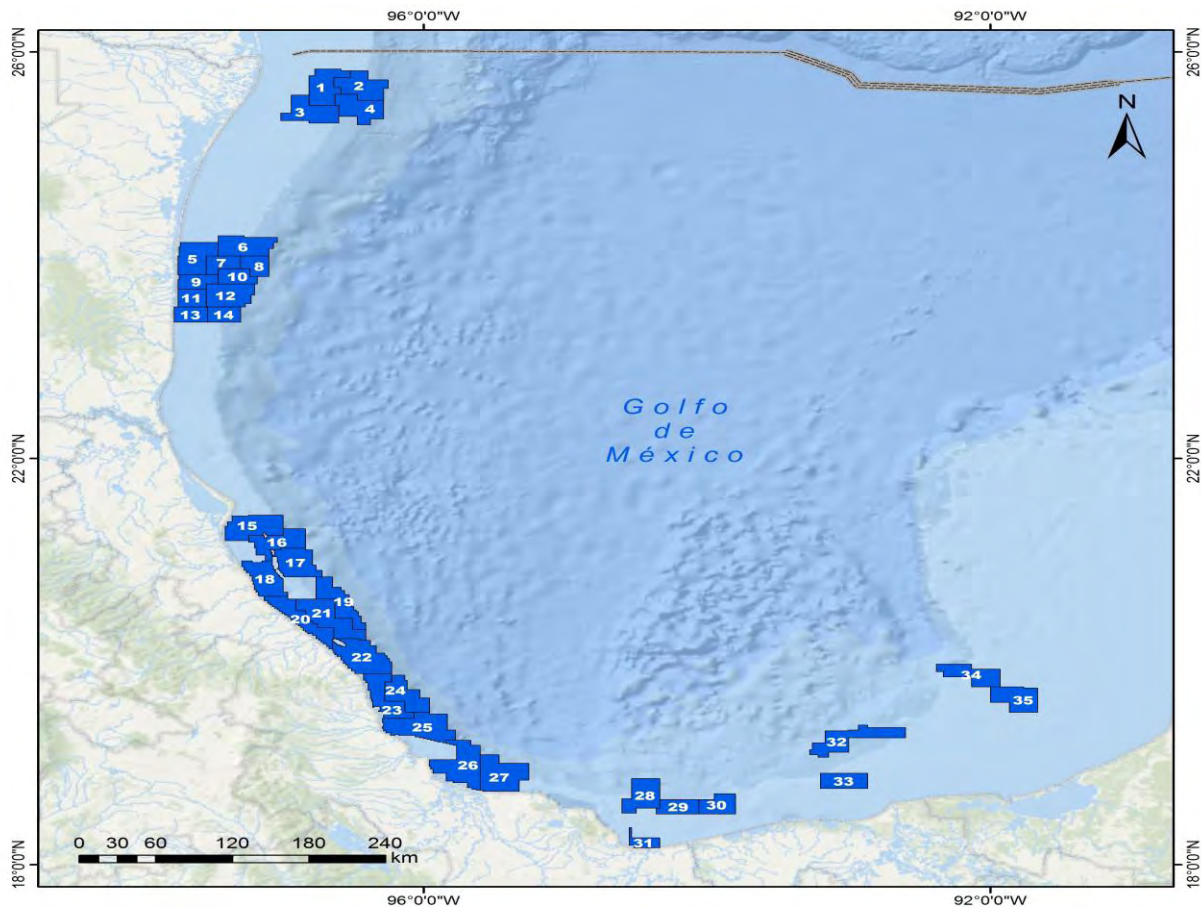


Figura 33. Áreas contractuales Correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda 3

Fuente: rondasmexico.gob

Datos generales	
Fecha de licitación	27/03/2018
Número de bloques	35
Provincia geológica	Cuenca de Burgos Cuenca Tampico-Misantla Cuenca de Veracruz Cuenca Salina Piar Reforma-Akal
Tipos de hidrocarburos	Aceite superligero Aceite ligero Aceite pesado Aceite extrapesado Gas seco Gas húmedo
Tipos de contrato	Producción Compartida

Tabla 127. Datos Generales correspondientes a Primera Convocatoria de la Ronda Tres
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En estos procesos licitatorios, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$8,000,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$898,000 pesos.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

El calendario simplificado del proceso licitatorio relacionado con la Primera Convocatoria de la Ronda Tres.

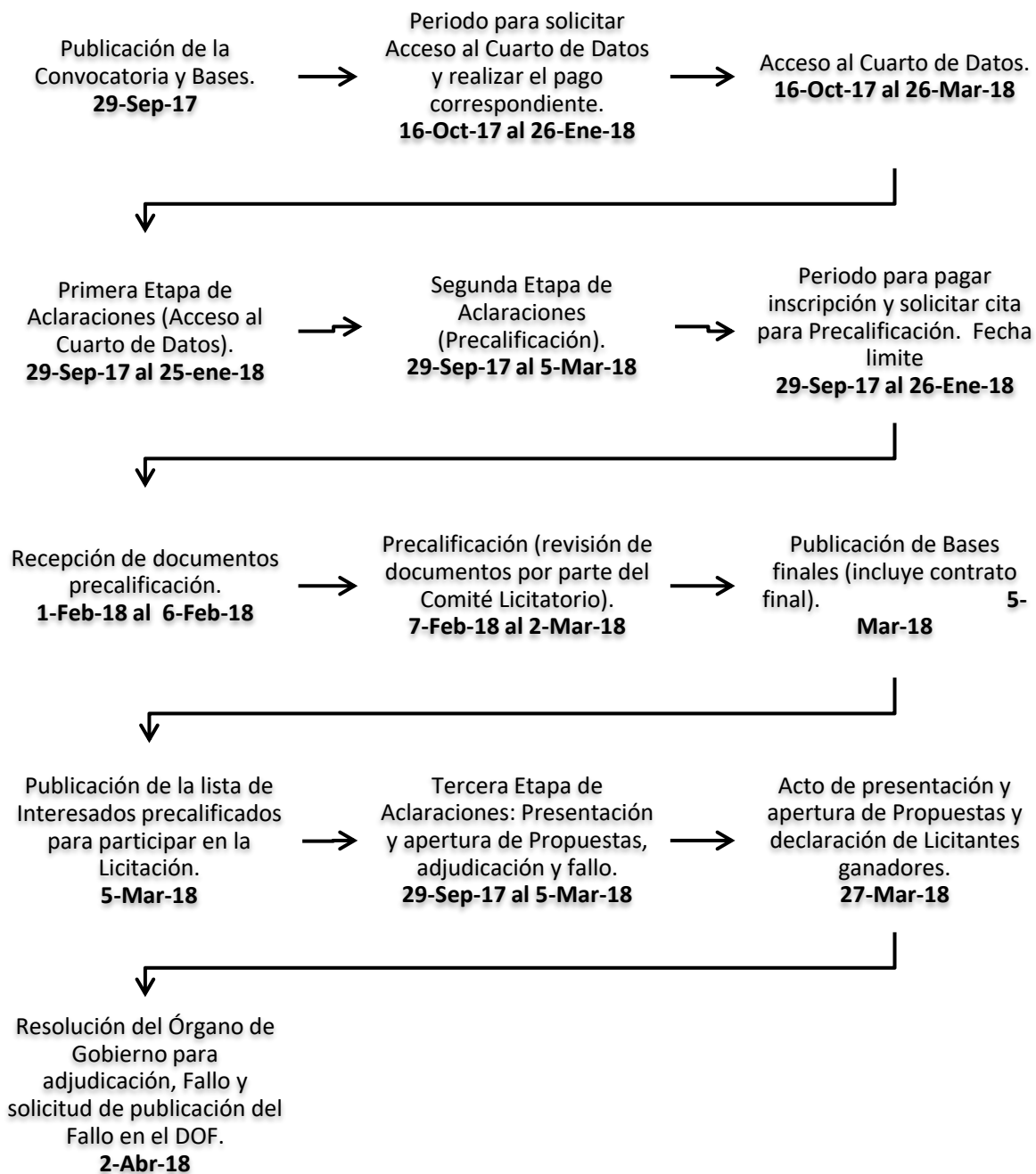


Figura 34. Proceso licitatorio de la Primera Convocatoria de la Ronda Tres.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Dado que la modalidad de los contratos licitados es producción compartida, éstos se asignaron con base en las propuestas de participación del Estado en la Utilidad Operativa, compromiso de inversión adicional y en su caso, los montos en efectivo ofrecidos por los participantes.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público estableció los valores mínimos y máximos para la Primera Convocatoria de la Ronda 3 y fue publicado el 27 de febrero de 2018.

Área Contractual	Participación de Estado en la Utilidad Operativa	
	Mínimo	Máximo
Burgos		
1	8.50%	65%
2	8.50%	65%
3	8.50%	65%
4	8.50%	65%
5	22.50%	65%
6	22.50%	65%
7	22.50%	65%
8	22.50%	65%
10	22.50%	65%
11	22.50%	65%
12	22.50%	65%
13	22.50%	65%
14	22.50%	65%
Tampico-Misantla-Veracruz		
10	22.50%	65%
11	22.50%	65%
12	22.50%	65%
13	22.50%	65%
14	22.50%	65%
15	22.50%	65%
16	22.50%	65%
17	22.50%	65%
18	22.50%	65%
19	22.50%	65%
20	8.50%	65%
21	8.50%	65%
22	8.50%	65%
23	8.50%	65%
24	8.50%	65%
25	8.50%	65%
26	8.50%	65%
27	8.50%	65%
Cuencas del Sureste		
28	22.50%	65%
29	22.50%	65%

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

30	22.50%	65%
31	22.50%	65%
32	22.50%	65%
33	22.50%	65%
34	8.50%	65%
35	22.50%	65%

Tabla 128. Valores mínimos y máximos de Participación del Estado en la Utilidad Operativa Correspondientes a la Primera Licitación de la Ronda Tres.

Las Propuestas Económicas ganadoras vs Segundo Lugar de cada área contractual de la Primera Licitación de la Ronda Tres se muestran a continuación.

Evaluación del Área Contractual 5, Burgos			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Repsol Exploración México	56.27	0	56.270
PEMEX Exploración y Producción	23.89	0	23.890

Tabla 129. Evaluación del Área Contractual 5- Burgos, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 5 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 5, fue de **56.270**
- La propuesta de Participación del Estado es de **56.27%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 56.27 + \left(5.72 \times \frac{56.27}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 56.270$$

Donde:

- VPO = Valor Ponderado de la Propuesta Económica
- Participación del Estado = Valor de Participación del Estado en la utilidad Operativa, expresada en dos dígitos y dos decimales.

- Factor de inversión = Variable discreta relativa al compromiso de inversión durante el periodo de Exploración.

Evaluación del Área Contractual 11, Burgos			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Premier Oil Exploration and Production México	29.43	0	29.430

Tabla 130. Evaluación del Área Contractual 11- Burgos, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 11 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 11, fue de **29.430**
- La propuesta de Participación del Estado es de **29.43%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 29.43 + \left(5.72 \times \frac{29.43}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 29.430$$

Evaluación del Área Contractual 12, Burgos			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Repsol Exploración México	48.17	0	48.170

Tabla 131. Evaluación del Área Contractual 12- Burgos, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 12 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 12, fue de **48.170**
- La propuesta de Participación del Estado es de **48.17%**

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 48.17 + \left(5.72 \times \frac{48.17}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 48.170$$

Evaluación del Área Contractual 13, Burgos

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Premier Oil Exploration and Production Mexico	34.73	0	34.730

Tabla 132. Evaluación del Área Contractual 13- Burgos, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 13 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 13, fue de **34.730**
- La propuesta de Participación del Estado es de **34.73%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 34.73 + \left(5.72 \times \frac{34.73}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 34.730$$

Evaluación del Área Contractual 15, Tampico-Misantla-Veracruz

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Capricom y Citla	22.88	0	22.880

Tabla 133. Evaluación del Área Contractual 15-Tampico-Misantla-Veracruz, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 15 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 15, fue de **22.880**
- La propuesta de Participación del Estado es de **22.88%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 22.88 + \left(5.72 \times \frac{22.88}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 22.880$$

Evaluación del Área Contractual 16, Tampico-Misantla-Veracruz

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
PEMEX, Deutsche y Compañía Española	24.23	0	24.230

Tabla 134. Evaluación del Área Contractual 16-Tampico-Misantla-Veracruz, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 16 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 16, fue de **24.230**
- La propuesta de Participación del Estado es de **24.23%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 24.23 + \left(5.72 \times \frac{24.23}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 24.230$$

Evaluación del Área Contractual 17, Tampico-Misantla-Veracruz

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
-----------	---	-------------------------------	------------------------------

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

	Utilidad Operativa (%)		
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
PEMEX, Deutsche y Compañía Española	35.51	0	35.510

Tabla 135. Evaluación del Área Contractual 17-Tampico-Misantla-Veracruz, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 17 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 17, fue de **35.510**
- La propuesta de Participación del Estado es de **35.51%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 35.51 + \left(5.72 \times \frac{35.51}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 35.510$$

Evaluación del Área Contractual 18, Tampico-Misantla-Veracruz

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
PEMEX y Compañía Española	40.51	0	41.510

Tabla 136. Evaluación del Área Contractual 18-Tampico-Misantla-Veracruz, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 18 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 18, fue de **40.510**
- La propuesta de Participación del Estado es de **40.51%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 40.51 + \left(5.72 \times \frac{40.51}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 40.510$$

Evaluación del Área Contractual 28, Cuenca del Sureste				
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0		
Eni y Lukoil	20.00	1.5	73.967	\$59,823,145.00
Deusche y Premier	20.00	1.5	73.967	\$14,170,000.00

Tabla 137. Evaluación del Área Contractual 28- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 28 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 28, fue de **73.967**
- La propuesta de Participación del Estado es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 20 + \left(5.72 \times \frac{20}{100} + 2.26 \right) \times 1.5 = 73.967$$

En el “Bloque 28” del Área Cuencas del Sureste, dos Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica de 73.967, por lo que se procedió a el primer criterio para determinar al Licitante Ganador.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Eni y Likoil ofreciendo un pago de **\$59,823,145.00** dólares.

Evaluación del Área Contractual 29, Cuenca del Sureste				
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0		
Pemex Exploración y Producción	65	1.5	73.967	\$13,075,075.00
Deutsche, Premier y Sapura	65.00	1	70.978	No aplica.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Tabla 138. Evaluación del Área Contractual 29- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 29 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 29, fue de **73.967**
- La propuesta de Participación del Estado es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 20 + \left(5.72 \times \frac{20}{100} + 2.26 \right) \times 1.5 = 73.967$$

En el Bloque 29 del Área Cuencas del Sureste, el Licitante PEMEX Exploración y Producción definió su propuesta con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional, un factor de inversión correspondiente a 1.5 y un Monto de Pago en Efectivo de \$13,075,075.00 dólares, siendo el licitante ganador; en comparación con Deutsche, Premir y Sapura que ofrecieron un valor de regalía adicional menor y un factor de inversión de 1, lo que no genera que no ofrezcan un valor de monto de pago en efectivo.

Evaluación del Área Contractual 30, Cuenca del Sureste

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0		
Deusche, Premiery Sapura	20.00	1.5	73.967	\$51,147,000.25
Eni y Lukoil	20.00	1.5	73.967	\$46,869,235.00
Capricorn y Citla	20.00	1.5	73.967	\$40,580,000.00
Total E&P	20.00	1.5	73.967	\$40,000,000.19
Pan Americana Energy	20.00	1.5	73.967	\$15,250,325.00

Tabla 139. Evaluación del Área Contractual 30- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Empatados
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 30 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 30, fue de **73.967**
- La propuesta de Participación del Estado es de **20%**
- Factor de Inversión adicional es de **1.5** que corresponde a **2 pozos** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 20 + \left(5.72 \times \frac{20}{100} + 2.26 \right) \times 1.5 = 73.967$$

En el Bloque 30 del Área Cuencas del Sureste, cinco Licitantes ofertaron el mismo Valor de Propuesta Económica y con los máximos valores de las variables de adjudicación 20% de regalía adicional y un factor de inversión correspondiente a 1.5.

El primer criterio para determinar al licitante ganador se refiere al licitante que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate, en este proceso contractual el licitante ganador fue Deusche, Premiery Sapura, ofreciendo un pago de \$51,147,000.25 dólares.

Evaluación del Área Contractual 31, Cuenca del Sureste

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Pan Americana Energy	65.00	1	70.978
Eni y Lukoil	42.35	1	47.032

Tabla 140. Evaluación del Área Contractual 31- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 31 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 31, fue de **70.978**
- La propuesta de Participación del Estado es de **65%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 65 + \left(5.72 \times \frac{65}{100} + 2.26 \right) \times 1 = 70.978$$

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGETICA

Evaluación del Área Contractual 32, Cuenca del Sureste			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Total y PEMEX	40.49	0	40.490
Sapura y Galem	30.16	1	34.145

Tabla 141. Evaluación del Área Contractual 32- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 32 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 32, fue de **40.490**
- La propuesta de Participación del Estado es de **40.49%**
- El Licitante no adquiriera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$VPO = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$VPO = 40.49 + \left(5.72 \times \frac{40.49}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 40.49$$

Evaluación del Área Contractual 33, Cuenca del Sureste			
Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Total y PEMEX	50.49	1	55.638
Eni y Lukoil	40.35	0	40.350

Tabla 142. Evaluación del Área Contractual 33- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 33 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 33, fue de **50.638**
- La propuesta de Participación del Estado es de **50.49%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 50.49 + \left(5.72 \times \frac{50.49}{100} + 2.26 \right) \times 1 = 55.638$$

Evaluación del Área Contractual 34, Cuenca del Sureste

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	8.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Total, BP y Pan Americana	50.49	1	55.638
Shell y PEMEX	40.36	0	4.360

Tabla 143. Evaluación del Área Contractual 34- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 34 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 34, fue de **55.638**
- La propuesta de Participación del Estado es de **50.49%**
- Factor de Inversión adicional es de **1** que corresponde a **1 pozo** perforados durante el periodo de exploración.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 50.49 + \left(5.72 \times \frac{50.49}{100} + 2.26 \right) \times 1 = 55.638$$

Evaluación del Área Contractual 35, Cuenca del Sureste

Licitante	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta
Valores mínimos y máximos de adjudicación	22.5% - 65%	1.5, 1, 0	
Shell y PEMEX	34.86	0	34.860
Total, BP y Pan Americana	30.49	0	30.490

Tabla 144. Evaluación del Área Contractual 35- Cuencas del Sureste, correspondientes la Primera Licitación de la Ronda Tres. Licitante Ganador VS Segundo lugar

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, rondasmexico.gob

La Propuesta Económica ganadora para el Área Contractual 35 se calcula de la siguiente manera;

- El Valor Ponderado de la Oferta ganadora para el área contractual 35, fue de **34.860**

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

- La propuesta de Participación del Estado es de **34.86%**
- El Licitante no adquiera el compromiso de inversión adicional durante el Período de Exploración por lo que el Factor de Inversión adicional es de **0**.

$$\text{VPO} = \text{Participación del Estado} + \left(5.72 \times \frac{\text{Participación del Estado}}{100} + 2.26 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

$$\text{VPO} = 34.86 + \left(5.72 \times \frac{34.86}{100} + 2.26 \right) \times 0 = 34.860$$

En promedio, la participación del Estado de las ofertas económicas ganadoras fue de 45.8%, los licitantes se comprometieron a realizar 9 pozos adicionales, y al pago de montos en efectivo por un total de 124 millones de dólares.

Adicionalmente, los contratistas pagarán la cuota contractual para la fase exploratoria; una regalía básica; el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y el impuesto sobre la renta. Considerando estos elementos, el Estado recibirá en promedio 72% del valor de las utilidades de los proyectos.

En resumen:

- Se adjudicaron 16 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras del Golfo de México a 12 licitantes.
- Los contratos adjudicados tienen una inversión asociada de 8,600 millones de dólares durante la vigencia de los contratos.
- El Estado estará recibiendo, en promedio, entre 72% y 78% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados. Asimismo, recibirá un total de 124 millones de dólares derivado de las ofertas ganadoras.
- Los recursos prospectivos asociados a los contratos adjudicados son de 513 millones de barriles de petróleo crudo equivalente

# de área	Total de propuestas recabadas	Licitante	Propuesta ganadora			Inversión Comprometida (millones de dólares)	Inversión Esperada Total (millones de dólares)	Producción promedio diaria máxima (Mbpce)	Participación Esperada Total del Estado en las Utilidades
			Participación del Estado(%)	Compromiso de Inversión Adicional					
				Pozos (0, 1y 2)	Monto en efectivo (millones de dólares)				
Burgos									
5	2	Repsol Exploración México	56.0	0	0.0	2.3	451.6	13.1	79.5%
11	1	Premier Oil Exploration And Production Mexico	29.4	0	0.0	1.2	451.6	13.1	64.1%
12	1	Repsol Exploración México	48.2	0	0.0	2.3	793.4	23.2	75.0%
13	1	Premier Oil Exploration And Production Mexico	34.7	0	0.0	1.2	451.6	13.1	67.2%
Promedio	1		42.2	0	0.0	1.7	537.0		71.5%
Sub Total	5			0	0.0	7.0	2,148.1		
Tampico-Misantla-Veracruz									
15	1	Capricorn Energy Limited, y Citla Energy E&P	27.9	0	0.0	2.7	568.7	14.6	62.5%
16	1	Pemex Exploración y Producción, Deustsche Erdoel México, y Compañía Española De Petróleos	24.2	0	0.0	2.2	568.7	14.6	60.5%
17	1	Pemex Exploración y Producción, Deustsche Erdoel México, y Compañía Española De Petróleos	35.5	0	0.0	2.4	568.7	14.6	66.8%
18	1	Pemex Exploración y Producción y Compañía Española De Petróleos	40.5	0	0.0	2.3	568.7	14.6	69.7%
Promedio	1		32.0	0	0.0	2.4	568.7		64.9%
Sub Total	4			0	0.0	9.7	2,275.0		
Cuencas del Sureste									
28	5	Eni México, y Lukoil Upstream México	65.0	2	59.8	93.5	540.6	22.2	84.2%
29	4	Pemex Exploración y Producción	65.0	2	13.1	92.6	540.6	22.2	81.5%
30	7	Deustsche Erdoe México, Premier Oil Exploration And Production México, y Sapura exploration and Production Sdn. Bhd.	65.0	2	51.1	92.8	540.6	22.2	83.7%
31	3	Pan Americana Energy LLC	65.0	1	0.0	46.4	473.7	20.3	80.8%
32	2	Total E&P México, y Pemex Exploración y Producción	40.5	0	0.0	2.9	473.7	20.3	67.1%
33	2	Total E&P México, y Pemex Exploración y Producción	50.5	1	0.0	47.3	540.6	22.2	72.7%
34	2	Total E&P México, Bp Exploration México, y Pan Americana Energy LLC	50.5	1	0.0	47.7	552.6	6.4	74.7%
35	2	Shell Exploración y Extracción de México y Pemex Exploración y Producción	34.9	0	0.0	2.3	540.6	22.2	63.9%
Promedio	3		54.5	1	1.0	53.2	525.4		76.1%
Sub Total	27			9	9.0	425.5	4,203.1		
Gran Total									
Promedio	2		45.8	1	1.0	27.6	539.1		72.10%
Total	36			9	9	442.20	8,626.10		

Tabla 145. Síntesis estadística de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la Primera Convocatoria de la Ronda Tres
Fuente: Secretaría de Energía

1.11.5.2 Ronda 3 Licitación 2: Terrestres, Exploración y Producción

El día 24 de enero de 2018, la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicó las Bases de Licitación para la adjudicación de contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en áreas contractuales terrestres.

La Segunda Convocatoria de la Ronda Tres está integrada por 37 áreas contractuales bajo la modalidad de contrato tipo Licencia. Estas áreas contractuales se encuentran divididas en tres sectores:

- Burgos
- Tampico-Misantla-Veracruz, y
- Cuencas del Sureste.

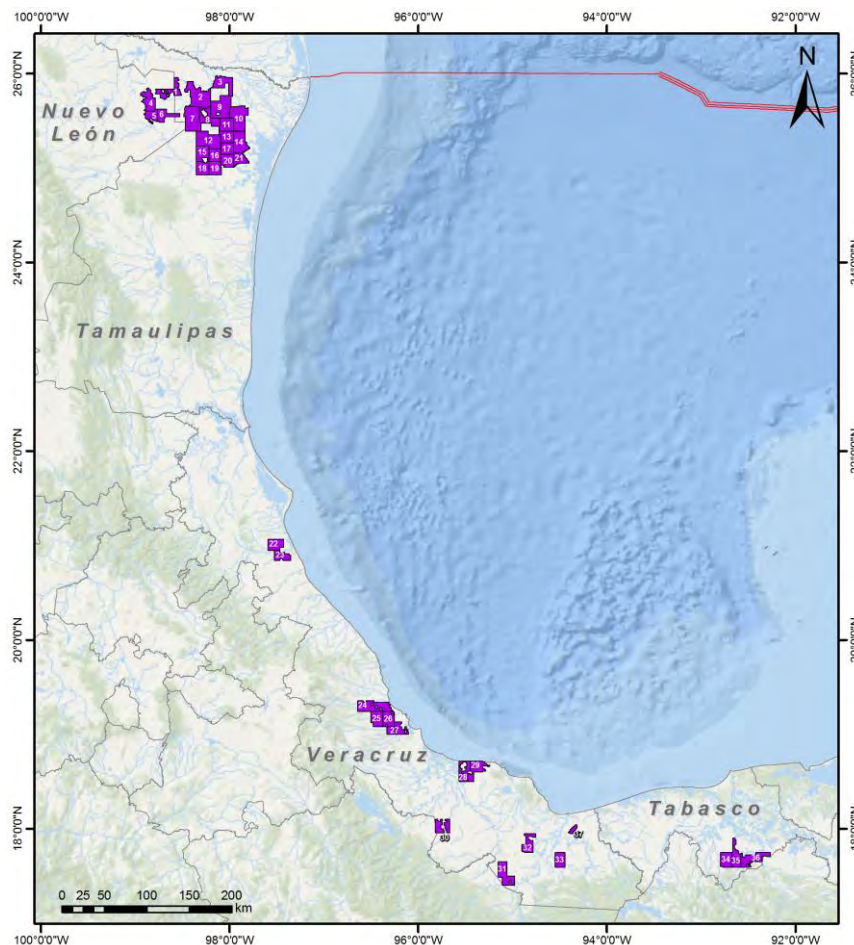


Figura 35. Áreas contractuales Correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda 3
Fuente: rondasmexico.gob

Datos generales	
Fecha de licitación	27/03/2018
Número de bloques	37
Provincia geológica	Cuenca de Burgos Cuenca Tampico-Misantla Cuenca de Veracruz Cuenca Salina
Tipos de hidrocarburos	Aceite ligero Gas seco Gas húmedo
Tipos de contrato	Licencia

Tabla 146. Datos Generales correspondientes a Segunda Convocatoria de la Ronda Tres
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

La Segunda Convocatoria de la Ronda Tres incluye 37 áreas terrestres convencionales que cubren una superficie de 9 mil 513 km².

- Los recursos prospectivos estimados para las áreas contractuales son de 260 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$1,000,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$898,000 pesos.

El acto de presentación y apertura de propuestas está previsto para el 27 de septiembre de 2018.

1.11.5.3 Ronda 3 Licitación 3: Terrestres No Convencionales, Exploración y Extracción

La Tercera Convocatoria de la Ronda Tres está integrada por 9 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato tipo Licencia, con una superficie promedio de 300 km², ubicadas al norte del Estado de Tamaulipas.

Estas áreas se encuentran en la Provincia de Burgos, con potencial exploratorio en los plays identificados como No Convencionales del Jurásico Superior y Cretácico Superior.

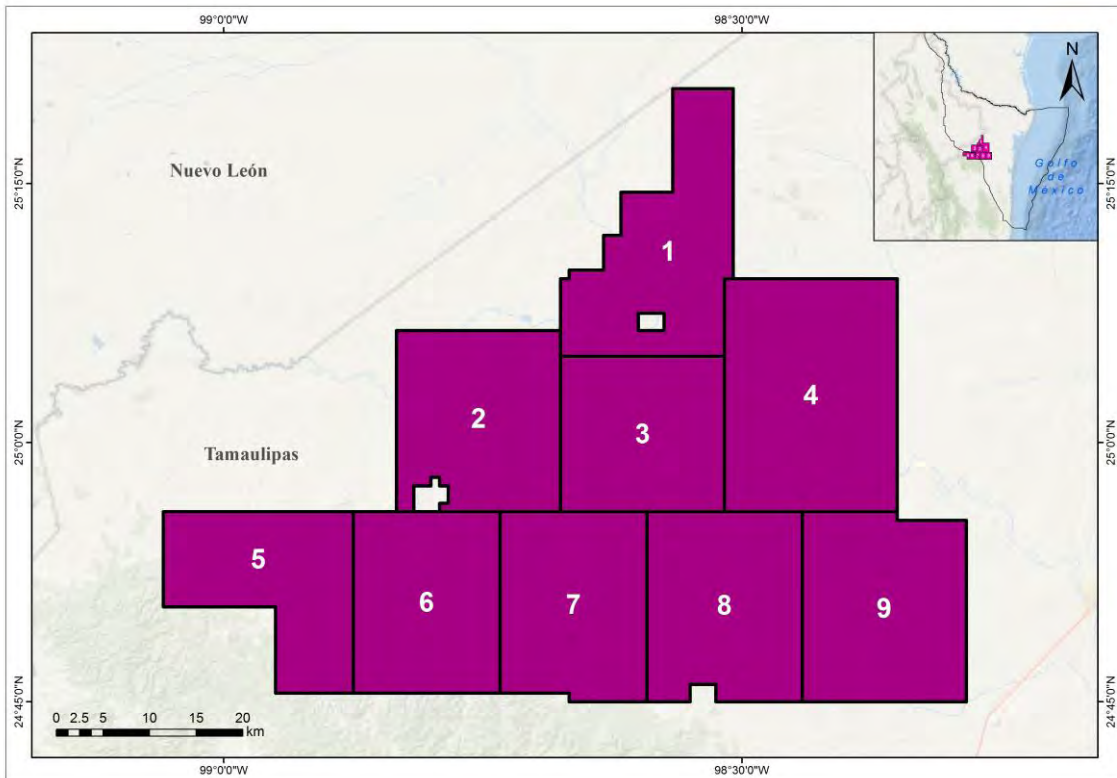


Tabla 147. Áreas contractuales Correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Tres
Fuente: rondasmexico.gob

Datos generales	
Fecha de licitación	27/03/2018
Número de bloques	37
Provincia geológica	Cuenca de Burgos
Tipos de hidrocarburos	Gas seco Gas húmedo
Tipos de contrato	Licencia

Tabla 148. Datos Generales correspondientes a Tercera Convocatoria de la Ronda Tres
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

La Tercera Convocatoria de la Ronda Tres incluye 9 áreas terrestres no convencionales que cubren una superficie de 1,800 km².

- Los recursos prospectivos estimados para las áreas contractuales son de 1,161 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$2,500,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$898,000 pesos.
- El acto de presentación y apertura de propuestas está previsto para el 27 de septiembre de 2018.

1.1 Asociaciones Estratégicas de Petróleos Mexicanos

Desde la Ronda Cero, donde PEMEX recibió el 21% de los recursos prospectivos, la empresa nacional ya había planeado apalancarse en alianzas estratégicas con el fin de acceder a tecnologías propietarias que le permitan acelerar la exploración en áreas de geología compleja o nuevos plays, buscando incrementar su capacidad de ejecución y compartir el riesgo. Su segundo objetivo en este tipo de alianzas considera desarrollar habilidades en modelos de administración y negociación de áreas de exploración a nivel nacional e internacional.

De esta manera, el Estado promueve la actividad petrolera en áreas que no habían sido atendidas por falta de financiamiento, capacidad de ejecución o tecnología, ya sea a través de licitaciones o por medio de asociaciones de PEMEX con empresas privadas a fin de atraer capital, diversificar riesgos y fortalecer los ingresos del Estado.

1.1.1 Asociación Aguas Profundas: - Trión

EL 28 de julio de 2016, la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicó la convocatoria y las bases de la licitación dirigidas a empresas interesadas en establecer alianzas estratégicas con PEMEX que pudieran demostrar solvencia, capacidad y experiencia probadas en el Área Trión, que se encuentra en el Cinturón Plegado Pérdido en Aguas Profundas.

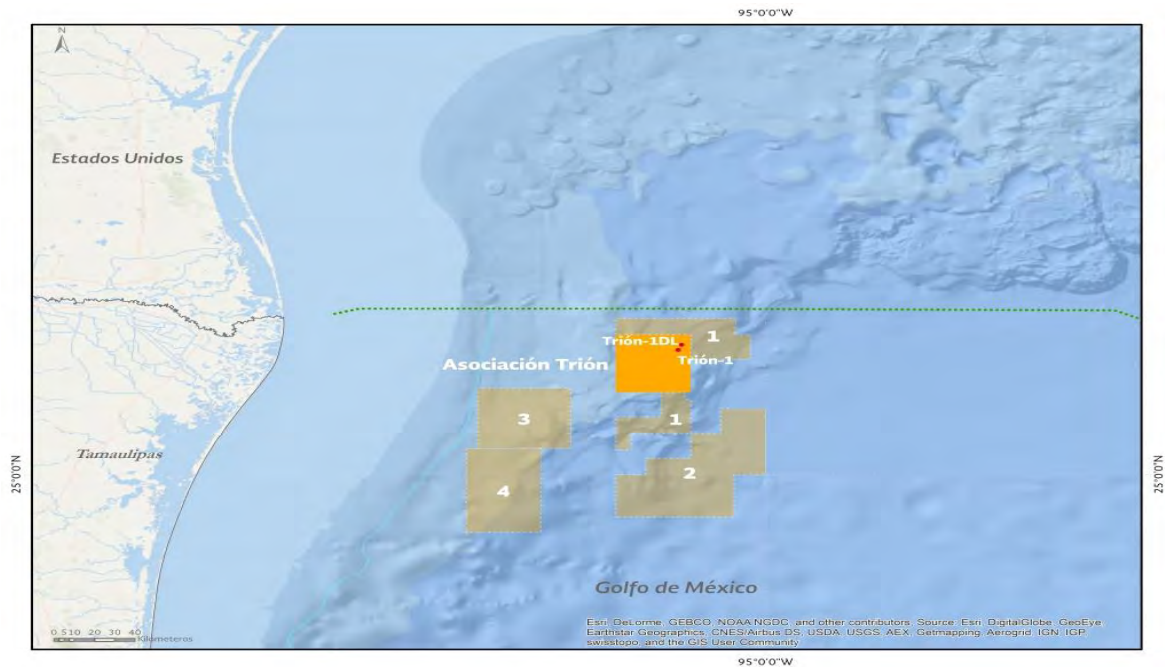


Figura 36. Área contractual como asociación de PEMEX, Campo ó.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	05/12/2016
Número de bloques	1
Provincia geológica	Cinturón Plegado Perdido
Provincia petrolera	Golfo Profundo
Ubicación	Aguas Profundas
Edades del Play	Eoceno Cretácico
Litologías	Areniscas de grano fino a medio Carbonatos
Tipos de contrato	Licencia

Tabla 149 Datos generales del Campo Trión
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Al igual que los Procesos Licitatorios de las Ronda 1, 2 y 3, todas las etapas del proceso de Trión y trámites se llevaron a cabo a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$1,600,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$750,000 pesos.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público dio a conocer los valores mínimo y máximo para la regalía adicional el 7 de septiembre de 2016.

El Licitante ganador será aquel con la mayor Propuesta Económica y estará obligado a realizar, de conformidad con las reglas y definiciones establecidas en el Acuerdo de Operación Conjunta, un Acarreo por al menos la Aportación Mínima de USD\$570,000,000 (quinientos setenta millones de Dólares 00/100 CY).

Valores de Regalía Adicional	
Mínimo	Máximo
Asociación - Trión (Aguas Profundas)	
3.00%	4%

Tabla 150. Valor mínimo y máximo para Regalía Adicional, correspondiente a la Asociación Trión

Las bases licitatorias establecen que en caso de que dos o más Licitantes ofrezcan el mismo valor de la Propuesta Económica, el primer criterio para determinar al Licitante Ganador será quien ofrezca el monto en efectivo.

El pago del monto en efectivo propuesto por el Licitante Ganador se realizará de la siguiente forma:

- El 10% del monto en efectivo propuesto como criterio de desempate por el Licitante Ganador se deberá pagar como bono a la firma en favor del Estado.
- El 90% del monto en efectivo propuesto deberá destinarse a inversiones y gastos adicionales en favor de PEMEX.

El 5 de diciembre de 2016 se realizó la apertura de propuestas para la asociación de Trión con PEMEX; resultando como empresa ganadora BHP Billiton de Australia ofreciendo el valor máximo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 4% para el valor de la regalía Adicional y un pago par desempate de USD \$624,000,000. Este contrato fue suscrito el 3 de marzo de 2017.

Variable	Unidad	Primer Lugar	Segundo Lugar
Número de Contrato		CNG-A1-TRION/2016	
Fecha de firma de contrato		03/03/2017	
Licitante		BHP Billion Petróleo Operaciones de México	BP Exploración de México
País de origen		Australia	Reino Unido
Regalía Adicional	%	4	4
Oferta económica	USD	642,000,000	605,999,999.99

Tabla 151. Datos generales del Campo Trión
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Conforme el modelo de Acuerdo de Operación Conjunta, el Monto Total de la Aportación será:

$$\text{Aportación Mínima} + \frac{\text{Aportación Adicional}}{0.4}$$

- La Aportación Mínima es de USD\$570,000,000.00
- Monto por Pago en Efectivo es de USD\$624,000,000

$$\text{Aportación Adicional} = 624,000,000 \times 0.90 = \text{USD } \$561,600,000.00$$

Monto total de la Aportación

$$570,000,000 + \frac{561,600,000.00}{0.4} = \text{USD\$1,974,000,000.00}$$

El Licitante Ganador est obligado a cubrir todos los costos y responsabilidades cargados a la cuenta conjunta hasta por el monto de USD \$1,974,000,000.00.

Los montos por encima de dichos USD\$1,974,000,000.00 cargados a la cuenta conjunta deberán ser fondeados de conformidad con las participaciones en el Acuerdo de Operación Conjunta, siendo la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción responsable de fondear el 40% y el Licitante Ganador, el 60% restante.

En resumen:

El Licitante Ganador que será socio de PEMEX para llevar a cabo Actividades Petroleras en el bloque Trión. Es la empresa BHP Billiton, con una regalía adicional de 4% y una oferta de recursos por 624 millones de dólares. El Estado, incluyendo los beneficios del gobierno federal y de PEMEX, recibirá 72.4% del valor de la utilidad del proyecto. La oferta de recursos implica que el Fondo Mexicano del Petróleo para el Desarrollo y la Estabilización recibirá un bono inmediato por 62.4 millones de dólares, y que PEMEX no deberá incurrir en gastos hasta que se hayan cubierto 1,974 millones de dólares en el proyecto.

1.1.2 Asociación Aguas Someras Ayn-Batsil

El 28 de noviembre de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicó en el Diario Oficial de la Federación las Disposiciones Administrativas en materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, de la asociación Ayn-Batsil en aguas Someras

El área Ayín-Batsil se localiza en la parte oriental de la provincia Salina del Istmo y la porción marina de la provincia Pilar Reforma-Akal, principal provincia productora de hidrocarburos del país, denominada Cuencas del Sureste.



Figura 37 Bloque de aguas someras Ayín-Batsil
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	04/10/2017
Provincia geológica	Cuencas del Sureste
Provincia petrolera	Salina del Istmo
Ubicación	Aguas Someras
Asignaciones	AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 A-0033-Campo Ayín
Edades del Play	Jurásico Kimmeridgiano Cretácico Fracturado Plioceno
Litologías	Arenas con intercalaciones arcillosas Mudstone-Wackestone Fracturado Packstone-Grainstone

Tipos de contrato	Producción compartida
-------------------	-----------------------

Tabla 152 Datos generales del Bloque de aguas someras Ayín-Batsil
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Al igual que los Procesos Licitatorios de las Ronda 1, 2 y 3, todas las etapas del proceso de Ayín-Batsil y trámites se llevaron a cabo a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$2,500,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$750,000 pesos.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público dio a conocer los valores mínimos y máximos de Participación del Estado en la Utilidad Operativa el 21 de junio de 2017

Participación del Estado (%)	
Mínimo	Máximo
Asociación - Ayín Batsil	
18.20%	25.00%

Tabla 153. valores mínimo y máximo de la Participación del Estado en la Utilidad Operativa

El 4 de octubre de 2017, inició el acto de presentación y apertura de propuestas, sin embargo, el bloque se declaró desierto al no haberse registrado ningún licitante.

1.1.3 Asociación Terrestre: Cárdenas-Mora

El 2 de mayo de 2017 de, la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicó la convocatoria y las bases de la licitación dirigidas a empresas interesadas en establecer alianzas estratégicas con PEMEX.

El campo Cárdenas se encuentra en el estado de Tabasco, a 36 km al sureste de la ciudad de Comalcalco y a 7 km de la ciudad de Cárdenas. Por su parte, el campo Mora se localiza en la parte suroeste del estado de Tabasco, en el municipio de Cárdenas, aproximadamente a 12 km al norte de la ciudad de Cárdenas y a 29 km de la ciudad de Comalcalco.

El bloque Cárdenas-Mora abarca una superficie de 168 Km² y se ubica aproximadamente a 62 km de Villahermosa, Tabasco. Cuenta con reservas probadas (1P) por 93 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) ligero de alta calidad (39°API).

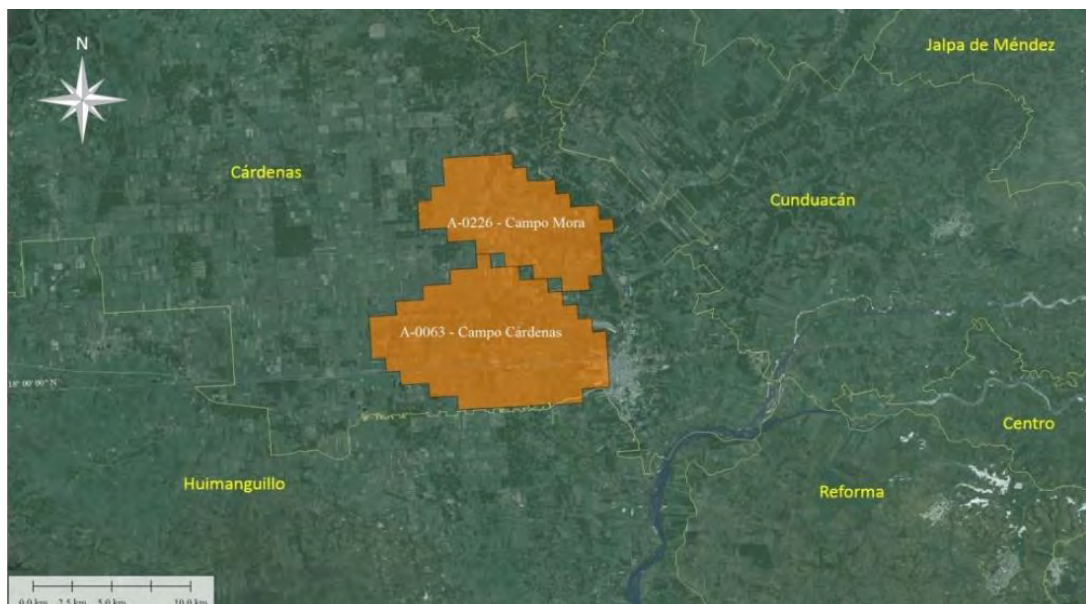


Figura 38 Bloque Cárdenas-Mora
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	04/10/2017
Provincia geológica	Cuencas del Sureste
Provincia petrolera	Pilar Reforma-Akal
Ubicación	Área Terrestre
Asignaciones	Cárdenas Mora
Edades del Play	Jurásico Superior Kimmeridgiano Cretácico Inferior
Litologías	Caliza Dolomías
Estado	Tabasco
Municipio	Cárdenas
Tipos de contrato	Licencia

Tabla 154. Datos generales del Bloque Cárdenas-Mora
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Al igual que los Procesos Licitatorios de las Ronda 1, 2 y 3, todas las etapas del proceso de Cárdenas-Mora y trámites se llevaron a cabo a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$2,500,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$750,000 pesos.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, dio a conocer los valores mínimo y máximo para la regalía adicional el 21 de junio de 2017.

Valores de Regalía Adicional (%)	
mínimo	máximo
1.00%	13.00%

Tabla 155. Valor mínimo y máximo de Regalía Adicional, correspondientes a la Asociación Cárdenas-Mora

El Licitante Ganador será aquel con la mayor Propuesta Económica y estará obligado a realizar, de conformidad con las reglas y definiciones establecidas en el Acuerdo de Operación Conjunta, un Acarreo por al menos la Aportación Mínima de USD \$125,000,000 en favor de la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción.

Evaluación de Propuesta Cárdenas Mora		
Licitante	Valor de la regalía Adicional (%)	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
Cheiron Holdings Limited	13	\$41,500,000.00
Gran Tierra México Energy, S. de R.L de C.V en Consorcio con Sierra Blanca P&D	5.09	No aplica

Tabla 156. Evaluación de Propuestas para Asociación Cárdenas-Mora
Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Las Bases de Licitación establecen que en caso de que el Licitante ofrezca un valor de la Regalía Adicional equivalente al valor máximo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Propuesta Económica deberá incluir un ofrecimiento de monto en efectivo que deberá pagarse de conformidad.

El pago del monto en efectivo propuesto por el Licitante Ganador se realizará de la siguiente forma:

- a) En caso de que el monto propuesto sea menor o igual a USD \$69,000,000 (sesenta y nueve millones de Dólares), el total se pagará a la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción.
- b) En caso de que la oferta sea mayor a USD \$69,000,000 (sesenta y nueve millones de Dólares):
- I. Se pagará a la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción un monto por USD \$69,000,000 (sesenta y nueve millones de dólares)
 - II. 20.0% del monto que resulte de restar USD \$69,000,000 (sesenta y nueve millones de dólares) a la propuesta, se deberá pagar como Bono a la Firma en favor del Estado.
 - III. 80.0% del monto que resulte de restar USD \$69,000,000 (sesenta y nueve millones de dólares) a la Propuesta, se deberá pagar a la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción.

Área	Total, de propuestas recabadas	Propuesta ganadora			Pago inicial a PEMEX (millones de dólares)	Monto en Efectivo al Estado (millones de dólares)	Inversión Total Esperada (millones de dólares)
		Licitante	Regalía Adicional (%)	Monto en Efectivo (millones de dólares)			
Cárdenas-Mora	2	Cheiron Holdings Ltd.	13.0	41.5	166.5	0.0	127.3

Tabla 157. Síntesis estadística de la licitación de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en asociación con PEMEX para Cárdenas-Mora

Fuente: rondasmexico.gob.mx

La empresa egipcia Cheiron Holdings Limited resultó ganadora de la licitación del bloque Cárdenas-Mora al ofertar un pago inicial de 125 millones de dólares, así como una regalía adicional de 13% y un pago en efectivo de 41.5 millones de dólares por ofrecer un valor de regalía de 13%, garantizando que el Estado Mexicano capture el valor de la renta petrolera

El pago de Acarreo de Acuerdo de Operación con la Aportación Mínima de USD\$125,000,000 más el Monto en efectivo por ofrecer un valor de la Regalía Adicional equivalente al valor máximo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público que corresponde a USD\$41,500,000.00.

$$\text{USD}\$41,500,000.00 + \text{USD}\$125,000,000 = 166.5 \text{ millones de dólares}$$

La participación en este bloque se dividirá entre PEMEX y Cheiron, con 50% para cada una, incluyendo cierta infraestructura existente conforme a lo establecido en las bases de licitación.

1.12.4 Asociación Terrestre: Ogarrio

El 2 de mayo de 2017 se dio a conocer la convocatoria de la Asociación Ogarrio para seleccionar un socio de Petr6leos Mexicanos bajo la modalidad contractual de licencia.

El campo Ogarrio est1 localizado en el municipio de Huimanguillo Tabasco, a 90 km, al suroeste de la Ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, y a 100 km aproximadamente al noroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco.

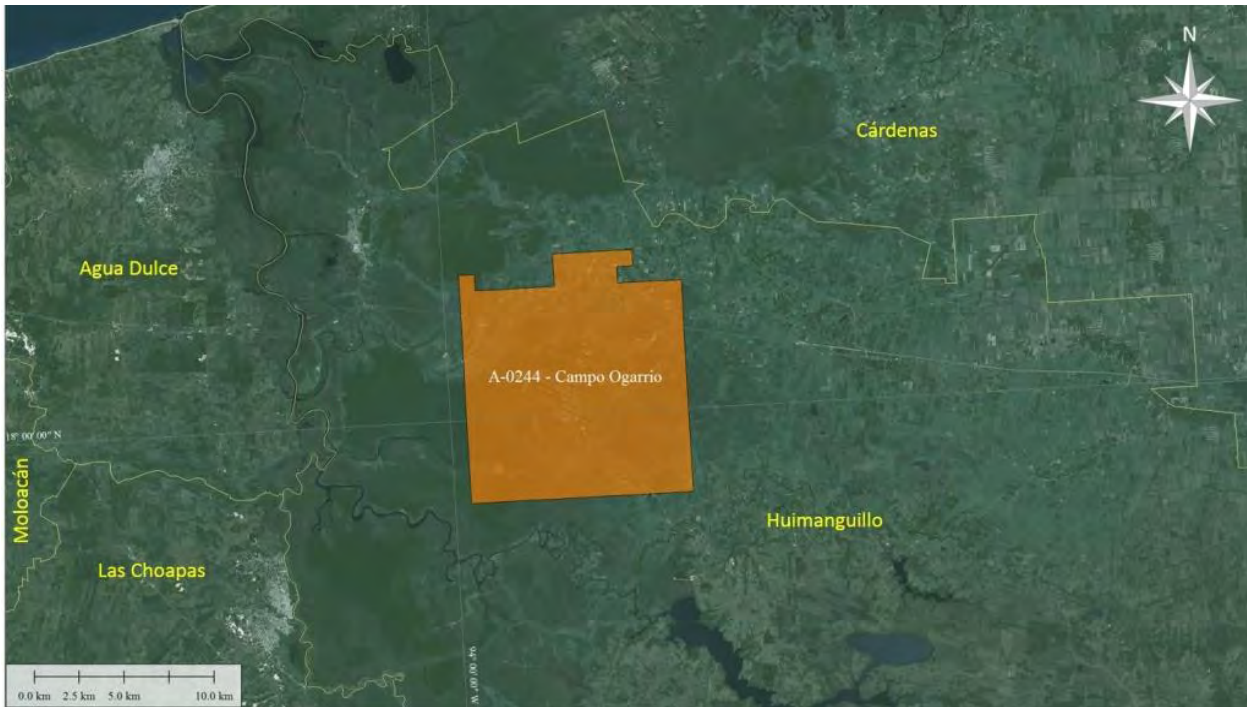


Figura 39. Campo Ogarrio
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos generales	
Fecha de licitación	04/10/2017
Provincia geológica	Cuencas del Sureste
Provincia petrolera	Pilar Reforma-Akal
Ubicación	Área Terrestre
Campos	Ogarrio
Edades del Play	Neógeno Paleógeno
Litologías	Areniscas

Estado	Tabasco
Municipio	Huimanguillo
Tipos de contrato	Licencia

Tabla 158 Datos generales del Campo Ogarrio
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Al igual que los Procesos Licitatorios de las Ronda 1, 2 y 3, todas las etapas del proceso de Cárdenas-Mora y trámites se llevaron a cabo a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En este proceso licitatorio, el pago por el acceso al cuarto de datos se definió por la cantidad de \$2,500,00 pesos y el pago por inscripción a la licitación por \$750,000 pesos.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, dio a conocer los valores mínimo y máximo para la regalía adicional el 21 de junio de 2011.

Valores de Regalía Adicional (%)	
mínimo	máximo
1.00%	13.00%

Tabla 159. Valor mínimo y máximo de Regalía Adicional, correspondientes a la Asociación Ogarrio

El Licitante Ganador será aquel con la mayor Propuesta Económica y estará obligado a realizar, un pago inicial de USD \$190,000,000 en favor de la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción, de conformidad con las reglas establecidas en el Acuerdo de Operación Conjunta.

ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENÈRGETICA

Evaluación de Propuesta Ogarrío		
Licitante	Valor de la regalía Adicional (%)	Monto de Pago en Efectivo (Dólares)
DEA Deustsche Erdoel	13	\$213,870,000.00
California Resources Corporation en Consorcio con PetroBal	13	\$52,000,019.00
Tecpetrol Internacional, en Consorcio con Galem Energy.	13	\$30,150,000.00
Ogarrío E&P	13	\$20,533,333,33

Tabla 160. Evaluación de Propuestas para Asociación Ogarrío
Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

El pago del monto en efectivo propuesto por el Licitante Ganador se realizará de la siguiente forma:

- a) En caso de que el monto propuesto sea menor o igual a USD \$59,600,000 (cincuenta y nueve millones seiscientos mil dólares), el total se pagará a la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción.
- b) En caso de que la oferta sea mayor a USD \$59,600,000 (cincuenta y nueve millones seiscientos mil dólares):
 - I. Se pagará a la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción un monto por USD \$59,600,000 (cincuenta y nueve millones seiscientos mil Dólares)
 - II. 20.0% del monto que resulte de restar USD \$59,600,000 (cincuenta y nueve millones seiscientos mil dólares) a la propuesta, se deberá pagar como Bono a la Firma en favor del Estado.
 - III. 80.0% del monto que resulte de restar USD \$59,600,000 (cincuenta y nueve millones seiscientos mil dólares) a la Propuesta, se deberá pagar a la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción.

Área	Total de propuestas recabadas	Propuesta ganadora			Pago inicial a PEMEX (millones de dólares)	Monto en Efectivo al Estado (millones de dólares)	Inversión Total Esperada (millones de dólares)
		Licitante	Regalía Adicional (%)	Monto en Efectivo (millones de dólares)			
Ogarrio	4	DEA Deustsche Erdoel	13.0	213.87	373	30.9	222.5

Tabla 161. Síntesis estadística de la licitación de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en asociación con PEMEX para Ogarrio
Fuente: rondasmexico.gob.mx

La empresa alemana DEA Deutsche resultó ganadora de la licitación del campo Ogarrio al ofertar un pago inicial de 190 millones de dólares, con lo que se reconocen las inversiones ya realizadas por PEMEX, así como una regalía adicional de 13% y un pago en efectivo de 213.9 millones de dólares por pago de desempate.

Al Pago en Efectivo por desempate le restamos USD \$59,600,000 que serán pagados a PEMEX

$$\text{USD } \$213,870,000.00 - \text{USD } \$59,600,000.00 = \text{USD } \$154,270,000.00$$

De los **USD \$154,270,000.00** el 20% se deberá pagar como Bono a la Firma en favor del Estado.

$$\text{USD } \$154,270,000.00 \times .20 = \text{USD } \$30,854,000.00$$

EL Monto en Efectivo al Estado es de USD **\$30,854,000.00**

De los **USD \$154,270,000.00** el 80% se deberá pagar a PEMEX.

$$\text{USD } \$154,270,000.00 \times .80 = \text{USD } \$123,416,000.00$$

EL pago inicial a PEMEX de acuerdo con las bases de licitación resulta del pago inicial de conformidad en el Acuerdo de Operación Conjunta de:

$$\text{USD } \$190,000,000 + \text{USD } \$59,600,000 + \text{USD } \$123,416,000.00 = \text{USD } \$373,016,000.00$$

2. NUEVO MARCO REGULATORIO EN MÉXICO

La Reforma Energética estableció los principios de un nuevo modelo para el desarrollo de la industria petrolera en nuestro país y definir la organización institucional se promulgaron una serie de leyes secundarias y reglamentos para ser aplicados a la nueva estructura del sector energía en México. En ella se establece el tratamiento que tienen los participantes de la industria. Todos ellos habrán de apegarse a la nueva organización, normatividad y establecer nuevos sistemas de información y procesos de negocio.

Los decretos promulgados por el Poder Ejecutivo Federal el 11 de agosto de 2014, fueron aplicados al marco normativo constitucional del sector energía, en los cuales se promueve la participación del sector privado en actividades que eran reservadas a PEMEX.

Las Leyes promulgadas, resultantes de la Reforma a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, son:

- Ley de Petróleos Mexicanos;
- Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo;
- Ley de Hidrocarburos (con lo que se abrogó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo);
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos;
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
- Ley de la Industria Eléctrica.
- Ley de Energía Geotérmica.
- Ley de la Comisión Federal de Electricidad.

	Leyes Promulgadas	Leyes Derogadas
Industria de Hidrocarburos	Ley de Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero
Petróleos Mexicanos	Ley de Petróleos Mexicanos	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Petróleos Mexicanos
Ingresos sobre Hidrocarburos	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento de la Ley Minera en Materia de Gas Asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral
Protección Industrial, de Seguridad, y Ambiente al Sector	Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección del Medio Ambiente de Hidrocarburos	
Agencia de Regulación del Sector	Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de la Comisión Reguladora de Energía • Ley Nacional de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
Fondos del Petróleo Mexicano	Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo	

Tabla 162 Modificaciones al Marco jurídico Del Sector Energético
Fuente: Secretaría de Energía

2.1 Ley de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos es la más importante de entre las leyes secundarias que se generaron a partir de la Reforma Energética, ya que es la que define los cambios más drásticos y de mayor relevancia que la Reforma Energética conlleva.

Esta Ley es la que define las alternativas para que las empresas productivas del estado y los particulares lleven a cabo los procesos relacionados con la exploración y extracción de hidrocarburos

Para los efectos de esta Ley, se considerarán yacimientos transfronterizos aquéllos que se encuentren dentro de la jurisdicción nacional y tengan continuidad física fuera de ella.

También se considerarán como transfronterizos aquellos yacimientos o mantos fuera de la jurisdicción nacional, compartidos con otros países de acuerdo con los tratados en que México sea parte, o bajo lo dispuesto en la Convención de las Naciones Unidas sobre Derecho del Mar.

Esta Ley tiene por objeto regular las siguientes actividades en territorio nacional:

- I. El Reconocimiento y Exploración Superficial, y la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- II. El Tratamiento, Refinación, Enajenación, Comercialización, Transporte y Almacenamiento del Petróleo;
- III. El Procesamiento, Compresión, Licuefacción, Descompresión y Regasificación, así como el Transporte, Almacenamiento, Distribución, Comercialización y Expendio al Público de Gas Natural;
- IV. El Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Petrolíferos, y
- V. El Transporte por ducto y el Almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos, de Petroquímicos.

Adicionalmente, incorpora las obligaciones y responsabilidades de los reguladores y participantes, así como las sanciones por incumplimiento. Además, es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo, y 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de hidrocarburos.

En relación con las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas, comprenden las actividades de reconocimiento y exploración superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos, las llevará a cabo la nación, por conducto de asignatarios, es decir, PEMEX o por medio de contratistas, de acuerdo con lo establecido en Ley de Hidrocarburos.

Aspectos generales de relevancia:

- Mediante licitaciones públicas, y a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se permite la contratación directa de empresas nacionales y extranjeras para realizar las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas, bajo las modalidades de contratos de utilidad compartida, producción compartida, licencias y servicios.

- Con la nueva dinámica de mercado del sector energía, se rediseñaron y fortalecieron las actividades y responsabilidades de los Órganos Reguladores del sector energético, es decir, la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, otorgándoles autonomía. En el marco de la Reforma, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público deberá establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de las licitaciones, y determinar las variables de adjudicación de los procesos de licitación

- Respecto a las asignaciones otorgadas a particulares, PEMEX y demás Empresas Productivas del Estado podrán celebrar con privados nacionales o extranjeros, contratos de servicios, siempre que la contraprestación se realice en efectivo o en especie.

- La Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá celebrar contratos para la Exploración y Producción de un área contractual a través de un proceso de licitación con duración específica. Los contratistas podrán ser PEMEX o cualquier otra Empresas Productivas del Estado o persona moral, previa celebración de un contrato

con la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Estos contratos podrán ser de manera individual o en consorcio o asociación en participación con PEMEX.

- PEMEX y las demás Empresas Productivas del Estado podrán solicitar la migración de una asignación de la que sean titulares a contratos para la Exploración y Extracción. En caso de proceder la migración, previa autorización de la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establecerán las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que correspondan. En este caso, y mediante licitaciones llevadas a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, PEMEX y las otras Empresas Productivas del Estado podrán celebrar alianzas o asociaciones con personas morales.

- La Secretaría de Energía es la responsable de establecer el modelo de contratación correspondiente a cada área contractual que se licite o adjudique, y podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. En tanto que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público será la responsable de establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de cada contrato.

En Resumen, la Ley de Hidrocarburos

- Reglamenta los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos;
- Reafirma que, invariablemente, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación;
- Las actividades de exploración y extracción se consideran estratégicas, por lo que sólo la Nación puede llevarlas a cabo por conducto de Asignatarios (Empresas Productivas del Estado) y Contratistas (Empresas Privadas).

2.1.1 Asignaciones.

- La Secretaría de Energía podrá hacer asignaciones de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos solo a las empresas productivas del Estado. En muchos sentidos, cuando se le otorguen a una empresa productiva del Estado (PEMEX), se tendrá una situación similar a la que se tenía antes de la Reforma Energética: una empresa del Estado a la que se le asigna un área exclusiva para llevar a cabo la exploración y la extracción de hidrocarburos.

- Para hacer asignaciones la Secretaría de Energía deberá asesorarse sobre aspectos técnicos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de quien deberá obtener una opinión favorable para cada asignación.

- Si los objetivos de la asignación no se cumplen, esta puede ser revocada. El incumplimiento puede ser de varios tipos: suspensión de la actividad, incumplimiento de planes, accidentes graves, presentación de información falsa, entre otros.

- Una empresa productiva del Estado puede ceder una asignación solo a otra empresa productiva del Estado, pero solo con la autorización de Secretaría de Energía. Además, una empresa productiva del Estado podrá renunciar a una asignación solo con la autorización de Secretaría de Energía.

- Una empresa productiva del Estado que tenga una asignación, podrá realizar contratos de servicio con particulares para lograr los objetivos de la asignación. Esta será una situación muy similar a la que se venía presentando en los últimos años con los Contratos Integrales de Exploración Y Producción (CIEPS) y los Contratos de Obra Pública Financiada (COPS)

2.1.2 Contratos

Esta debe ser la modalidad de mayor interés para empresas privadas que deseen participar en la actividad petrolera a raíz de la Reforma Energética, de los cuales:

- Por parte del gobierno serán firmados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos dándole certeza y transparencia al proceso.
- Podrán ser firmados con empresas productivas del Estado o por empresas privadas establecidas en México.
- Se asignarán por licitación, la cual será administrada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Secretaría de Energía deberá definir las áreas contractuales, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Secretaría de Energía también definirá para cada área contractual los modelos de contrato de servicios, de utilidad o producción compartida o de licencia. En esta ley solo se lista el tipo de contratos que contempló la Reforma Constitucional de diciembre de 2013. La ley de Ingresos sobre Hidrocarburos es la que define con mayor precisión cada tipo de contrato y sus esquemas.
- La Secretaría de Hacienda y Crédito Público es quien establezca los parámetros económicos de los contratos, así como la variable de adjudicación de este, tomando en cuenta lo definido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
- Si el área incluye yacimientos transfronterizos, entonces alguna empresa productiva del Estado deberá participar con al menos el 20% de la inversión del proyecto.
- Es importante hacer mención que, si una empresa productiva del Estado tiene algún área asignada, esta puede solicitar a Secretaría de Energía que esta se convierta en un contrato de exploración y producción. Al momento de la migración, la Ley de Hidrocarburos le asigna a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la responsabilidad de definir las condiciones económicas de tipo fiscal que se aplicarán al contrato.
- En el caso de estas migraciones de asignación a contrato, la Ley de Hidrocarburos permite que se hagan alianzas entre la empresa productiva del Estado y empresas particulares para tomar el contrato en forma conjunta. En estos casos el socio será definido vía una licitación que también será administrada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y cuyos términos fiscales serán definidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito

Público y los técnicos por Secretaría de Energía. La participación de al menos cuatro organismos gubernamentales (la empresa productiva del Estado, Secretaría de Energía, Secretaría de Hacienda y Crédito Público y Comisión Nacional de Hidrocarburos) ciertamente implicará una complejidad administrativa considerable.

2.2 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

Esta ley tiene como objetivo establecer el régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano que se obtengan de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen a través de las Asignaciones y Contratos, así como de las contraprestaciones que se establecerán en los Contratos.

Generalidades:

- El pago de las contraprestaciones que se establezcan en los Contratos se realizará en efectivo y no exime a los Contratistas del cumplimiento de las obligaciones en materia tributaria y demás disposiciones fiscales;
- Los Contratos preverán que la administración de los aspectos financieros de los mismos, relacionados con las Contraprestaciones se realizará por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo;
- Los ingresos serán recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo.

2.2.1 Tipos de contratos

Concepto	Licencia	Utilidad Compartida	Producción Compartida
ISR	Si	Si	Si
Bono a la firma	Si	No	No
Cuota Contractual para fase exploratoria	Si	Si	Si
Regalía	Si	Si	Si
Contraprestación en favor del Estado	Si (Regalía)	Si (% de Utilidad)	Si (% de Utilidad)
Mecanismo de Ajuste	Si	Si	Si

Tabla 163. Tipos de Contratos
Fuente: Secretaría de Energía.

En donde se entenderá como:

- Bono a la firma: Se trata de un monto moderado y predeterminado, pagadero en efectivo. Este será estipulado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- Cuota para la fase exploratoria: Se trata de un pago en efectivo por la superficie contratada en tanto no exista producción. Esta cuota será actualizada durante enero de cada año, según el Índice Nacional de Precios al Consumidor.
- Regalía básica: Se trata de un pago moderado basado en los ingresos brutos del proyecto, se calculará como un porcentaje aplicado al valor total de los hidrocarburos extraídos cada mes. El porcentaje de regalías será calculado con base en el precio de los hidrocarburos extraídos.
- Contraprestación del Estado: se aplica mediante una tasa sobre una base de ingresos brutos. Se define para cada contrato y debe ser estipulada para pagarse en efectivo.
- Mecanismo de ajuste. Su objetivo es controlar la rentabilidad extraordinaria que se genere por precios altos, mayor productividad (menores costos) o por descubrimientos “inesperados” por encima de las expectativas.
- Respecto a las Contraprestaciones en los Contratos de Servicios se tiene que:
 - a) Los contratistas entregarán al Estado todos los hidrocarburos extraídos y la contraprestación a favor del contratista se definirá en cada contrato y ser pagada en efectivo.
 - b) Las Contraprestaciones a favor del Contratista establecidas en los Contratos de servicios se pagarán por el Fondo Mexicano del Petróleo con los recursos generados por la comercialización de la Producción Contractual que derive de cada Contrato de servicios
- Los Asignatarios deben pagar anualmente el derecho por la utilidad compartida aplicando una tasa del 65% a la diferencia que resulte de disminuir del valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate;
- El Asignatario está obligado a pagar mensualmente el derecho de extracción de hidrocarburos;
- El Asignatario está obligado al pago mensual del derecho de exploración de hidrocarburos, por la parte del Área de Asignación que no se encuentre en la fase de producción.

2.3 Ley de Impuestos sobre la renta.

El impuesto sobre la renta, como impuesto directo, se ha presentado como el símbolo de la justicia fiscal al gravar con mayor precisión la capacidad contributiva de los particulares, a mayor ingreso mayor impuesto.

También se ha considerado como el instrumento indispensable para llevar a cabo una justa distribución de la riqueza ya que el monto del impuesto se determina conforme a una tarifa progresiva.

El impuesto sobre la renta (ISR) en México es un impuesto directo sobre la ganancia obtenida; es decir, por la diferencia entre el ingreso y las deducciones autorizadas obtenido en el ejercicio fiscal. Este impuesto debe ser pagado de manera mensual (a cuenta del impuesto anual) al Servicio de Administración Tributaria, o a las Oficinas Autorizadas por las Entidades Federativas según lo marque la Ley y la normatividad en Materia de Coordinación Fiscal entre la Federación y las Entidades Federativas.

Las personas físicas y las morales están obligadas al pago del impuesto sobre la renta en los siguientes casos:

I. Las residentes en México, respecto de todos sus ingresos, cualquiera que sea la ubicación de la fuente de riqueza de donde procedan.

II. Los residentes en el extranjero que tengan un establecimiento permanente en el país, respecto de los ingresos atribuibles a dicho establecimiento permanente.

III. Los residentes en el extranjero, respecto de los ingresos procedentes de fuentes de riqueza situadas en territorio nacional, cuando no tengan un establecimiento permanente en el país, o cuando teniéndolo, dichos ingresos no sean atribuibles a éste.

Para los efectos de esta Ley, se considera establecimiento permanente cualquier lugar de negocios en el que se desarrollen, parcial o totalmente, actividades empresariales o se presten servicios personales independientes. Se entenderá como establecimiento permanente, entre otros, las sucursales, agencias, oficinas, fábricas, talleres, instalaciones, minas, canteras o cualquier lugar de exploración, extracción o explotación de recursos naturales. El ISR definido para el 2018, es de 30%

2.4 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

Con la nueva dinámica de mercado que impera en la industria, es necesario fortalecer el entorno institucional del sector, con el objetivo de regular de la mejor manera el desarrollo de la industria energética. En este sentido, se han fortalecido los Órganos Reguladores del sector energético, es decir: la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) tiene por objeto regular la organización y funcionamiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía. Estas dependencias son los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

La Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos antes de la Reforma Energética, se puede definir de la siguiente manera:

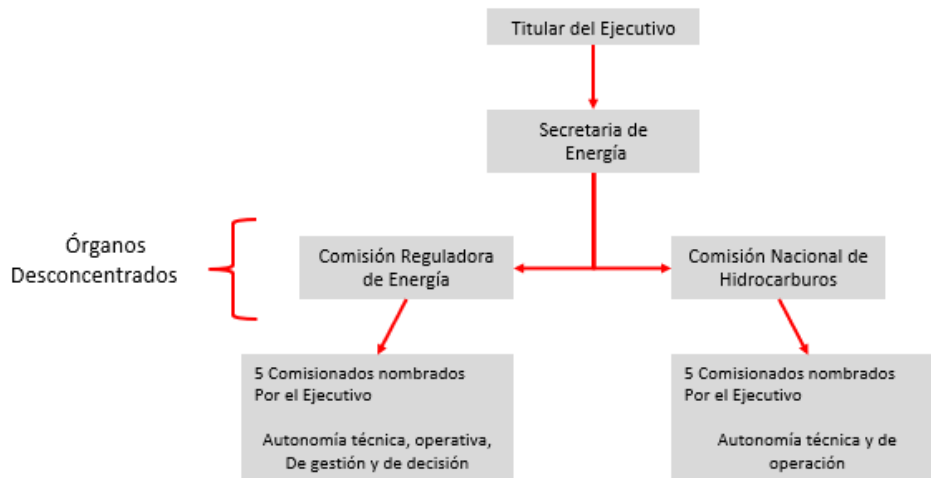


Figura 40 Comisión Reguladora de energía Y Comisión Nacional de Hidrocarburos
FUENTE: Secretaría de Energía.

La Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos después de la Reforma Energética, se pueden definir de la siguiente manera:

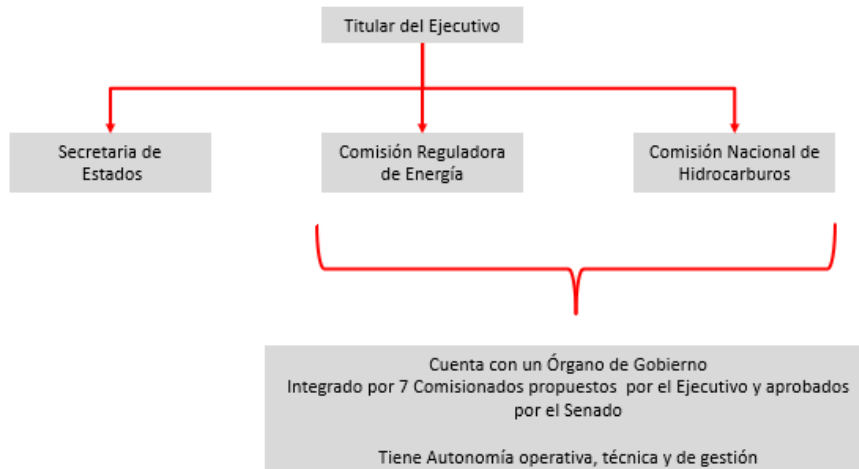


Figura 41 Comisión Reguladora de energía Y Comisión Nacional de Hidrocarburos
FUENTE: Secretaría de Energía.

Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, entre otras, tienen las siguientes atribuciones:

- Emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como vigilar y supervisar su cumplimiento;

- Expedir a través de su Órgano de Gobierno, supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación y de las disposiciones administrativas de carácter general o de carácter interno, así como las normas oficiales mexicanas aplicables a quienes realicen actividades reguladas;

- Emitir resoluciones, acuerdos, directivas, bases y demás actos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus funciones;

- Imponer las sanciones respecto de los actos u omisiones que den lugar a ello, así como imponer y ejecutar sanciones no económicas;

- Otorgar permisos, autorizaciones y emitir los demás actos administrativos vinculados a las materias reguladas;

- Solicitar a los sujetos regulados todo tipo de información o documentación y verificar la misma respecto de las actividades reguladas;

- Requerir información directamente a los terceros que tengan cualquier relación de negocios con los sujetos regulados, en el ámbito de su competencia;

- Ordenar y realizar visitas de verificación, inspección o supervisión, requerir la presentación de información y documentación y citar a comparecer a servidores públicos y representantes de empresas productivas del Estado y particulares que realicen actividades reguladas;

- Participar en foros, organismos y asociaciones internacionales respecto de las materias de su competencia;

- Participar con las dependencias competentes en la formulación de los proyectos de iniciativas de leyes, decretos, disposiciones reglamentarias y normas oficiales mexicanas relativas o relacionadas con las actividades reguladas;

- Contratar servicios de consultoría, asesoría, estudios e investigaciones que sean requeridos para sus actividades;

- La Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene a su cargo, además de las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y en otras leyes:

- I. Emitir la regulación y supervisar el cumplimiento por parte de los Asignatarios, Contratistas y Autorizados, en las actividades de:

- Reconocimiento y exploración superficial, así como la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento; resguardo, uso, administración, actualización, y publicación de esta.
- Perforación de pozos.

- II. Licitación y suscripción de los Contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos;

- III. Cuantificar las Reservas y los Recursos prospectivos y Contingentes;

- IV. Certificar las Reservas de la Nación por parte de terceros independientes;
- V. Medir la producción de hidrocarburos;
- VI. Cuantificar el potencial de hidrocarburos del país;
- VII. Generar indicadores de referencia para evaluar la eficiencia de los Proyectos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- VIII. Prestar asesoría técnica a la Secretaría de Energía;
Corresponde a la Comisión Nacional del Hidrocarburos establecer y administrar el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos en los términos que establezca la Ley de Hidrocarburos.

• Además de las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, y demás leyes aplicables, la Comisión Reguladora de Energía debe regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades, en materia de hidrocarburos:

- a) De transporte, almacenamiento, distribución, así como el expendio al público de petróleo y petrolíferos;
- b) Promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional; así como atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

Asimismo, el artículo 19 de la Ley Órganos Reguladores de Materia Energética establece la creación del Consejo de Coordinación del Sector Energético, el cual está integrado por:

- I. El Titular de la Secretaría de Energía;
- II. Los Comisionados Presidentes de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética;
- III. Los Subsecretarios de la Secretaría de Energía;
- IV. El Director General del Centro Nacional de Control del Gas Natural, y
- V. El Director General del Centro Nacional de Control de Energía.

• El Consejo de Coordinación del Sector Energético tiene, entre otras, las siguientes funciones:

• Dar a conocer a los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética la política energética establecida por la Secretaría de Energía;

• Emitir recomendaciones sobre los aspectos de la política energética y programas del Ejecutivo Federal a incluir en los programas anuales de trabajo de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética;

• Analizar, en su caso, las recomendaciones y propuestas de los Órganos Reguladores Coordinados sobre la política energética y programas del Ejecutivo Federal y establecer las reglas para su operación;

• Analizar casos específicos que puedan afectar el desarrollo de las políticas públicas del Ejecutivo Federal en materia energética y proponer mecanismos de coordinación.

2.5 Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

La Ley fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014 y tiene como objetivo:

Establecer las normas para la constitución y operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo: el 1ro de enero de 2015 inició operaciones el FMP

- El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo tiene como fin recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos en materia de petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo.

- El patrimonio del Fondo Mexicano del Petróleo está constituido por:

- I. Los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos en materia de petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo;

- II. El producto de las inversiones que se deriven de los recursos del Fondo Mexicano del Petróleo;

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo fue creado, para administrar y transparentar el origen y destino de los ingresos petroleros, administrar los aspectos financieros de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

El órgano rector del Fondo está conformado por tres representantes del Estado y cuatro miembros independientes.

Los representantes del Estado son los titulares de las siguientes dependencias:

- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), quien presidirá el Comité.
- Secretaría de Energía (SENER)
- Banco de México

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo tiene como objetivos:

- Recibir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos y posteriormente, transferirlos a la Tesorería de la Federación, a los fondos de estabilización y fondos sectoriales conforme a las disposiciones aplicables.

- Administrar los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, es decir, aquellos relacionados con el cálculo y pago de las contraprestaciones para el Estado y los contratistas.

- Constituir y administrar una reserva para el ahorro de largo plazo con recursos remanentes que resulten de efectuar las transferencias antes mencionadas al Gobierno Federal una vez que éstas rebasen en un año calendario el 4.7% del PIB.

El objetivo de dichos recursos es crear y administrar una cartera de inversión en activos financieros que permitan en el futuro:

- i. Mitigar el impacto en las finanzas públicas ante choques adversos en la economía derivados de una disminución en la renta petrolera.
- ii. Beneficiar a las generaciones futuras de mexicanos de la producción actual de petróleo y gas natural.

La administración de los ingresos son los siguientes;

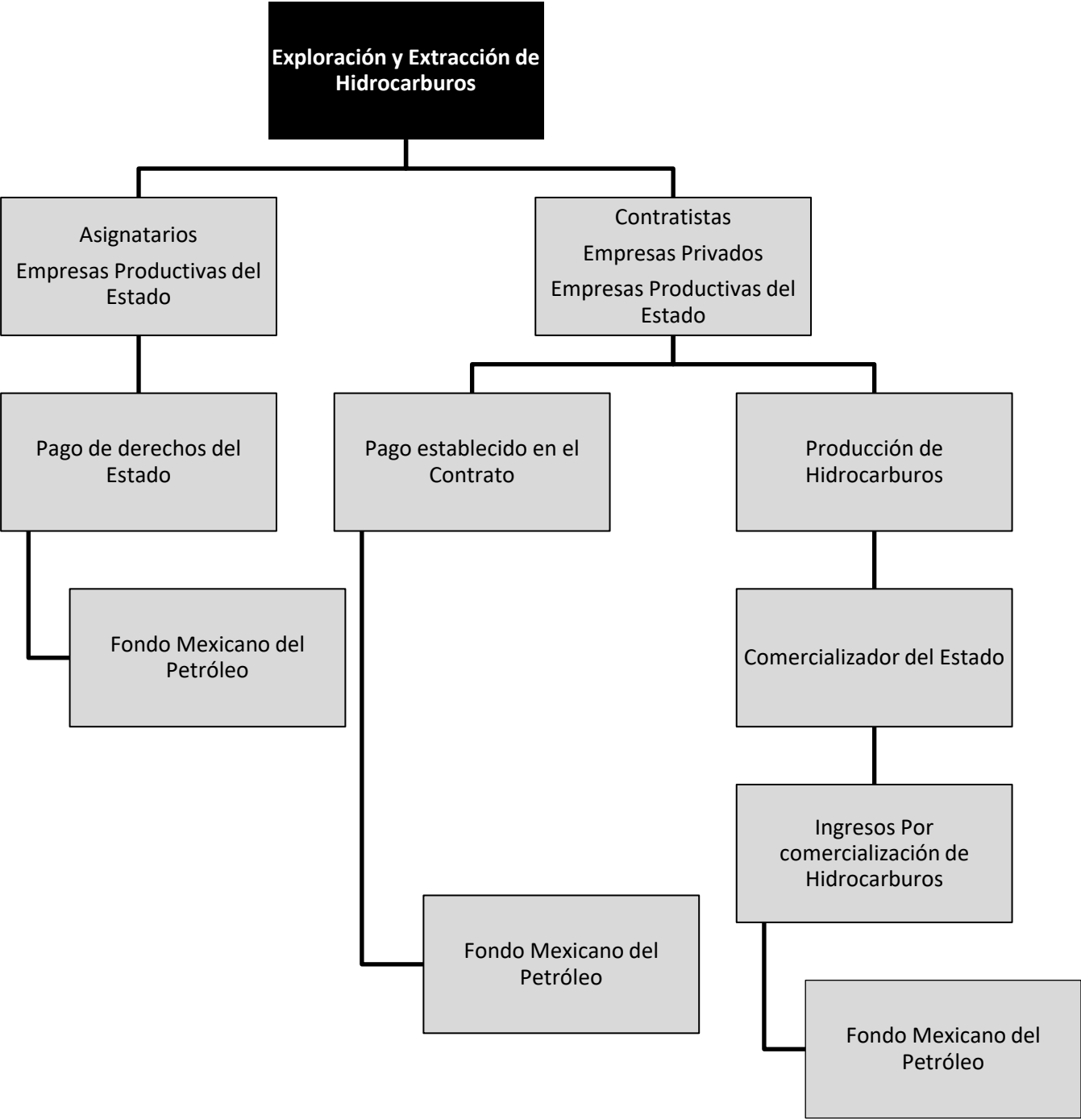


Figura 42. Administración de Ingresos en el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Los ingresos al llegar al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo su administración es la siguiente;

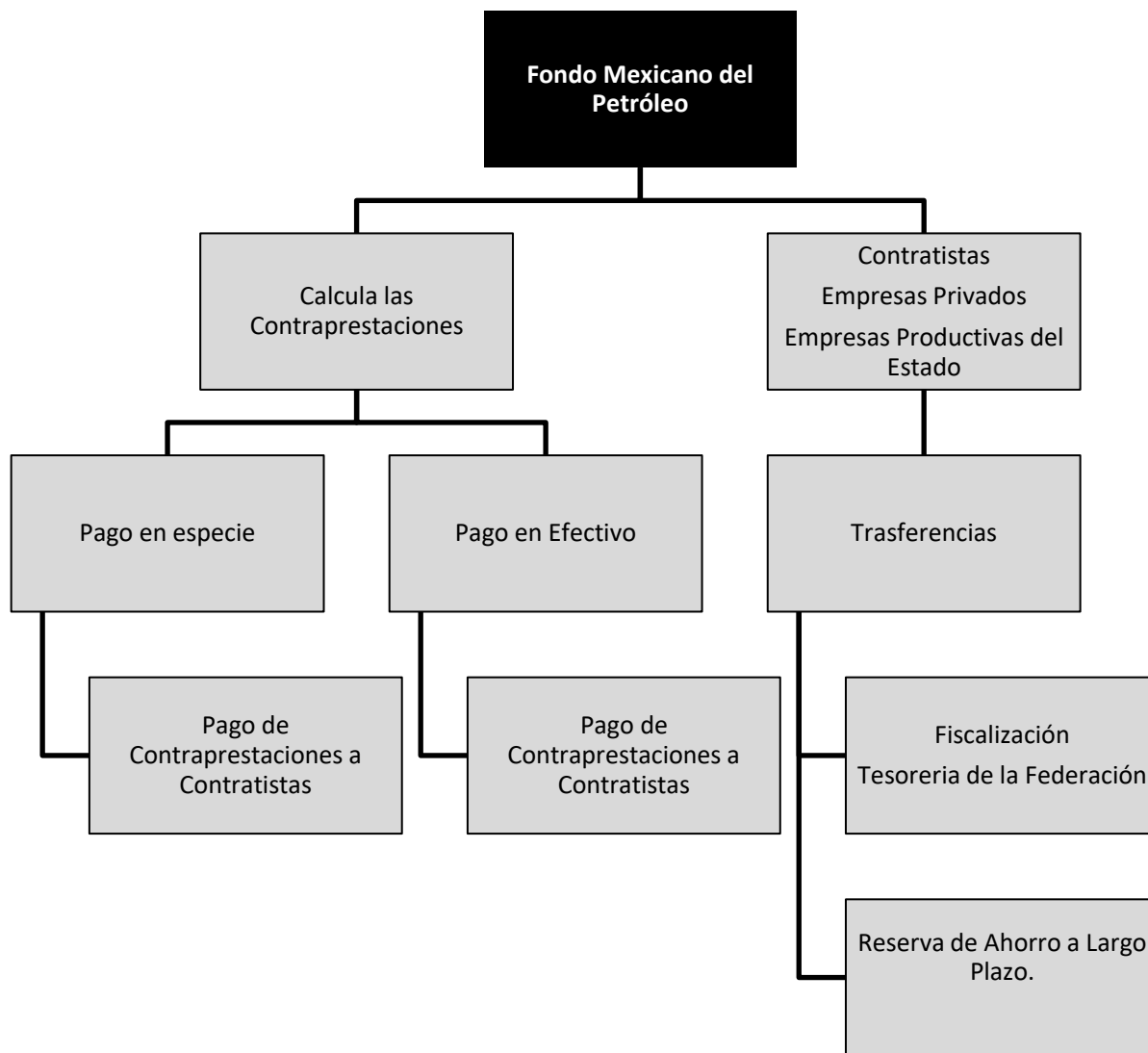


Figura 43. Administración de Ingresos en el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Los Asignatarios son cualquier empresa productiva del Estado. Actualmente, PEMEX es la única empresa con tal carácter, derivado de las áreas en exploración y campos en producción que le fueron asignados por la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, como parte de la Ronda Cero.

Los contratistas son aquellas empresas a las que les han sido otorgado un contrato de exploración y extracción de hidrocarburos a través de las distintas rondas licitatorias. Los contratos son firmados con el Estado por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y pueden participar empresas particulares.

El Comercializador del Estado es la empresa encargada de recibir y vender los hidrocarburos que le corresponden al Estado como pago en especie, derivado de los contratos de exploración y extracción que contemplan dicha modalidad.

El Servicio de Administración Tributaria es la autoridad competente para emitir las disposiciones fiscales aplicables, así como llevar a cabo su recaudación del impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos. Por su parte, Secretaría de Hacienda y Crédito Público es la autoridad facultada para definir los criterios para la distribución de lo recaudado por este concepto entre las entidades federativas adheridas al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal y sus municipios.

2.6 Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

El 11 de agosto de 2014 se publicó la Ley de la Agencia y el 19 de agosto el presidente de México nombró al Director Ejecutivo de ASEA, Carlos Salvador de Regules Ruíz.

El objetivo de esta ley es crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con autonomía técnica y de gestión.

Las facultades de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos se encuentran principalmente englobadas en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el Sector y constan en general de:

- Establecer los procedimientos, normas y reglas de funcionamiento en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el Sector.
- Expedir, modificar, suspender, revocar o anular, total o parcialmente, los permisos, licencias y autorizaciones en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección ambiental
- Expedir reconocimientos o certificaciones, a quienes cumplan con las disposiciones jurídicas ambientales y de salud y seguridad aplicables a las actividades del Sector.
- Emitir las bases y criterios para que los regulados adopten las mejores prácticas de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente;
- Supervisar, vigilar y sancionar el cumplimiento por parte de los regulados de los ordenamientos legales, reglamentarios.

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en general autoriza:

- Manifestación de Impacto Ambiental (MIA)
- Estudios de Riesgo Ambiental (ERA)
- Licencia Ambiental Única (LAU)
- Cédula de Operación Anual (COA)
- Evaluación de impacto y riesgo ambiental.
- Línea Base Ambiental.

Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) es el documento mediante el cual se da a conocer, con base en estudios, el impacto ambiental significativo y potencial que generaría un proyecto o actividad, así como la forma de evitarlo o atenuarlo en caso de que sea negativo, su objetivo es prevenir, mitigar y restaurar los daños al ambiente.

Se requiere para obtener una Autorización en Materia de Impacto Ambiental de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, previo a la ejecución de un proyecto o actividad.

Los análisis del documento están integrados por:

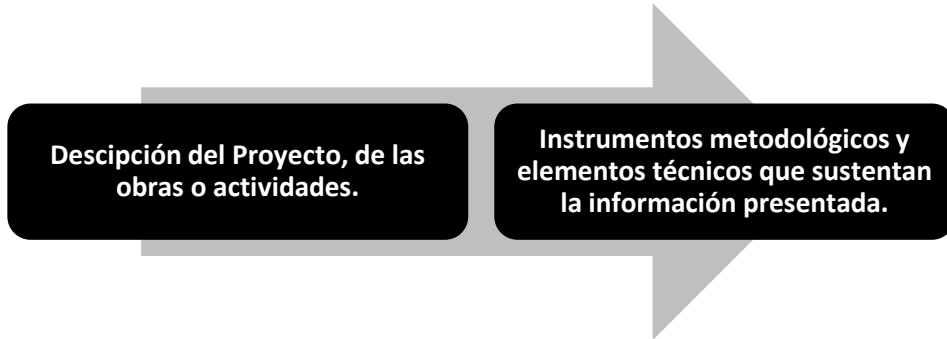
- Reporte Ambiental



- Reporte Jurídico



- Reporte Técnico



El Procedimiento de evaluación de impacto ambiental tiene un tiempo de resolución de 60 días hábiles.

Los Estudio de Riesgo Ambiental para empresas que realizan actividades altamente riesgosas del Sector Hidrocarburo.

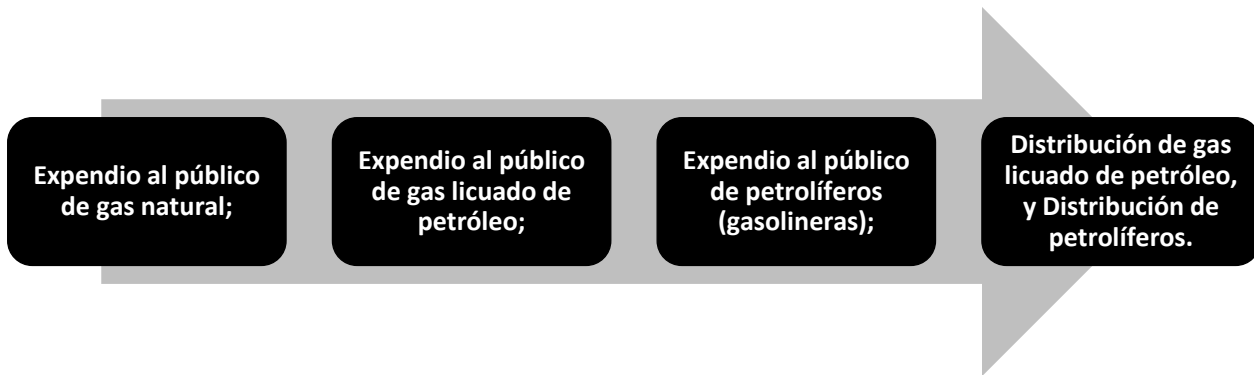
Si se realizan actividades del Sector Hidrocarburo altamente riesgosa se debe presentar ante la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburo un Estudio de Riesgo Ambiental.

Licencia Ambiental Única es la autorización en materia de prevención y control de la contaminación atmosférica que emite la Agencia para las fuentes fijas de jurisdicción federal del Sector Hidrocarburos. Se presenta para fuentes fijas de jurisdicción federal que se encuentren en operación y emitan o pueda emitir olores, gases o partículas sólidas o líquidas a la atmósfera.

Cédula de Operación Anual es el Instrumento de reporte de las emisiones y transferencias de contaminantes a la atmosfera, suelo, agua y residuos peligrosos, del Sector Hidrocarburo.

Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) para actividades de expendio al público de gas natural; distribución y expendio al público de gas licuado de petróleo.

Esta normativa entró en vigor el 14 de octubre de 2017 y tiene por objeto establecer los requisitos mínimos para la conformación, autorización e implementación de los Sistemas de Administración de los regulados que llevan a cabo actividades de:



El SASISOPA consta de 18 elementos interrelacionados que funcionan a través del ciclo de mejora continua, para ser ejecutados durante la vida del proyecto:

- Política
- Identificación de peligros y aspectos ambientales, análisis de riesgo y evaluación de impactos ambientales
- Requisitos legales
- Objetivos, metas e indicadores
- Funciones, responsabilidades y autoridad
- Competencia del personal, capacitación y entrenamiento
- Comunicación, participación y consulta
- Control de documentos y registros
- Mejores prácticas y estándares
- Control de actividades y procesos
- Integridad mecánica y aseguramiento de la calidad
- Seguridad de contratistas
- Preparación y respuesta a emergencias
- Monitoreo, verificación y evaluación
- Auditorías
- Investigación de incidentes y accidentes
- Revisión de resultados
- Informes de desempeño

El Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente permite identificar los requerimientos legales en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente con los que el regulado debe cumplir, así como llevar un control y seguimiento.

Reduce la probabilidad de incurrir en sanciones de incumplimientos a la normatividad durante auditorías o inspecciones.

Mejora la seguridad de los trabajadores y el compromiso hacia su centro de trabajo al tener personal bien capacitado y con claridad de las funciones que deben llevar a cabo creando con ello un mejor ambiente laboral que contribuye a reducir la rotación de personal y a operar de una manera segura.

Disminuye costos a la empresa derivado de un buen control de las prácticas ambientales y de seguridad industrial y operativa, gracias a una gestión efectiva o reducción de residuos, emisiones o descargas al medio ambiente y a la prevención de accidentes e incidentes y sus consecuencias.

Línea Base Ambiental es un documento donde se describe la situación del ambiente donde se va a desarrollar y proyecto.

La correcta elaboración de la Línea Base Ambiental es muy importante ya que deslinda las responsabilidades del contratista, el cual sólo podrá excusarse de los daños ambientales y daños preexistentes que hayan sido reportados en la Línea Base Ambiental

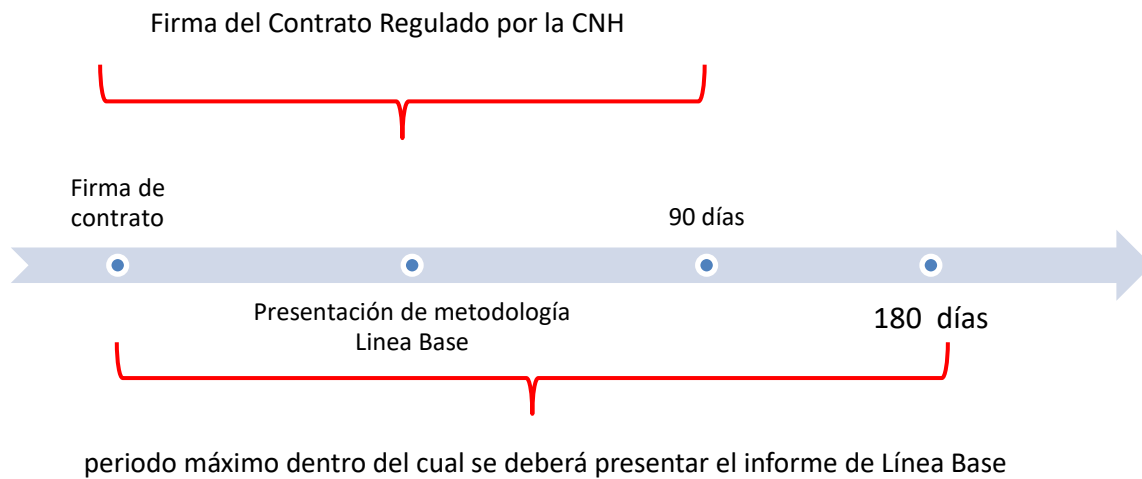
El Estado, vigilará que el contratista que esté a cargo del Área Contractual asuma la responsabilidad y los gastos relacionados con la restauración y compensación de los daños ambientales y la caracterización y remediación de los daños que pudieran presentarse en la vida del proyecto.

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos establece los requisitos para su elaboración, con el fin de orientar a los contratistas respecto a la elaboración de la línea base ambiental.

El desarrollo de un apartado que describa las condiciones en las que se encuentra el área contractual, respecto a las variables ambientales, para lo cual se deberá identificar: infraestructura existente y los elementos del medio físico, biótico, socioeconómico y cultural,

Para la determinación de los daños preexistentes se deberá realizar una investigación histórica, con la finalidad de identificar sitios potencialmente contaminados; posteriormente, a través de un plan de muestreo se deberá proporcionar la estimación objetiva y confiable del área y volumen potencialmente contaminado.

El estudio de línea base ambiental presentado por el Regulado, deberá ser realizado por un tercero avalado por la Agencia, este tercero deberá tener la experiencia comprobable y certificada que avalen que ha realizado actividades para determinación de daños preexistentes e identificación, descripción y valoración de daños ambientales.



2.7 Ley de Petróleos Mexicanos

El objetivo de esta ley es regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos.

Generalidades:

- PEMEX es una Empresa Productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal;
- Tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales;
- Tiene por objeto llevar a cabo la exploración y extracción del petróleo y gas;
- Puede llevar a cabo las siguientes actividades en el país, en su zona económica exclusiva o en el extranjero:
 - a) La refinación, transformación, transporte, almacenamiento, distribución, venta, exportación e importación de petróleo e hidrocarburos y los productos que se obtengan de su refinación o procesamiento y sus residuos, y la prestación de servicios relacionados con dichas actividades;
 - b) Desarrollo y ejecución de proyectos de ingeniería, investigación, actividades geológicas, geofísicas, supervisión, prestación de servicios a terceros y todas aquellas relacionadas con la exploración, extracción de petróleo;
 - c) La comercialización de productos de fabricación propia a través de redes de comercialización, así como la prestación de servicios vinculados a su consumo o utilización.
- Puede realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios por sí mismo; con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante la celebración de contratos, convenios,

alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacional o internacional;

• PEMEX actúa a través de empresas productivas subsidiarias para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:

1. PEMEX Exploración y Producción, se encarga de exploración y extracción de hidrocarburos.
2. PEMEX transformación industrial, se encarga de la refinación, procesamiento y comercialización de los hidrocarburos, gas natural y petroquímicos.
3. PEMEX Perforación y Servicios, empresa que se encargara de llevar acabo los servicios de perforación.
4. PEMEX Logística, la cual proveerá a PEMEX y a terceros de trasporte por tierra, marítimos y ductos.
5. PEMEX Cogeneración y Servicios, la cual tiene como objetivo maximizar el uso de la energía utilizando el calor y el vapor generado en los procesos industriales.
6. PEMEX Fertilizantes, la cual se encarga de la producción, distribución, servicios y comercialización de amoniaco, fertilizantes y sus derivados.
7. PEMEX Etileno, encargada de producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno.

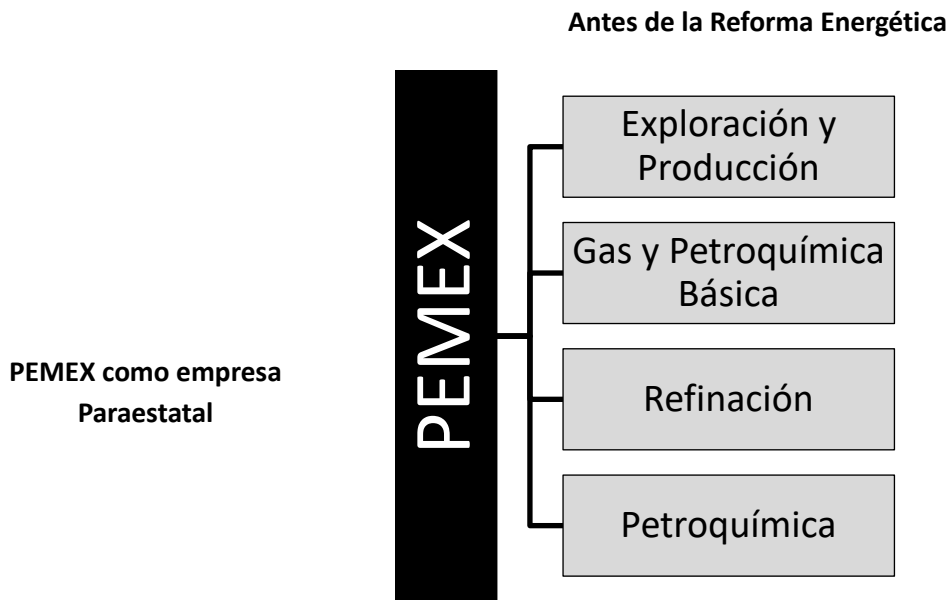


Figura 44. PEMEX y Empresas Subsidiarias antes de la Reforma Energética

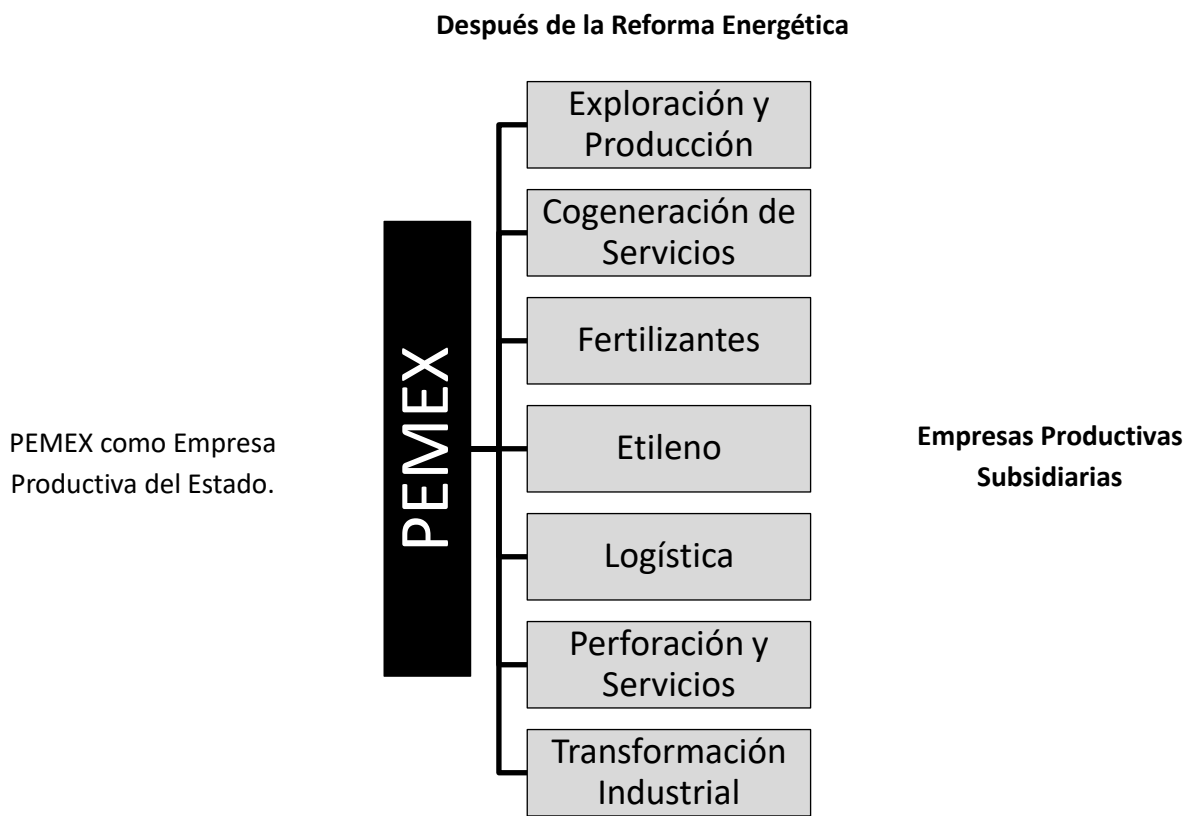


Figura 45. PEMEX y Empresas Productivas Subsidiarias después de la Reforma Energética

- Las demás actividades de PEMEX puede realizarlas directamente, a través de empresas filiales, empresas en las que participe de manera minoritaria, directa o indirectamente, o mediante cualquier figura de asociación o alianza que no sea contraria a la ley.
- Puede celebrar con el Gobierno Federal y con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios, contratos, suscribir títulos de crédito y otorgar todo tipo de garantías, manteniendo el Estado Mexicano en exclusiva la propiedad sobre los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo.
- No puede celebrar con terceros Contratos para la Exploración y Extracción a que se refieren la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, salvo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ya sea individualmente o mediante asociación o con participación de particulares.
- Es dirigida y administrada por:
 - a) Un Consejo de Administración, órgano supremo de administración de PEMEX, y
 - b) Un Director General, le corresponde llevar la gestión, operación, funcionamiento y ejecución de los objetivos de PEMEX, sujetándose a las estrategias, políticas y lineamientos aprobados por el Consejo de Administración.

- La creación y fusión de empresas productivas subsidiarias, así como de empresas filiales en las que PEMEX participe de manera directa, será autorizada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, a propuesta de su Director General.

- Petróleos Mexicanos puede realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, conforme a lo siguiente:

1. Si las actividades se realizan al amparo de una asignación, debe actuar a través de una o más empresas productivas subsidiarias, y
2. Si las actividades se realizan por virtud de un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos:
 - a) En los casos en que Petróleos Mexicanos realice la actividad de manera exclusiva, debe hacerlo a través de una o más empresas productivas subsidiarias, y
 - b) En los casos que pretenda realizar las actividades en asociación o alianza con terceros, puede hacerlo mediante la creación o participación en empresas filiales, la participación minoritaria en otras sociedades o las demás formas de asociación permitidas.

- El Consejo de Administración puede prever distintos mecanismos de adjudicación, como subastas ascendentes, subastas descendentes, o subastas al primer precio en sobre cerrado, entre otros.

- Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias entregarán anualmente al Gobierno Federal un dividendo estatal.

- La SHCP, previa opinión favorable del Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, determinará la propuesta de monto que PEMEX, así como cada una de sus empresas productivas subsidiarias, deberán entregar al Gobierno Federal como dividendo estatal.

2.8 Ley Minera.

Es reglamentaria del artículo 27 constitucional en materia minera. Su aplicación corresponde al Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría de Economía.

Tiene como generalidades:

- El carácter preferente de las actividades de exploración, explotación y beneficio de los minerales o sustancias, no tiene efectos frente a las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos.

- La Secretaría de Economía, previo a expedir títulos de concesión, verificará la factibilidad de la coexistencia de actividades mineras con las actividades de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos.

- Las obras y trabajos de exploración y explotación de carbón en todas sus variedades, en terrenos amparados por asignaciones petroleras o por contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, sólo podrán ejecutarse con autorización de la Secretaría de Economía, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía.

- Expedir, suspender, revocar o negar las licencias, autorizaciones, permisos y registros en materia ambiental;

- Regular y supervisar, en relación con las materias de su competencia, las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de bióxido de carbono, que se realizan con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos;

- Regular y supervisar la producción, transporte, almacenamiento y distribución industrial de biocombustibles, cuando estas actividades estén directamente vinculadas al proceso de mezclado o preparación de gasolinas y/o diésel,

- Informar a la Secretaría de Energía, a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Comisión Reguladora de Energía, sobre cualquier medida o resolución que implique afectación a la producción de hidrocarburos, de sus derivados, así como al transporte, almacenamiento, distribución de los mismos.

2.9 Ley de Inversión Extranjera.

Esta ley tiene como objetivo determinar las reglas para canalizar la inversión extranjera hacia el país y propiciar su contribución al desarrollo nacional.

Generalidades:

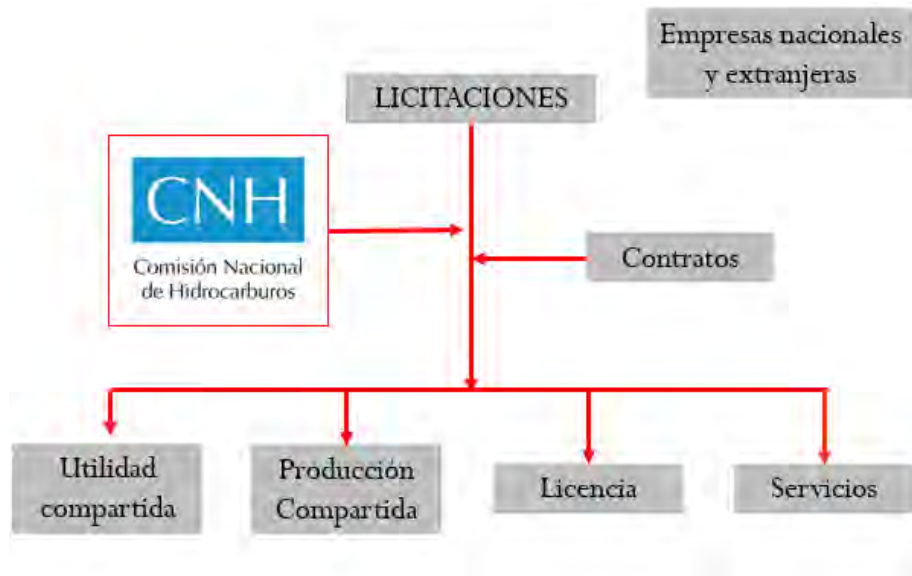
- Están reservadas de manera exclusiva al Estado las funciones en exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos;

- Permite la participación de la inversión extranjera en:

- a) Comercialización de gasolina; o suministro de combustibles y lubricantes para embarcaciones y aeronaves y equipo ferroviario;
- b) Construcción de ductos para la transportación de petróleo y sus derivados y Perforación de pozos petroleros.

En Resumen, las nueve leyes secundarias indican:

Se podrán dar contratos de exploración y producción a Empresas Productivas de Estado o empresas Privadas, mediante las licitaciones que la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicara en el Diario Oficial de la federación mediante cuatro tipos de contratos,



La Secretaría de Energía junto con la Comisión Nacional de Hidrocarburos regularan los permisos de Exploración y extracción de Hidrocarburos en México, ya sea de Asignaciones, las cuales se otorgaron solo a la Empresa Productiva del Estado PEMEX, o bien los contratos para PEMEX, PEMEX con asociaciones de Privados y a empresas Privadas.

La Comisión Reguladora de Energía junto La Secretaría de Energía regularan y supervisaran;

- Tratamientos y refinaciones Petróleo,
- Exportación e importación de hidrocarburo,
- Transporte,
- Almacenamiento,
- Distribución,
- Comercialización y
- Expendio al público de hidrocarburos

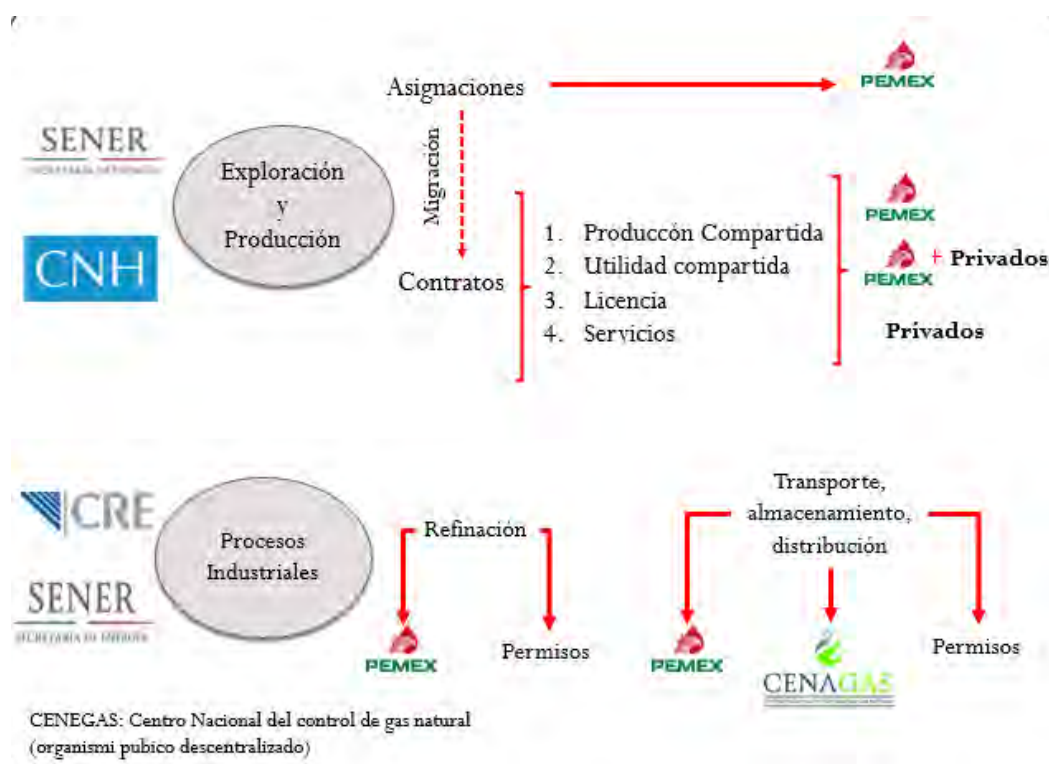


Figura 46. Roles de las reguladoras en los Procesos de Licitación

Se rediseñaron y fortalecieron las actividades y responsabilidades de los Órganos Reguladores del sector energético, es decir, la Comisión Reguladora de Energía y Comisión Nacional de Hidrocarburos, otorgándoles autonomía.

- La Secretaría de Energía es la responsable de establecer el modelo de contratación correspondiente a cada área contractual que se licite o adjudique, y podrá elegir,
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público será la responsable de establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de cada contrato. Por otro lado,
- La Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá contratar a PEMEX, a otra Empresas Productivas del Estado o a una persona moral, mediante licitación pública.



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



- La Comisión Nacional de Hidrocarburos se transforma de un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía una dependencia del poder ejecutivo Federal
- La CNH y CRE regulan, supervisan y sancionan en las materias de su competencia.
- Aportan elementos técnicos al Ejecutivo Federal (SENER), sobre la formulación de mecanismos de coordinación para dar cumplimiento a la política energética.
- Pueden disponer de los ingresos derivados de los servicios que prestan

El Organismo Público Descentralizado es:



Opera con 2 roles

- Encargado de operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento del gas natural.
- Transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios.

3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE CONTRATOS.

La evaluación económica es una metodología de análisis que se utiliza para entender la estructura económica y financiera de un proyecto el cual permite identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes de la implementación del mismo.

La evaluación económica es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas.

Para tener una buena Evaluación económica se debe contar con un buen equipo de personal de trabajo, jurídico, económico, petrolero, geólogo, administrativo, entre otros, ya que se requiere tener una buena administración integral del yacimiento, en la cual se involucran decisiones y operaciones, con las cuales se identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea, y evalúa en todas sus etapas de exploración de un yacimiento de hidrocarburos, desde su descubrimiento, pasando por la explotación, hasta su abandono.

Un proceso de administración integral de yacimientos está definido de la siguiente manera:

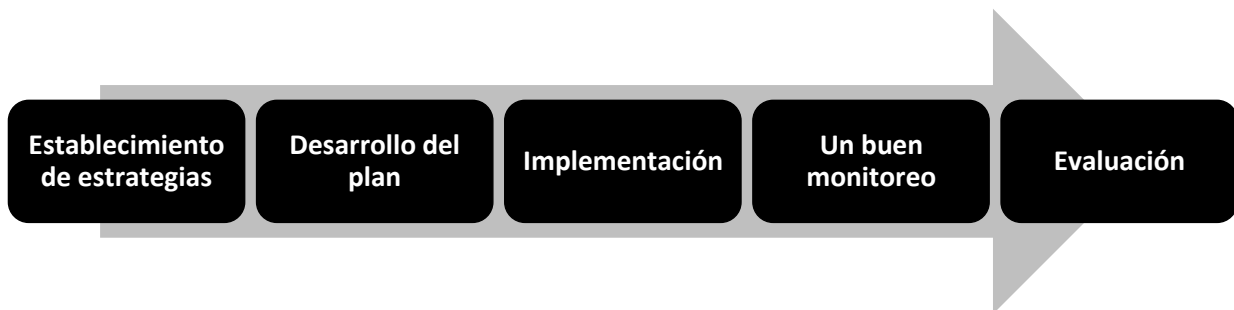


Figura 47. Proceso para obtener una buena Evaluación.

Para establecer la estrategia se debe reconocer la necesidad específica para esto se necesitan:

- Características del yacimiento
- Entorno macroeconómico
- Herramientas tecnológicas disponibles

Los conocimientos de cada uno de estos elementos es prerequisite para establecer las estrategias a corto, mediano y largo plazo para los Áreas Contractuales que se estén administrando.

Para el desarrollo de la estrategia, es importante el entendimiento de los entornos, los cuales son:

- Corporativo: las metas y el esfuerzo financiero.

- Económico: Clima de negocios, precios del aceite y gas, inflación, capital y disponibilidad de personal etc.
- Social: Conservación y seguridad ambientales y las regulaciones ambientales.
- Político. Lineamientos gubernamentales y regulaciones económicas.

Como se ha ido mencionando en este trabajo de tesis, existen cuatro tipos de contratos:

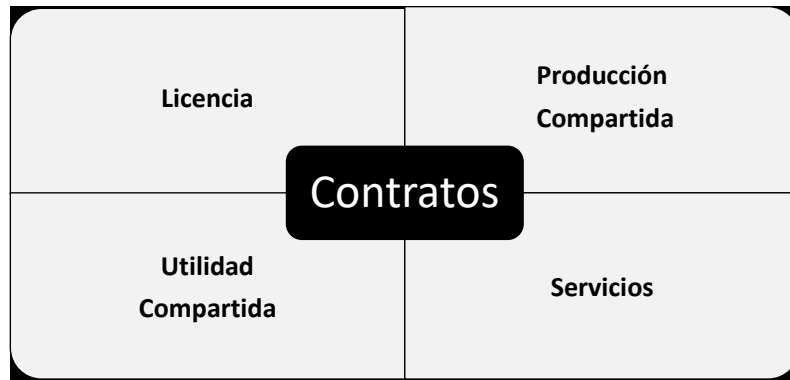


Figura 48. Tipos de Contratos para Extracción y Producción de Hidrocarburos

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, prevé las siguientes contraprestaciones en cada tipo de contratos.

Desde la Ronda Uno y hasta el momento solo se han asignado Contratos para la exploración y Extracción de hidrocarburos con el tipo de contrato de Licencia y Producción compartida.

3.1 Contrato de licencia

Este tipo de contrato se utilizó para la:

- Ronda 1, Licitación 3.
- Ronda 1, Licitación 4.
- Ronda 2, Licitación 2.
- Ronda 2, Licitación 3.
- Ronda 2, Licitación 4.

Asociaciones Estratégicas

- Asociación Trión.
- Asociación Cárdenas – Mora.
- Asociación Ogarrio.

Este contrato le otorga al Contratista el derecho de extraer hidrocarburos del Área Contractual asignada a su propio costo y riesgo.

El Contratista será el único responsable y cubrirá todos los Costos y proveerá todo el personal, tecnología, materiales y financiamiento necesarios para la realización de las Actividades Petroleras.

En este tipo de contrato la Comisión Nacional de Hidrocarburos no hace garantía de ningún tipo al contratista respecto a que los Hidrocarburos que se encuentren en el Área Contractual sean comerciales o explotables, o que el contratista recibirá hidrocarburos suficientes para cubrir sus costos.

Las contraprestaciones a favor del contratista serán:

- Transmisión onerosa de los Hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo, siempre que, se encuentre al corriente en el cumplimiento de las contraprestaciones al Estado.

Los Puntos de Medición propuestos por el contratista y aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos son los lugares donde se llevará a cabo la medición, verificación y entrega de los hidrocarburos Netos, ya sea dentro o fuera del área contractual.

Podrá solicitar la medición del volumen y la calidad de hidrocarburos Producidos a boca de Pozo, en baterías de separación o a lo largo de los sistemas de Recolección y Almacenamiento.

La instalación, operación, mantenimiento y calibración de los sistemas de medición estará a cargo del Contratista, pero bajo la supervisión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, quien verificará que su operación y su gestión sean aptos para medir los hidrocarburos, así como su calidad.

- Comercialización hidrocarburos:
El contratista podrá comercializar los hidrocarburos Netos a través de cualquier comercializador el cual deberá contar con registro ante la Comisión reguladora de Energía.
Los contratistas deberán dar preferencia a la contratación de servicios ofrecidos por compañías locales.

De los contratos de Licencia el Estado recibirá:

- Bono a la firma.
Será definido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para cada contrato el cual se incluirá en las bases de la licitación y será pagado en efectivo por el contratista al Estado por el Fondo Mexicano de Petróleo.
Hasta el momento la Secretaría de Hacienda y Crédito Público no declaro ningún pago por concepto de bono a la firma en las Rondas Uno, Dos y Tres.
- Bono por desempate.
Este pago se refiere a dos aspectos.
 - a) De acuerdo con las Bases de licitación, si dos o más licitantes ofrecen el mismo Valor Ponderado de Oferta el licitante ganador será el que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate.

b) De acuerdo con la Bases de licitación, el Licitante que ofrezca un valor de regalía adicional equivalente al valor máximo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y un factor de inversión equivalente a 1.5.

- Cuota contractual para la fase exploratoria.

Para el 2018 el valor de la cuota es de:

- 1,294.71 pesos por kilómetro cuadrado por mes durante los primeros 60 meses del contrato, y de los 61 en adelante 3,096.04 pesos
- Esta cuota será actualizada durante enero de cada año, según el Índice Nacional de Precios al Consumidor.
- La cuota contractual para la fase exploratoria se genera desde el momento de la suscripción del contrato hasta el inicio de la fase de extracción.

- Porcentaje de Regalía Adicional.

Este porcentaje de regalía es un factor de adjudicación que el licitante ofrece para ganar el contrato del Área Contractual en el proceso de licitación.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público determina los valores mínimos y máximos del porcentaje de regalía adicional que pueden ofrecer.

La Regalía Adicional a favor del Estado se calcula en función del ingreso bruto, por lo que los costos de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos no se consideran para su determinación y pago.

- Regalías Básicas.

Se calculará como un porcentaje aplicado al valor total de los hidrocarburos extraídos cada mes (Los contratos deberán definir al detalle la forma de calcular el valor de los hidrocarburos extraídos, el cual debe reflejar su valor de mercado). La Ley de Hidrocarburos define la forma de calcular el porcentaje de regalías.

El monto de las Regalías se determinará para cada tipo de Hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente.

Las tasas se determinarán como sigue:

- ✓ Al Valor Contractual del Petróleo, se le aplicará la siguiente tasa:

a) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea inferior a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 7.5%, y

b) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea mayor o igual a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual del Petróleo}) + 1.5] \%$$

✓ Al Valor Contractual del Gas Natural, se le aplicará la siguiente tasa:

a) Cuando se trate de Gas Natural Asociado:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

b) Cuando se trate de Gas Natural No Asociado:

i. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea menor o igual a 5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, de 0%;

ii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor a 5 y menor a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \left(\frac{(\text{Precio Contractual del Gas Natural} - 5) \times 60.5}{\text{Precio Contractual del Gas Natural}} \right) \%$$

iii. Cuando el Precio Contractual de Gas Natural sea mayor o igual a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

✓ Al Valor Contractual de los Condensados se le aplicará la siguiente tasa:

a) Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea inferior a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 5%, y

b) Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea mayor o igual a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual de los Condensados}) - 2.5] \%$$

- Impuesto sobre la renta ISR:
30 % de acuerdo la ley en 2018
- Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos.
Este se calculará mensualmente.

- I. Durante la fase de exploración 1,688.74 pesos, y
- II. Durante la fase de extracción 6,754.99 pesos.

- Un pago por Uso y Ocupación Superficial

Es una contraprestación, por condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburo, estos serán negociados entre los propietarios y los Contratistas, tratándose de propiedad privada, además podrá convenirse la adquisición.

La Secretaría de Energía podrá prever la participación de testigos sociales en los procesos de negociación.

Los titulares de los terrenos, bienes o derechos tendrán derecho a que la contraprestación cubra, según sea el caso:

- a) El pago de las afectaciones de bienes, la previsión de los daños que se podrían sufrir con motivo del proyecto a desarrollar.
- b) La renta por concepto de ocupación, servidumbre o uso de la tierra.
- c) Tratándose de proyectos que alcancen la extracción comercial de Hidrocarburos, un porcentaje de los ingresos que correspondan al Contratista en el proyecto, después de haber pagado las contraprestaciones al estado.

El porcentaje no podrá ser menor a 0.5% ni mayor a 3 % en Gas Natural No Asociado y en Gas Natural y Aceite no podrá ser menor a 0.5% ni mayor a 2%.

1.2 Contrato de utilidad compartida

Este tipo de contrato aún no se ha empleado en las Rondas Licitatorias.

En el contrato de utilidad compartida, los contratistas entregan la totalidad de la Producción Contractual al comercializador, el cual entregará los ingresos producto de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo.

El Comercializador será aquel que contrate la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a solicitud del Fondo Mexicano del Petróleo, para que preste a la Nación el servicio de comercialización de Hidrocarburos que reciba el Estado como resultado de un Contrato.

El Fondo Mexicano del Petróleo pagará al contratista las contraprestaciones que se establezcan en cada contrato.

Contraprestaciones a favor del contratista

- Recuperación de los costos:
 - Gastos e inversiones que haya realizado el contratista y que estén reconocidos por los lineamientos que emitirá la Secretaría de Hacienda Y Crédito Público. El porcentaje de recuperación de costos se establecerá para cada licitación en cada contrato.
 - Esta recuperación de costos se pagará una vez que se inicie la producción, si no existe producción el contratista no podrá exigir recuperación de costos.
 - Para que los costos recuperables se reconozcan, deben estar sustentados en planes de exploración y desarrollo y aprobados por la CNH.
 - Algunos Costos Elegibles podrán ser recuperables, ya que se consideran Costos Elegibles aquéllos que sean estrictamente indispensables para la realización de Actividades Petroleras.
 - Algunos conceptos que no son Costos Elegibles son:
 - Los gastos, costos e inversiones por el uso de tecnologías propias,
- Una Contraprestación que será remanente de utilidad operativa después de cubrir la contraprestación al Estado por la utilidad operativa. (La parte que no se queda el estado)

De los contratos de Utilidad Compartida, el Estado recibirá:

- Cuota contractual para la fase exploratoria.
Para el 2018 el valor de la cuota es de:
 - 1,294.71 pesos por kilómetro cuadrado por mes durante los primeros 60 meses del contrato, y de los 61 en adelante 3,096.04 pesos.
 - Esta cuota será actualizada durante enero de cada año, según el Índice Nacional de Precios al Consumidor.
 - La cuota contractual para la fase exploratoria se genera desde el momento de la suscripción del contrato hasta el inicio de la fase de extracción.
- Una contraprestación adicional
Se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa.
- Determinación de la utilidad operativa
- Valor contractual de los hidrocarburos (cada contrato contendrá los mecanismos de determinación del precio que reflejen las condiciones de mercado), menos regalías y contraprestación para recuperación de costos.

- Regalías Básicas.

Se calculará como un porcentaje aplicado al valor total de los hidrocarburos extraídos cada mes (Los contratos deberán definir al detalle la forma de calcular el valor de los hidrocarburos extraídos, el cual debe reflejar su valor de mercado). La Ley de Hidrocarburos define la forma de calcular el porcentaje de regalías.

El monto de las Regalías se determinará para cada tipo de Hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente.

Las tasas se determinarán como sigue:

✓ Al Valor Contractual del Petróleo, se le aplicará la siguiente tasa:

a) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea inferior a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 7.5%, y

b) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea mayor o igual a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual del Petróleo}) + 1.5] \%$$

✓ Al Valor Contractual del Gas Natural, se le aplicará la siguiente tasa:

b) Cuando se trate de Gas Natural Asociado:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

b) Cuando se trate de Gas Natural No Asociado:

i. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea menor o igual a 5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, de 0%;

ii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor a 5 y menor a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \left(\frac{(\text{Precio Contractual del Gas Natural} - 5) \times 60.5}{\text{Precio Contractual del Gas Natural}} \right) \%$$

iii. Cuando el Precio Contractual de Gas Natural sea mayor o igual a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

✓ Al Valor Contractual de los Condensados se le aplicará la siguiente tasa:

a) Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea inferior a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 5%, y

b) Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea mayor o igual a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual de los Condensados}) - 2.5] \%$$

- Impuesto sobre la renta:
30 % de acuerdo la ley en 2018
- Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos
Este se calculará mensualmente.
 - I. Durante la fase de exploración 1,688.74 pesos, y
 - II. Durante la fase de extracción 6,754.99 pesos.
- Un pago por Uso y Ocupación Superficial

Es una contraprestación, por condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburo, estos serán negociados entre los propietarios y los Contratistas, tratándose de propiedad privada, además podrá convenirse la adquisición.

La Secretaría de Energía podrá prever la participación de testigos sociales en los procesos de negociación.

Los titulares de los terrenos, bienes o derechos tendrán derecho a que la contraprestación cubra, según sea el caso:

- a) El pago de las afectaciones de bienes, la previsión de los daños que se podrían sufrir con motivo del proyecto a desarrollar.
- b) La renta por concepto de ocupación, servidumbre o uso de la tierra.
- c) Tratándose de proyectos que alcancen la extracción comercial de Hidrocarburos, un porcentaje de los ingresos que correspondan al Contratista en el proyecto, después de haber pagado las contraprestaciones al estado.

El porcentaje no podrá ser menor a 0.5% ni mayor a 3 % en Gas Natural No Asociado y en Gas Natural y Aceite no podrá ser menor a 0.5% ni mayor a 2%.

3.2 Contrato de producción compartida

Este tipo de contrato se utilizó para las:

- Ronda 1, Licitación 1.
- Ronda 1, Licitación 2.
- Ronda 2, Licitación 1.
- Ronda 3, Licitación 1.

Este contrato le otorga al Contratista el derecho de extraer hidrocarburos del Área Contractual asignada por a su propio costo y riesgo.

El Contratista será el único responsable y cubrirá todos los Costos y proveerá todo el personal, tecnología, materiales y financiamiento necesarios para la realización de las Actividades Petroleras.

En este tipo de contrato la Comisión Nacional de Hidrocarburos no hace garantía de ningún tipo al contratista respecto a que los Hidrocarburos que se encuentren en el Área Contractual sean comerciales o explotables, o que el contratista recibirá hidrocarburos suficientes para cubrir sus costos.

Contraprestaciones a favor del contratista

- Recuperación de los costos.
 - Gastos e inversiones que haya realizado el contratista y que estén reconocidos por los lineamientos que emitirá la Secretaría de Hacienda Y Crédito Público. El porcentaje de recuperación de costos se establecerá para cada licitación en cada contrato.
 - Esta recuperación de costos se pagará una vez que se inicie la producción, si no existe producción el contratista no podrá exigir recuperación de costos.
 - Para que los costos recuperables se reconozcan, deben Estar sustentados en planes de exploración y desarrollo y aprobados por la CNH.
 - Algunos Costos Elegibles podrán ser recuperables, ya que se consideran Costos Elegibles aquéllos que sean estrictamente indispensables para la realización de Actividades Petroleras.
 - Algunos conceptos que no son Costos Elegibles son:
 - Los gastos, costos e inversiones por el uso de tecnologías propias.
 - En este tipo de contratos se podrá optar por no la recuperación de costos, sin perjuicio de las obligaciones sobre su registro en términos del Contrato.
- Una Contraprestación que será remanente de utilidad operativa después de cubrir la contraprestación al Estado por la utilidad operativa.

Estas contraprestaciones se pagarán al contratista en especie con hidrocarburos que tengan un valor igual a las contraprestaciones que le correspondan.

El Estado determinará en el Contrato las Contraprestaciones que el Contratista deberá entregar en especie al Comercializador, el cual entregará los ingresos producto de su comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo en cada Periodo, conforme se señale en el Contrato.

De los contratos de Producción Compartida el Estado recibirá:

- Bono por desempate.
Este pago se refiere a dos aspectos.
 - a) De acuerdo con las Bases de licitación, si dos o más licitantes ofrecen el mismo Valor Ponderado de Oferta el licitante ganador será el que ofrezca mayor monto de pago en efectivo por desempate.
 - b) De acuerdo con la Bases de licitación, el Licitante que ofrezca un valor de regalía adicional equivalente al valor máximo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y un factor de inversión equivalente a 1.5.
- Cuota contractual para la fase exploratoria.
Para el 2018 el valor de la cuota es de:
 - 1,294.71 pesos por kilómetro cuadrado por mes durante los primeros 60 meses del contrato, y de los 61 en adelante 3,096.04
 - Esta cuota será actualizada durante enero de cada año, según el Índice Nacional de Precios al Consumidor.
 - La cuota contractual para la fase exploratoria se genera desde el momento de la suscripción del contrato hasta el inicio de la fase de extracción.
- Determinación de la utilidad operativa
Valor contractual de los hidrocarburos (cada contrato contendrá los mecanismos de determinación del precio que reflejen las condiciones de mercado), menos regalías y contraprestación para recuperación de costos.
- Porcentaje de Participación del Estado en la Utilidad Operativa.
Este porcentaje de Participación del Estado en la Utilidad Operativa es un factor de adjudicación que el licitante ofrece para ganar el contrato del Área Contractual en el proceso de licitación.
La Secretaría de Hacienda y Crédito Público determina los valores mínimos y máximos del porcentaje de Participación del Estado en la Utilidad Operativa que pueden ofrecer.
- Regalías Base
Se calculará como un porcentaje aplicado al valor total de los hidrocarburos extraídos cada mes (Los contratos deberán definir al detalle la forma de calcular el valor de los hidrocarburos extraídos, el cual debe reflejar su valor de mercado). La Ley de Hidrocarburos define la forma de calcular el porcentaje de regalías.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE CONTRATOS

El monto de las Regalías se determinará para cada tipo de Hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente.

Las tasas se determinarán como sigue:

- ✓ Al Valor Contractual del Petróleo, se le aplicará la siguiente tasa:

a) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea inferior a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 7.5%, y

b) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea mayor o igual a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual del Petróleo}) + 1.5] \%$$

- ✓ Al Valor Contractual del Gas Natural, se le aplicará la siguiente tasa:

c) Cuando se trate de Gas Natural Asociado:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

b) Cuando se trate de Gas Natural No Asociado:

i. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea menor o igual a 5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, de 0%;

ii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor a 5 y menor a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \left(\frac{(\text{Precio Contractual del Gas Natural} - 5) \times 60.5}{\text{Precio Contractual del Gas Natural}} \right) \%$$

iii. Cuando el Precio Contractual de Gas Natural sea mayor o igual a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

- ✓ Al Valor Contractual de los Condensados se le aplicará la siguiente tasa:

a) Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea inferior a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 5%, y

b) Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea mayor o igual a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual de los Condensados}) - 2.5] \%$$

- Impuesto sobre la renta:
30 % de acuerdo la ley en 2018
- Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos
Este se calculará mensualmente.
 - I. Durante la fase de exploración 1,688.74 pesos, y
 - II. Durante la fase de extracción 6,754.99 pesos.
- Un pago por Uso y Ocupación Superficial

Es una contraprestación, por condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburo, estos serán negociados entre los propietarios y los Contratistas, tratándose de propiedad privada, además podrá convenirse la adquisición.

La Secretaría de Energía podrá prever la participación de testigos sociales en los procesos de negociación.

Los titulares de los terrenos, bienes o derechos tendrán derecho a que la contraprestación cubra, según sea el caso:

- a) El pago de las afectaciones de bienes, la previsión de los daños que se podrían sufrir con motivo del proyecto a desarrollar.
- b) La renta por concepto de ocupación, servidumbre o uso de la tierra.
- c) Tratándose de proyectos que alcancen la extracción comercial de Hidrocarburos, un porcentaje de los ingresos que correspondan al Contratista en el proyecto, después de haber pagado las contraprestaciones al estado.

El porcentaje no podrá ser menor a 0.5% ni mayor a 3 % en Gas Natural No Asociado y en Gas Natural y Aceite no podrá ser menor a 0.5% ni mayor a 2%.

3.4 Contrato de servicios

En los Contratos de Servicios para la exploración y extracción de hidrocarburos, los contratistas entregarán al Estado todos los hidrocarburos extraídos y la contraprestación a favor del contratista se definirá en cada contrato y se pagará en efectivo. En este tipo de contrato no habrá regalías ni cuota contractual para la fase exploratoria.

Al contratista se le paga por un servicio prestado, sin que la contraprestación se encuentre ligada a la producción.

Este tipo de contratos en México, están pensados para realizar la contratación de diversas compañías y que cada una aporte su especialidad, para finalmente conseguir con los servicios de todas, el fin de la exploración y extracción.

- Pago en efectivo por el servicio al contratista, el pago lo realiza el Fondo Mexicano del Petróleo.
- Impuesto Sobre la Renta:
30% de acuerdo a la ley en 2018

3.5 Obligaciones del Contratista.

Las obligaciones del licitante son publicadas en las bases de cada licitación y una en el contrato para la exploración y producción dependiendo el modelo de contrato.

Algunas obligaciones que todos los contratos establecen son:

- Llevar a cabo las actividades de exploración y producción de forma responsable, continua y eficiente de acuerdo con el Plan de Exploración, Plan de Evaluación y el Plan de Desarrollo aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Proveer todos los recursos técnicos, financieros que sean necesarios para llevar a cabo las actividades de exploración y producción.
- Informar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos toda la información, datos e interpretaciones relacionadas con las actividades petroleras al igual que la existencia de recursos mineros, hídricos y de otros tipos que se descubran como resultado de tales actividades.
- Taponar debidamente los Pozos antes de abandonarlos con el fin de evitar contaminación y daños al medio ambiente, notificando al menos sesenta días de anticipación a la Comisión Nacional de hidrocarburos.
- Cumplir puntualmente con los pagos al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo los días estipulados en los contratos.

- Contar con personal calificado, así como Materiales y tecnología de punta.
- El Contratista estará obligado a pagar oportunamente los derechos y aprovechamientos.

Los derechos y aprovechamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos definidos para el 2018 se clasifican en lo siguiente:

Administración Técnica de contratos	Administrativos	Administrativos
<ul style="list-style-type: none"> • Por la administración y seguimiento técnico anual de un contrato o asignación para la exploración y extracción de hidrocarburos, la Cuota por unidad es de: \$ 626,400.00 • Por la evaluación y resolución de planes de desarrollo, provisionales, de evaluación de extracción o sus modificaciones la cuota por unidad es de: \$ 279,800.00 • Por la evaluación y resolución del plan de exploración o del plan de evaluación la cuota por unidad es de: \$ 290,100.00 	<ul style="list-style-type: none"> • Compulsa de documentos, por hoja la cuota por unidad es de : \$ 10.13. • (examinar una documento copia vs original) • Expedición de copias certificadas de documentos, por cada hoja tamaño carta u oficio la cuota por unidad es de: \$ 17.25 • Reposición de constancias o duplicados de las mismas la cuota por unidad es de: \$ 146.32 • Indemnizaciones que deben cubrir los prestadores de servicios/proveedores por el incumplimiento de contratos Cuota por unidad: Variable 	<ul style="list-style-type: none"> • Multas impuestas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en términos de la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo Cuota por unidad: Variable • Enajenación de bienes muebles no inventariados Cuota por unidad: Variable • Enajenación de bienes muebles inventariados. Cuota por unidad: Variable • Legalización de firmas. Cuota por unidad: \$ 476.16 • Sanciones aplicables a la Industria de Hidrocarburos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos Cuota por unidad: Variable
Autorizaciones	Autorizaciones	
<ul style="list-style-type: none"> • Por los ingresos obtenidos de cada transacción comercial de la información obtenida de una autorización, reconocimiento y exploración superficial en la modalidad "sin adquisición de datos de campo" la cuota por unidad es: Variable • Por la evaluación, resolución y administración de una autorización de reconocimiento y exploración superficial la cuota por unidad es de: \$ 268,100.00 	<ul style="list-style-type: none"> • Por los ingresos obtenidos de cada transacción comercial de la información obtenida de una autorización de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad "con adquisición de datos de campo" la cuota por unidad es: Variable • Por la solicitud de autorización de cesión de control corporativo y de gestión o del control de las operaciones a potencial cesionario precalificado la cuota por unidad es de: \$ 57,700.00 	

Datos Sísmicos y Geofísicos

- Por el acceso y descarga de cada estudio geológico o geofísico, aplicable exclusivamente para las licencias de información adquirida al amparo de Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), bajo la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, consistente en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida la cuota por unidad es de: **\$62.00**
- Por el acceso y descarga de cada análisis geoquímico de cada pozo, aplicable exclusivamente para las licencias de información adquirida al amparo de Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), bajo la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, consistente en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida la cuota por unidad es de: **\$ 40.00**
- Por el acceso y descarga de cada estudio geológico o geofísico la cuota por unidad es de: **\$ 3,170.00**
- Por el acceso y descarga de cada gigabyte de un conjunto de datos geofísicos, distintos a datos sísmicos la cuota por unidad es de: **\$ 760.00**
- Por el acceso y descarga de cada gigabyte de un conjunto de datos sísmicos procesados en tiempo o profundidad o relacionados con un modelo de velocidades la cuota por unidad es de: **\$ 7,670.00**
- Por acceso y descarga de datos sísmicos 3D WAZ, procesados en tiempo o profundidad o relacionados con un modelo de velocidades, cuya antigüedad sea menor de 12 años, por cada kilómetro cuadrado la cuota por unidad es de: **\$ 21,170.00**
- Por acceso y descarga de datos sísmicos 3D NAZ procesados en tiempo o profundidad o relacionados con un modelo de velocidades cuya antigüedad sea menor a 12 años, por cada kilómetro cuadrado la cuota por unidad es de: **\$ 3,970.00**

Datos de Pozo

- Por el acceso y descarga de cada conjunto de 4 curvas en formato LAS, LIS o DLIS para pozos en tierra la cuota por unidad es de: **\$ 840.00**
- Por el acceso y descarga de cada reporte de pozo la cuota por unidad es de: **\$ 7,090.00**
- Por el acceso y descarga de cada registro de pozo la cuota por unidad es de: **\$ 7,820.00**
- Por el acceso y descarga de cada conjunto de 4 curvas en formato LAS, LIS o DLIS para pozos en mar la cuota por unidad es de: **\$ 8,470.00**
- Por el acceso y descarga de cada análisis geoquímico de cada pozo la cuota por unidad es de: **\$ 2,000.00**
- Por el acceso y descarga de cada registro de pozo, terrestre o marino, aplicable exclusivamente para las licencias de información adquirida al amparo de Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), la cuota por unidad es de: **\$ 153.00**
- Por el acceso y descarga de cada reporte de pozo, terrestre o marino, aplicable exclusivamente para las licencias de información adquirida al amparo de Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), bajo la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, consistente en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida la cuota por unidad es de: **\$ 139.00**
- Por el acceso y descarga de la información de cada pozo exploratorio en áreas terrestres, a partir de un paquete de al menos 50 pozos, bajo un esquema de licencia de uso de 1 año la cuota por unidad es de: **\$ 1,721.00**
- Por el acceso y descarga de la información de cada pozo de desarrollo en áreas terrestres, a partir de un paquete de al menos 50 pozos, bajo un esquema de licencia de uso de 1 año la cuota por unidad es de: **\$ 923.00**

Servicios del Centro Nacional de Información de

- Por el uso de mesa para realizar consultas de muestras físicas la cuota por unidad es de: **\$ 1,400.00**
- Por el uso de microscopio estereoscópico en mesa u oficina la cuota por unidad es de: **\$ 357.00**
- Por disposición de muestras de canal en la mesa u oficina la cuota por unidad es de: **\$ 38.00**
- Por disposición de caja de núcleo en la mesa la cuota por unidad es de: **\$ 31.00**
- Por el uso de módulo de consulta con microscopio estereoscópico la cuota por unidad es de: **\$ 686.00**
- Por el uso de módulo de consulta con microscopio petrográfico la cuota por unidad es de: **\$ 1,270.00**
- Por el uso de oficina la cuota por unidad es de: **\$ 1,700.00**
- Por el uso de sala de uso múltiple la cuota por unidad es de: **\$ 1,210.00**
- Por el uso de proyector la cuota por unidad es de: **\$ 630.00**
- Por disposición de corte de tapón y almohadilla de núcleos la cuota por unidad es de: **\$ 2,760.00**
- Por elaboración de lámina delgada la cuota por unidad es de: **\$ 2,760.00**
- Por toma de imagen digital de alta resolución de núcleo Cuota por unidad: **\$ 22,080.00**

Paquete de pozos

- Por acceso y descarga de la información de pozos en tierra de la zona ubicada en la Cuenca de Burgos la cuota por unidad es de: **\$ 6,921,400.00**
- Por acceso y descarga de la información de pozos en tierra de la zona ubicada en Tampico-Misantla la cuota por unidad es de: **\$ 8,513,500.00**
- Por acceso y descarga de la información de pozos en tierra en la zona ubicada en las Cuencas del Sureste la cuota por unidad es de: **\$ 7,783,000.00**
- Por acceso y descarga de la información de pozos en tierra en la zona ubicada en Veracruz la cuota por unidad es de: **\$ 1,028,200.00**
- Por acceso y descarga de la información de pozos en áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros la cuota por unidad es de: **\$ 12,265,100.00**
- Por acceso y descarga de la información de pozos en áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros la cuota por unidad es de: **\$ 572,100.00**
- Por el acceso y descarga de toda la información de pozos en áreas terrestres y marinas la cuota por unidad es de: **\$ 37,083,500.00**
- Por el acceso y descarga de toda la información de pozos exploratorios en áreas terrestres y marinas la cuota por unidad es de: **\$ 12,880,800.00**

Paquete de Datos

- Acceso y apoyo técnico para visualización y descarga de datos asociados a áreas contractuales de exploración de aguas someras la cuota por unidad es de: **\$ 5,609,500.00**
- Acceso y apoyo técnico para visualización y descarga de datos asociados a áreas contractuales de extracción de aguas someras la cuota por unidad es de: **\$ 5,609,500.00**
- Acceso y apoyo técnico para visualización y descarga de datos asociados a áreas contractuales terrestres de yacimientos convencionales la cuota por unidad: **\$ 2,645,900.00**
- Por el acceso y apoyo técnico para visualización y descarga de datos asociados a un conjunto de áreas contractuales en aguas profundas la cuota por unidad: **\$ 40,748,300.00**

4. RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA.

Una empresa petrolera bien manejada es el negocio más rentable internacionalmente, esto consiste en lograr que todo el equipo tenga un trabajo multidisciplinario, aplicando los recursos disponibles humanos, tecnológicos y financieros, para lograr el máximo beneficio económico de los hidrocarburos, tomando un conjunto de decisiones y operaciones, con las cuales se identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea, y evalúa en todas sus etapas de producción a un yacimiento de hidrocarburos; desde su descubrimiento, pasando por la explotación, hasta su abandono, maximizando los recursos y obteniendo la mejor rentabilidad de la empresa.

4.1 Características de la Industria Petrolera

- Tiene un flujo de caja Intensivo: Grandes proyectos que involucran flujos de caja substanciales.
- Grandes periodos de tiempo entre las inversiones y la ganancia resultante.
- Las decisiones son tomadas en ambientes de gran incertidumbre y riesgo.
- Los factores técnicos interactúan con los económicos en una forma compleja.
- La estructura de los impuestos y los contratos son muy particulares.
- Los costos incrementan con el tiempo mientras en otras industrias declinan.

4.2 Gastos futuros de producción de un pozo.

Para el análisis económico el primer paso es pronosticar los volúmenes de producción que estaremos produciendo en un área contractual, los volúmenes de producción.

Estos valores son estimados a partir de una extrapolación de la ejecución en el pasado, utilizando un simulador o ecuaciones matemáticas.

Las gráficas de gasto de producción contra tiempo se pueden extrapolar para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción de un pozo. A esta técnica se le conoce como Análisis de Curvas de Declinación.

Una Curva de Declinación es una herramienta útil y rápida para predecir en forma aproximada la futura capacidad de producción de un pozo, yacimiento y campo.

Las curvas de declinación están representadas por:

$$q = q_i \cdot (1 + b \cdot t \cdot Dn)^{-1/2}$$

Donde:

q: Tasa de producción a un tiempo t, (Bl/Días, Bls/Mes, Bls/Años).

qi: Tasa de producción a un tiempo ti, (Bl/Días, Bls/Mes, Bls/Años).

b: Exponente de declinación nominal, adim.

Dn: Tasa de declinación nominal (Día-1, Mes -1, Año -1).

t: Tiempo (Días, Meses, Años).

Declinación Exponencial

La declinación exponencial o también llamada declinación a porcentaje constante es la declinación más usada, por ser la más sencilla y de fácil aplicación

$$D = \frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q}$$

Donde:

q = tasa de producción, bls/d

t = tiempo de producción, d

D = constante de declinación exponencial, d⁻¹

Al graficar Log-qo vs tiempo se obtendrá una línea recta, cuya pendiente es: $\frac{-D}{2.303}$

Obteniendo la pendiente gráficamente y despejando D se obtiene:

$$D = 2.303 \frac{\log q_i - \log q}{\Delta t}$$

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

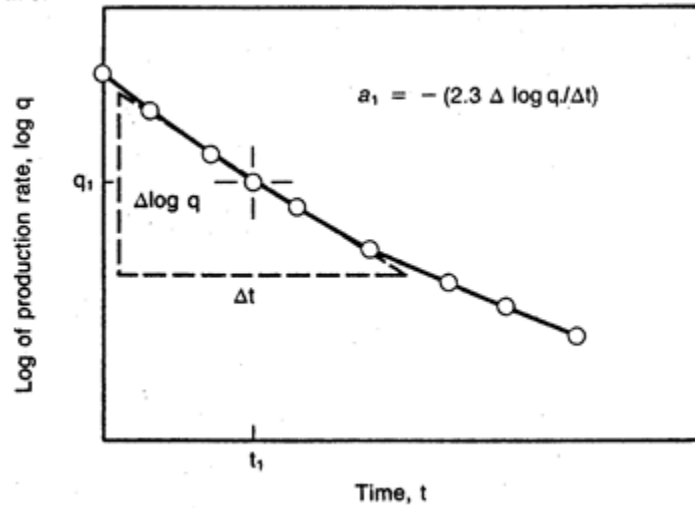


Figura 49 Definición de la Tasa de Declinación

Fuente: Avendaño Salazar, 2016, Apuntes de Productividad de Pozos

Declinación Hiperbólica (log - log):

La caída en la producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción del gasto de producción, es una fracción elevada a una potencia entre cero y uno.

Declinación Armónica:

Es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde la potencia de la fracción del gasto producido es la unidad

Modelo	Tasa de declinación	Gasto de Producción	Gráfica
Exponencial	$D = 2.303 \frac{\log q_1 - \log q}{\Delta t}$	$q_1 e^{-Dt}$	<ul style="list-style-type: none"> • La curva de log-q vs t muestra una línea recta. • La curva de q vs Np muestra una línea recta.
Hiperbólica	$\frac{D_1}{D_2} = \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^b$	$\frac{q_1}{(1 + Dit)^{1/2}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Una gráfica del log-q contra el log-t y muestre una línea recta.
Armónica	$\frac{D_1}{D_2} = \left(\frac{q_1}{q_2}\right)$	$\frac{q_1}{1 + Dit}$	Grafica no lineal

4.2.1 Inversión

Es la cantidad de dinero invertido en exploración, desarrollo de proyectos de perforación, equipos e instalaciones.

Es invertir un capital de recursos disponibles para obtener una ganancia futura

Se clasifican en:

- Tangible: compras de equipos, unidades de bombeo, tuberías, compresores, etc. El capital de este tipo es depreciado a lo largo del tiempo.
- Intangible: Fluidos de perforación, químicos, registros, etc. No tienen valor de salvamento.

4.2.2 Precio

Valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. Este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado.

El precio cambia en el tiempo ya que también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte, política y las condiciones del mercado.

4.2.3 Costo de Operación y Mantenimiento

Es el monto que se gasta para llevar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie y de ahí hasta las manos del cliente. El Costo de Operación y Mantenimiento incluye los gastos que se realizan directamente en el activo para el pago de salarios y las prestaciones que reciben los trabajadores, además de las compras de materiales y suministros diversos que se usan en la operación y el mantenimiento no capitalizable de instalaciones y pozos, y todos los servicios generales como el pago de energía eléctrica, agua, seguros, arrendamientos, afectaciones, vigilancia, etc.

Entonces los costos de operación y mantenimiento son los costos de producir y mantener un proyecto y pueden ser:

- Variable(\$/bl,\$/mpc)
- Por pozo(\$/pozo/mes,\$/pozo/año)
- Fijos(\$/mes,\$/año)

Factores que pueden impactar los costos de operación:

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

- Tipo de Producto: Petróleo o gas
- Requerimientos de Sistemas Artificiales de Producción
- Producción en tierra o costa fuera
- Localización.
- Madurez del pozo

4.2.4 Amortización o depreciación

La amortización es la depreciación o reducción del valor de un activo o pasivo. Es la pérdida de valor de un activo físico con el paso del tiempo

El término amortizar se define como la manera de distribuir la inversión como gasto durante los periodos en los que esa inversión va a permitir conseguir ingresos o independientemente de la vida estimada de nuestro proyecto.

Línea Recta

Deduce un incremento igual cada año a lo largo de la vida del proyecto.

$$\frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Vida util}}$$

4.3 Indicadores de rentabilidad

Para poder conocer los efectos de la inversión se contempla el estado de ganancias y pérdidas de la empresa, observando sus principales utilidades y las tasas de crecimiento con base a los indicadores económicos.

Los indicadores de rentabilidad son valores estadísticos que nos muestran el comportamiento de la economía. Los indicadores económicos son calculados cada determinado tiempo ya sea diario, quincenal, mensual, trimestral, etc., con el fin de que se puedan hacer comparaciones y determinar si la situación está mejorando o empeorando.

Los principales indicadores económicos son:

- a) Valor Presente Neto
- b) Valor Presente de la Inversión
- c) Tasa Interna de Retorno
- d) Eficiencia de Inversión

4.3.1 Valor presente neto (VPN)

Este indicador de rentabilidad es uno de los indicadores más empleados ya que este método evalúa proyectos de inversión a corto, mediano y largo plazo, nos permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero que es maximizar la inversión y nos permite observar los flujos de efectivo a dinero al día de la Rentabilidad.

Con el VPN se evalúan dos tipos de decisiones: el primer es ver si las inversiones son efectuables y, en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VPN > 0$: el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VPN = 0$: el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas.
- $VPN < 0$: el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado

$$VPN = -\text{inversión} + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VPN = Valor presente neto

F_t = Flujo de efectivo en el año t

i = Tasa de descuento.

n = Número de años del horizonte a evaluar

t = tiempo evaluando

Tasa de descuento: es la velocidad en la cual el dinero cambia, esto quiere decir que es la tasa para convertir los flujos de efectivo esperados a valor presente.

De igual forma se puede definir como el riesgo que existe en los años del proyecto para poder obtener una buena rentabilidad.

En los proyectos del área de hidrocarburos se maneja de 10% a 12% anual.

4.3.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Tasa Interna de Retorno es una medida relativa y se expresa en porcentaje, es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

La TIR es la máxima tasa de interés a la que un inversionista estaría dispuesto a pedir prestado dinero para financiar la totalidad del proyecto, pagando con los beneficios (flujos netos de efectivo) la totalidad del capital y de sus intereses, sin perder un solo centavo.

Es el valor de la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + i^*)^t}$$

Donde:

F_t = Flujo de efectivo en el año t

i^* = Tasa de descuento.

n = Número de años del horizonte a evaluar

t = tiempo evaluando

- Si $TIR > i$: el proyecto de inversión será aceptado. La tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = i$: la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < i$: el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

4.3.3 Valor presente de la inversión (VPI)

Resultado de la suma de las inversiones descontadas a una tasa de interés establecida.

$$VPI = \frac{\text{Inversión}}{(1 + i)^t}$$

Donde:

i = Tasa de descuento.

t = tiempo evaluando

4.3.4 Eficiencia de Inversión

Es la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria invertida, en términos generales es cuanto se va a obtener a partir de la inversión

$$\text{Eficiencia de Inversión} = \frac{\text{VPN}}{\text{VPI}}$$

Este indicador de rentabilidad es un método para seleccionar los proyectos más rentables.

- Si Eficiencia de inversión > 1: el proyecto de inversión es favorable, es capaz de generar ganancias a partir de la inversión.
- Si Eficiencia de inversión < 0: el proyecto debe rechazarse ya que no se podrá cubrir la totalidad de los gastos. No se alcanza la rentabilidad mínima

4.3.5 Flujo de Caja

Es información indispensable para conocer el estado de la empresa y para medir el nivel de liquidez de un proyecto.

El flujo de caja son las salidas y entradas netas de dinero que tiene una empresa o proyecto en un período determinado, facilitando información de la capacidad de la empresa para pagar sus deudas.

$$\text{Ingresos} - \text{Egresos} = \text{flujo de caja}$$

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

4.4 CASO DE ESTUDIO

Con el fin de realizar la evaluación económica de un área contractual, se definió un caso de estudio con la modalidad de contrato de licencia, esto con el fin de acotar las contraprestaciones y definir las variables de cálculo en este caso de estudio.

Para este caso de estudio, se considerará lo siguiente:

Elementos definidos por la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos			
Tipo de Contrato	Licencia		
Impuesto Sobre la Renta (ISR)	30		%
Cuota Contractual por fase exploratoria	primeros 60 meses	1294.71	pesos por km ²
	del 61 en adelante	3,096.04	pesos por km ²
Impuestos por Exploración y Producción	Durante la fase de exploración	1688.74	pesos por km ²
	Durante la fase de extracción	6757.99	pesos por km ²
Elementos definidos bases de Licitación			
Regalía Básica	Fórmula variable		
Fideicomiso de abandono	Método por unidades de producción		
Duración de Contrato	20 años		

Se presentarán los siguientes supuestos:

- El área donde se perforará está ubicada en el campo El Golpe, que está ubicado dentro de la Subcuenca Comalcalco de la Cuenca Salina del Sureste de México.



Figura 50. Localización Campo EL Golpe

- Se comercializará el 100% de los hidrocarburos extraídos.
- Se contará con un contrato de comercialización por reglas de mercado.
- El área que se encuentre en exploración, donde se perforará el pozo a evaluar, contará con instalaciones.
- En el mes a perforar el pozo se conectará a las instalaciones.
- Se cuenta con una Reserva de 5 MMbpce.
- Se evaluará un pozo con las siguientes características:

Datos generales	
Edad	Mioceno Superior
Litología	Areniscas
Porosidad efectiva y Permeabilidad	22% - 28% y 30 - 500 mD
Hidrocarburos	Aceite ligero 31-34 °API
Yacimiento (Empuje predominante)	Expansión del sistema Roca-Fluido

Figura 51. Datos generales del pozo en estudio.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

De acuerdo con la gravedad del hidrocarburo extraído será ligero, el tipo de hidrocarburo de acuerdo con sus características de gravedad determinarán el valor del hidrocarburo ya que se comercializará por reglas de mercado.

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

De acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía y los índices de referencia (Brent y Duba) respecto los precios de petróleo por barril son:

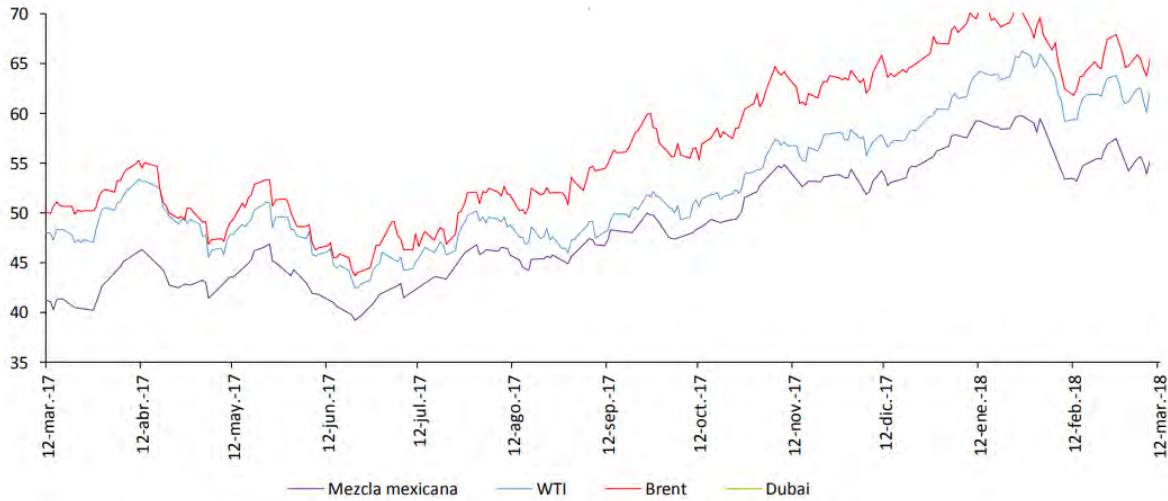


Figura 52. Índices de precios de petróleo en dólares por barril
Fuente: Comisión Reguladora de Energía

El precio del petróleo respecto a las reglas de mercado y observando los índices de referencia del mercado los cuales se muestran en la Figura 52, será para este caso de estudio de **49 Dólares por barril** un precio bajo para el 2018.

Para el precio del Gas se observan los índices de referencia (Henry Hub, HSC, Sur de Texas, Tennessee y Tetco) respecto los precios de gas por BTU son:

Índice	Precio gas USD/BTU	Promedio
Henry Hub	2.98	
HSC	5.2	
Sur de Texas	3.85	2.739
Tetco	4.79	
Tennessee	2.9	

Tabla 164. Índice de Precios de gas/BTU
Fuente: Comisión Reguladora de Energía

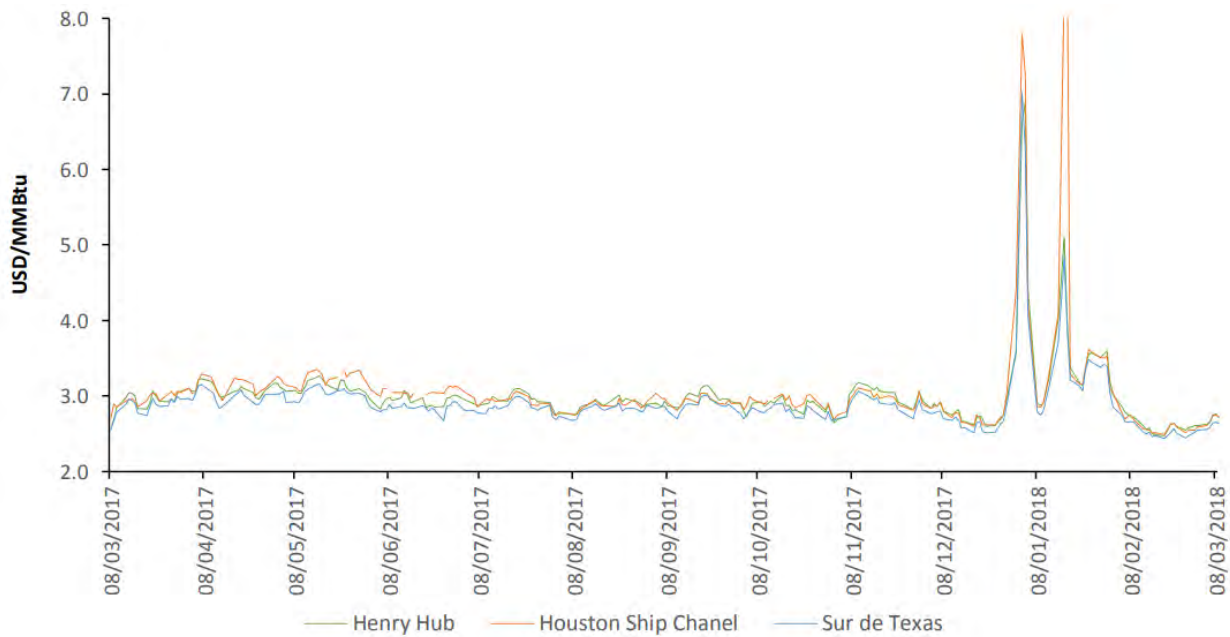


Figura 53. Índice de precios del gas natural de 2017 a 2018
 Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Como se muestra en la Figura 53 el precio del gas natural ronda entre los 2.7 dólares y 3.6 dólares en promedio, con excepción de finales de 2017 y principios de 2018 que tuvo un incremento para posteriormente volver a la tendencia.

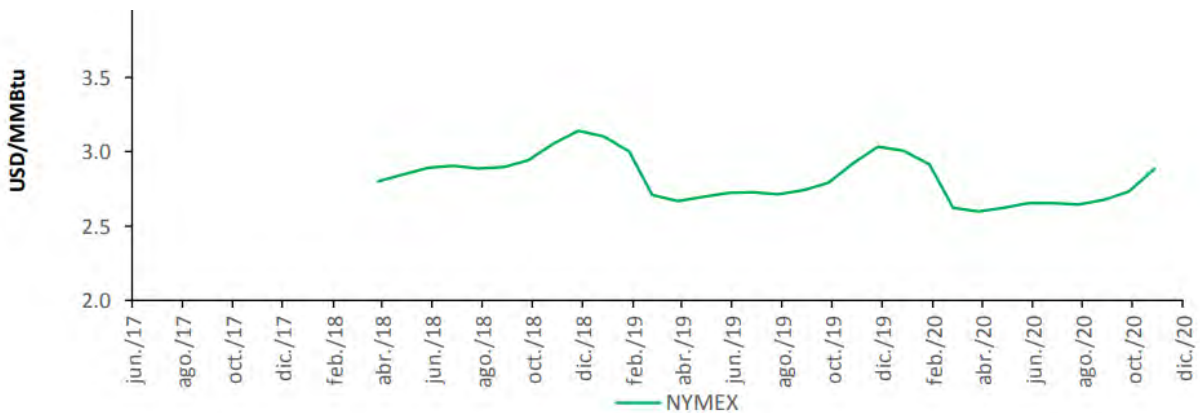


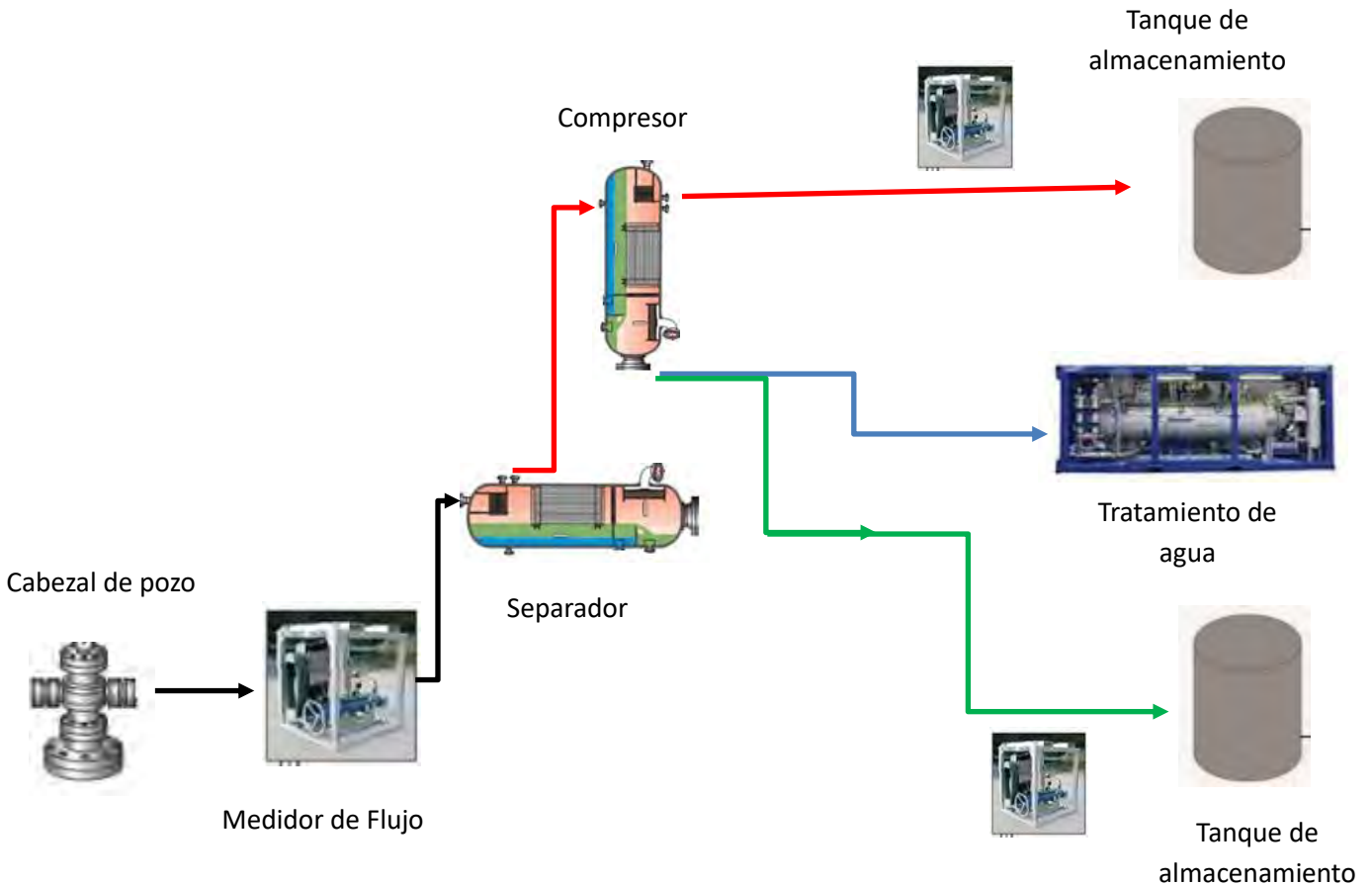
Figura 54. Cotizaciones mensuales futuros de gas natural.
 Fuente: Comisión Reguladora de Energía

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

De acuerdo con las cotizaciones mensuales futuras de gas natural el precio que se establecerá en este caso de estudio será de **3 Dólares por Mpc**.

La etapa de Exploración duro 11 meses y 1 mes para la perforación del pozo, en el mismo mes que se perforo y se conectó a las instalaciones con las que ya se contaban, las cuales se aprovecharan y se invertirá en mejorarlas, en poner puntos de medición, de acuerdo con los estándares y prácticas recomendadas por la industria internacional.

El centro de proceso cuenta con una batería de separación y bombeo de aceite crudo y un compresor de gas, dentro de los procesos operativos, la batería de separación se encargará de separar el petróleo y el gas, el cual se enviará a un tanque de almacenamiento para posteriormente exportar el crudo y el gas.



Los puntos de medición se encontrarán; uno a boca de pozo, donde la incertidumbre es mayor, ya que se presentan hidrocarburos compuestos de aceite, gas y otros contaminantes, también se contará con un punto de medición en las baterías de separación, que son las primeras instalaciones a donde llegan los fluidos producidos y allí se lleva a cabo una primera separación, para poder medirlos por separado y eliminar el agua y otros contaminantes.

El primero de enero de 2018 se perforo el pozo y termino el 30 de enero de 2018.

De acuerdo con estudios técnicos, PVT y mediante información análoga de otro pozo que cuenta con las mismas características petroleras, se analizaron los gastos iniciales para proceder a estudiar qué tipo de declinación se ajustaba al ritmo de producción. Para analizar los gastos de producción se puede hacer mediante software.

Se grafico la producción contra el tiempo, del pozo análogo que es del activo integral Bellota-Jujo que se encuentra en una porción en el campo el Golpe, la producción se puede observar en la figura 55.



Figura 55. Histórico de Producción del pozo análogo

Las formas de la curva de producción contra tiempo ayudan a identificar el tipo de declinación de un pozo.

Se graficó el logaritmo de la producción contra el tiempo

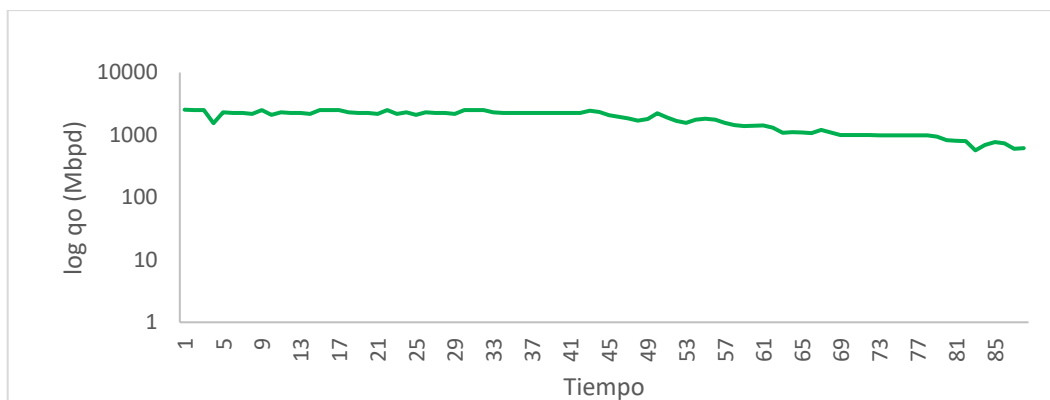


Figura 56. Gráfico Log-q vs Tiempo

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

Una declinación exponencial es cuando la disminución en el gasto de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción, lo cual resulta en una línea recta en una presentación semilog de gasto-tiempo.

Por lo que se definió que se trata de un yacimiento con declinación Exponencial, con un ritmo de producción de 2,000 barriles diarios, con una declinación nominal de 1.5% mensual a partir mes 19.

Al tener la gráfica de Log- q_0 contra el tiempo, como se muestra en la figura 57, se procedió a sacar la pendiente para poder definir la declinación nominal:

$$m = \frac{-D}{2.303}$$

despejando D:

$$D = 2.303 \frac{\log q_i - \log q}{\Delta t}$$

tomando los puntos:

$$D = 2.303 \frac{\log(2500) - \log(2260)}{39 - 32}$$

$$D = .015 \text{ meses}^{-1}$$

$$D = 1.5\% \text{ por mes}$$

Datos de entrada		
q_0	2,000	bpd
RGA	60	ft^3/ft^3
OPEX	5	Dólares
BOE	6	Mpc/bl
CAPEX	10,000,000	Dólares
Costo de abandono	700,000	Dólares
Precio del aceite	49	USD/Barril
Precio del gas	3	USD/MMBTU

Tabla 165. Datos establecidos para el caso de estudio.

Datos generales		
Regalía adicional	50	%
Regalía Base aceite	7.625	%
Regalía Base Gas Natural	3	%
Fianzas y Seguros	3	%
Pago por uso de suelo	2	%

Tasa de descuento anual	12	%
Días Promedio por mes	30.41667	
Amortización anual	Lineal	

Tabla 166. Datos generales.

De acuerdo con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos el monto de las Regalías se determinará para cada tipo de Hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente.

La estimación sobre este proyecto es de 10 millones de dólares, la profundidad del pozo a perforar es de 2,600 metros.

Inversión	Monto	Unidades
Inversión realizada para Perforación y Terminación	7,000,000	dólares
Inversión para Instalaciones Superficiales	3,000,000	dólares

Tabla 167. Inversiones

La inversión realizada para el desarrollo del pozo contempla; pruebas PVT, renta de equipos de exploración sísmica e interpretación de sísmica 3D, modelo estático, modelo dinámico, la perforación del pozo, materiales y mantenimiento de este, durante toda la vida productiva del proyecto.

La inversión de infraestructura contempla; inversiones para las mejorar la infraestructura con la que se cuenta y la compra e instalación de 3 medidores de flujo y el mantenimiento de estas instalaciones.

Regalía del aceite:

- a) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea inferior a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 7.5%, y
- b) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea mayor o igual a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual del Petróleo}) + 1.5] \%$$

Ya que el costo que se propuso en este caso de estudio es de 49 Dólares se utilizará el caso “b)” para determinar el porcentaje de regalía.

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times 49) + 1.5] \% = 7.625 \%$$

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

Regalía gas Natural Asociado

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

$$\text{Tasa} = \frac{3}{100} = 0.03$$

Sabiendo que el ritmo de producción inicial es de 2,000 barriles diarios que empezará a partir del mes 13 y en el mes 19 la producción inicial tendrá una **declinación de 1.5% mensual** se comienza a crear el pronóstico de producción.

Para la producción por mes se considerará un promedio de días por mes de 30.41667.

- La producción de los primeros 19 meses de Producción (del mes 13 al mes 31 de trabajo) será de:

$$(2,000) (30.41667) = 60,833.34 \text{ barriles}$$

- Del mes 13 al mes 31 se tendrá una producción **60,833.34 barriles**, para el pronóstico de gas se utilizará el **RGA = 60** $\frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3}$

$$\text{RGA} = \frac{\text{Volumen de gas Producido en superficie a c.e}}{\text{Volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento a c.e}}$$

Despejando el volumen de gas producido queda:

$$\text{RGA} \times \text{Volumen de aceite producido} = \text{volumen de gas producido}$$

$$\left(60 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3}\right) \left(\frac{.000005615 \text{ MM ft}^3}{1 \text{ barril}}\right) (60,833.34 \text{ barriles}) = 20.49 \text{ MMft}^3$$

- Los primeros 19 meses de Producción (del mes tendrán una producción de gas natural de: **35.87 MMft³** .

A partir del mes 19 de producción (mes 32 de trabajo) el comportamiento del ritmo de producción se calculará mediante:

$$q = q_0 e^{-bt}$$

Donde:

q= Ritmo de producción a un tiempo t

q₀ = Ritmo de producción inicial = 2000 bpd

b= Declinación continua

Donde:

$$b = -\ln(1 - d) = -\ln(1 - 0.015) = 0.015113638$$

Por lo que, los ritmos de producción desde el mes 32 en adelante será:

$$q_{32} = (2,000)(1 - 0.015) = 1,970$$

$$q_{33} = (1,970)(1 - 0.015) = 1,940.45$$

$$q_{34} = (3,430)(1 - 0.02) = 1911.35$$

Para el mes 32 será;

$$V_{32} = \frac{(30.41667)(2,000)}{b} \times 0.015 = 60,375.94 \text{ barriles}$$

$$V_{33} = \frac{(30.41667)(60,375.94)}{b} \times 0.015 = 59,470.30 \text{ barriles}$$

$$V_{34} = \frac{(30.41667)(59,470.30)}{b} \times 0.015 = 58,578.25 \text{ barriles}$$

Para obtener el Pronóstico de Gas Natural se calculará como en los primeros meses, multiplicando;

RGA x Volumen de aceite producido = volumen de gas producido

$$V_{32} = \left(60 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3}\right) \left(\frac{.000005615 \text{ MM ft}^3}{1 \text{ barril}}\right) (60,375.94 \text{ barriles}) = 20.34 \text{ MMft}^3$$

$$V_{33} = \left(60 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3}\right) \left(\frac{.000005615 \text{ MM ft}^3}{1 \text{ barril}}\right) (59,470 \text{ barriles}) = 20.04 \text{ MMft}^3$$

$$V_{34} = \left(60 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3}\right) \left(\frac{.000005615 \text{ MM ft}^3}{1 \text{ barril}}\right) (8,578.25 \text{ barriles}) = 19.74 \text{ MMft}^3$$

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

Con los Datos que ya se tienen al alcance, se puede pronosticar el flujo de efectivo.

Tiempo (mes)	0	1
Producción aceite [bpd]	0	0
Vol. aceite [barriles]	0	0
Vol. gas mmpc	0	0
Ingresos por venta de aceite [usd]	0	0
Ingresos por venta de gas [usd]	0	0
Total de ingresos [usd]	0	0
Regalía Base del aceite [usd]	0	0
Regalías Base del gas [usd]	0	0
Regalía Adicional [usd]	0	0
Total de Regalías [usd]	0	0
Ingresos después de regalías [usd]	0	0
Costos Operativo [usd]	0	100,000
Cuota de Exploración [usd]	0	0.03
impuesto de E%P [usd]	0	0.04
Fianza y Seguros [usd]	0	0
Total de Costos Operativos [usd]	0	100,000.06
Costo de abandono [usd]	0	0
Ingresos financieros por C.A [usd]		
Total de costos de abandono [usd]		
Pagos al arrendatario [usd]	0	0
Total de costos [usd]	0	100,000.06
Ingresos después de regalías - T.C. [usd]	0	-100,000.06
Amortización		
Ingresos gravables [usd]	0.00	-100,000.06
ISR 30% calc. [usd]	0.00	-30,000.02
ISR 30% a pagar [usd]		0.00
Inversiones [usd]	10,000,000.00	0.00
Flujo de efectivo Antes de Imp [usd]	-10,000,000.00	-100,000.06
Flujo de efectivo Desp. Imp. [usd]	-10,000,000.00	-100,000.06
Utilidad Neta [usd]	-10,000,000.00	-100,000.06
Flujo de caja acumulado [usd]	-10,000,000.00	-10,100,000.06

Los primeros 12 meses no se contará con ingresos por venta de hidrocarburos ya que se estará explorando la zona.

No se generarán Contraprestaciones a favor del Estado por los conceptos de Regalía Base y Regalía Adicional ya que están en función de los ingresos por venta de hidrocarburos.

Costos Operativos

Se consideran Costos Operativos fijos para los primeros 12 meses por la cantidad de \$100,000. Dólares.

Cuota de exploración

Se generan Contraprestaciones a favor del Estado por los conceptos de Cuota de exploración que es el resultado de multiplicar;

Área Contractual (área del pozo) x la Cuota contractual.

- El área es de $400 \text{ m}^2 = 0.0004 \text{ Km}^2$
- Cuota Contractual por fase exploratoria para los primeros 60 meses es de \$1,294.71 pesos por Km^2 lo que equivale a \$68.143 dólares

$$(0.0004) \times (68.143) = \mathbf{\$0.03 \text{ dólares}}$$

La Cuota de Exploración de 0.03 dólares será el mismo valor, durante los primeros 12 meses. Esta cuota se deja de pagar al Estado cuando inicie la extracción de hidrocarburos.

Tabla 168, Flujo de Efectivo de los primeros dos meses.

Impuesto por Exploración es el resultado de multiplicar:

Área Contractual (área del pozo) x impuesto de Exploración.

- El área es de $400 \text{ m}^2 = 0.0004$
- El impuesto por la fase exploratoria es de \$1,688.74

$$\frac{0.0004 \times 1,688.74}{19} = \text{\$0.04 dólares}$$

El impuesto por Exploración será el mismo valor durante los primeros 12 meses

Fianzas y pagos al arrendatario:

No se generarán pagos por concepto de fianzas y pagos al arrendatario, estos se generan una vez empiece la producción de hidrocarburos.

Total de Costos Operativos será la suma de:

Costos Operativos + Cuota de Exploración + Impuestos de E&P

$$100,000 + 0.03 + 0.04 = \text{\$ 100,000.07}$$

Costo por abandono de pozo

El costo es de \$700,000 dólares que se pagará de acuerdo con la tasa del método por unidades de producción, por lo que se empezará a pagar desde el mes 13.

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Producción}}{\text{Reservas}} \%$$

El dinero se ira a una cuenta en el banco con una tasa de interés de 1% mensual.

Durante los primeros 12 meses no genera costos por abandono de abandono, ni ingresos financieros por costo de abandono.

Pagos al arrendatario;

Se generan cuando empiece la producción.

Total de costos;

Es el resultado de sumar:

Total de Costos Operativos + Costo de abandono + pagos al arrendatario

Para los primeros 12 meses el total de costos será de:

$$100,000.07 + 0 + 0 = \text{\$100,000.06 dólares}$$

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

Ingresos después de regalías – Total de costos

$$0 - 100,000.06 = -\$100,000.06 \text{ dólares}$$

Amortización:

La amortización se genera a partir que inicie la producción, los primeros 12 meses no tendremos amortización.

Ingresos gravables

Es el resultado de restar:

Ingresos después de regalías - Total de costos - Amortización

$$0 - 100,000.06 - 0 = -\$100,000.6 \text{ dólares}$$

Como los ingresos gravables es negativo, no se tiene ganancia no se paga el ISR, que es el impuesto sobre la renta.

- Renta = Rentabilidad, si no hay rentabilidad (utilidades) no hay impuesto. Pero aún así se calculará el impuesto de 30% a los ingresos gravables que será los primeros 12 meses de:

$$(-100,000.6) \times (0.3) = -30,000.02 \text{ dólares}$$

Inversión

Solo se aplicará en el mes 0 que serán los 10,000,000 dólares

Flujo de efectivo antes de impuestos

Es el resultado de restar:

Ingresos después de regalías - Total de costos – inversiones

$$\text{Para el mes 0 es de: } -10,000,000 \text{ de dólares}$$

Mes 2 al mes 12 será el mismo valor ya calculado de la resta de:

Ingresos después de regalías – Total de costos

$$0 - 100,000.06 = -\$100,000.06 \text{ dólares}$$

Los primeros 12 meses del proyecto arrojarán flujo de cajas negativos ya que no se tendrán ingreso por venta de hidrocarburos, pero si se tendrán egresos.

Tiempo (mes)	12	13	28	32
Producción aceite [bpd]	0	2,000.00	2,000.00	1,970.00
Vol. aceite [barriles]	0	60,833.34	60,833.34	60,375.94
Vol. gas [mmpc]	0	20.49	20.49	20.34
Ingresos por venta de aceite [usd]	0	2,980,833.66	2,980,833.66	2,958,421.09
Ingresos por venta de gas [usd]	0	61,484.26	61,484.26	61,021.96
Total de ingresos [usd]	0	3,042,317.92	3,042,317.92	3,019,443.06
Regalía Base del aceite [usd]	0	227,288.57	227,288.57	225,579.61
Regalías Base del gas [usd]	0	1844.527702	1844.527702	1830.658898
Regalía Adicional [usd]	0	1,521,158.96	1,521,158.96	1,509,721.53
Total de Regalías [usd]	0	1,750,292.05	1,750,292.05	1,737,131.80
Ingresos después de regalías [usd]	0	1,292,025.86	1292025.864	1282311.261
Costos Operativo [usd]	100,000	321,245.66	321,245.66	318,830.25
Cuota de Exploración [usd]	0.03			
impuesto de E%P [usd]	0.04	0.14	0.14	0.14
Fianza y Seguros [usd]	0	38,760.78	38,760.78	38,469.34
Total de Costos Operativos [usd]	100,000.06	360,006.58	360,006.58	357,299.73
Costo de abandono [usd]	0	8,608.82	8,608.82	8,543.06
Ingresos financieros por C.A [usd]			1,292.18	1,636.54
Total de costos de abandono [usd]		8,608.82	148,569.81	189,491.83
Pagos al arrendatario [usd]	0	25,840.52	25,840.52	25,646.23
Total de costos [usd]	100,000.06	394,455.91	394,455.91	391,489.01
Ingresos después de regalías - T.C. [usd]	-100,000.06	897,569.95	897,569.95	890,822.25
Amortización		208,333.33	208,333.33	208,333.33
Ingresos gravables [usd]	-100,000.06	689,236.62	689,236.62	682,488.92
ISR 30% calc. [usd]	-30,000.02	206,770.99	206,770.99	204,746.67
ISR 30% a pagar [usd]	0.00	0.00	206,770.99	204,746.67
Inversiones [usd]	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de efectivo Antes de Imp [usd]	-100,000.06	897,569.95	897,569.95	890,822.25
Flujo de efectivo Desp. Imp. [usd]	-100,000.06	897,569.95	690,798.97	686,075.57
Flujo de caja acumulado [usd]	-11,200,000.75	-10,302,430.80	212,782.92	2,971,255.39

Tabla 169. Comparativo de Flujos de Caja por mes.

En la Tabla 169, se muestra el mes 12(aún no se extraen hidrocarburos), el mes 13 (primer mes que se extrae hidrocarburos), el mes 28 donde el flujo de caja empieza a ser positivo (se empieza a recuperar la inversión) y el mes 32 donde empieza la declinación de producción del pozo.

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

Producción de aceite (bpd) y Producción de gas natural (mmpcd)

- En el mes 12, no hay producción ya que a principios del mes se inició la perforación del pozo y termino a finales del mismo mes.
- En el mes 13, la producción aceite es de 60,833.34 barriles y de 20.49 millones de pies cúbicos de gas natural.

Ingresos por venta de Hidrocarburos.

Se considerará un promedio de días por mes de 30.41667.

- Mes 12, no hay producción de hidrocarburos por lo que no se tienen ingresos.
- Mes 13
 - Ingresos por venta de aceite es el resultado de multiplicar:
(Producción mensual) x (Precio del barril de aceite)
(60,833.34 barriles) x (49 dólares) = **\$2,980,833.66 dólares**
 - Ingresos por venta de gas natural es el resultado de multiplicar:
 - (Producción mensual de gas en mmpc x Precio del gas x 1000)
 - (20.49 mmpcd) x (3 dólares) x (1000) = **\$61,484.26 dólares**Se multiplica por 1,000 ya que el precio del gas es de 3 dólares por miles de pies cúbicos y el valor de producción de gas lo tenemos en millones de pies cúbicos.

Total de ingresos.

- Mes 13, el total de ingresos es la suma de:
Ingresos por venta de aceite + ingresos por venta de gas.
 $\$2,980,833.66 \text{ dólares} + \$61,484.26 \text{ dólares} = \mathbf{\$3,042,317.92 \text{ dólares}}$

Regalía Base/aceite.

- Mes 12, no hay producción de hidrocarburos, por lo que no se tiene contraprestaciones a favor del estado por concepto de regalías.
- Mes 13, la regalía base se calcula mediante:
(Porcentaje de regalía base del aceite) x (Ingresos por venta de aceite)
 $(7.625/100) \times (2,980,833.66 \text{ dólares}) = \mathbf{\$227,288.57 \text{ dólares}}$

Regalía Base/gas.

- Mes 13, la regalía base se calcula mediante:
(Porcentaje de regalía base del gas) x (Ingresos por venta de aceite)
 $(.03) \times (61,484.26 \text{ dólares}) = \mathbf{\$1,844.52 \text{ dólares.}}$

Regalía Adicional.

- Mes 13, la regalía base se calcula mediante:
(Porcentaje de regalía adicional) x (Total de ingresos)
(50/100) x (3,042,317.92 dólares) = **\$1,521,158.96 dólares**

Total de Regalías pagadas al Estado

- Mes 13, el total de regalías es el resultado de sumar:
regalía base del aceite + regalía base del gas + regalía adicional
227,288.57 dólares + 1,844.52 dólares + 1,521,158.96 dólares = **\$1,750,292.05 dólares**

Se observa que el Estado solo por la contraprestación por concepto de regalías se lleva el 57.53 % de los ingresos por la venta de hidrocarburos.

El total de regalías serán depositados mensualmente al Fondo Mexicano del Petróleo en dólares.

Ingresos después de regalías

- Mes 12, no hay producción de hidrocarburos por lo que no se tiene ingresos después de regalías.
- Mes 13, los ingresos después de regalías es el resultado de restar:
Total de ingresos – Total de regalías
3,042,317.92 dólares - 1,750,292.05 dólares = **\$1,292,025.86 dólares**

Costo Operativo

- Para el mes 12, el costo operativo fue de 100,000 dólares ya que se puso un costo operativo fijo durante el periodo de exploración (del mes 1 al 12).
- Para cada mes, desde el inicio de producción de hidrocarburos (mes 13 en adelante) se calculará mediante:

$$\left(\text{Volumen de aceite} + \left(\text{volumen de gas} \times \frac{1000}{\text{BOE} \left[\frac{\text{Mpc}}{\text{bl}} \right]} \right) \right) \times \text{OPEX}$$

- Costo operativo para el mes 13

$$\left(60,833.34 \text{ barriles} + \left(20.49 \text{ MMpc} \times \frac{1000}{6 \left[\frac{\text{Mpc}}{\text{bl}} \right]} \right) \right) \times 5 = \mathbf{\$321,245.66 \text{ dólares}}$$

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

Cuota de Exploración

- Para el mes 12, la cuota de exploración es la misma que la de los meses anteriores ya que es el resultado de multiplicar:
Área Contractual (área del pozo) x la Cuota contractual.
 $(0.0004) \times (68.143) = \text{\$0.03 dólares}$
- Para el mes 13 en adelante, ya no se paga cuota de exploración ya que esta se deja de pagar cuando empieza la producción de hidrocarburos.

Impuestos de Exploración y Producción.

- Para el mes 12 el impuesto de exploración es el mismo valor que la de los meses anteriores ya que es el resultado de multiplicar:
Área Contractual (área del pozo) x impuesto de Exploración.
 $(0.0004) \times (1,688.74/19) = \text{\$0.04 dólares}$
- Para el mes 13 en adelante el impuesto por exploración cambia por el impuesto de producción, y se calcula multiplicando:
(Área Contractual) x (Impuesto de producción)
 $(0.0004) \times (6,757.99/19) = \text{\$0.14 dólares}$

Fianzas Y seguros

Estos términos de Fianzas y seguros es la contratación de algún programa de seguro, para proteger el patrimonio de las empresas de la industria energética, esto seguros se caracterizan por ser volátiles y desarrollarse en un medio propenso a catástrofes, estas fianzas permiten implementar y operar con las mejores estrategias en la gestión de administración de riesgos, para maximizar oportunidades y limitar riesgos.

El objetivo de estas fianzas y seguros es garantizar que, si ocurre una catástrofe, existan los mecanismos financieros para poder indemnizar a las personas o áreas que queden dañadas y que garanticen la protección de todos los involucrados.

- Estas fianzas se calcularán desde el mes de producción en adelante y se aplicara el 3% a los ingresos después de regalías por cada mes.
- Para el mes 13 será:
 $(0.03) \times (1,292,025.86 \text{ dólares}) = \text{\$38,760.78 dólares.}$

Total de Costos Operativos

- Para el mes 12, es el mismo valor que los meses anteriores, ya que es el resultado de sumar:
Costos Operativos + Cuota de Exploración + Impuestos de E&P
 $100,000 + 0.03 + 0.04 = \text{\$100,000.07 dólares}$
- Para el mes 13 en adelante, el total de Costos Operativos será la suma de:

Costos Operativos + Impuestos de E&P + Fianza y Seguros
 $321,245.66 + 0.14 + 38,760.78 = \mathbf{\$360.006.58 \text{ dólares.}}$

Costo de abandono

El costo por abandono de pozo es de \$700,000 dólares que se pagará de acuerdo con la tasa del método por unidades de producción

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Producción}}{\text{Reservas}} \%$$

- Para el mes 13 se calculará:
 La producción del mes 13 es de 60,833.34 barriles
 Las reservas son de 5 millones de bpce

$$\text{Tasa para el mes 13} = \frac{60,833.39}{5,000,000 - 60,833.39} = \mathbf{0.012298311}$$

- La tasa calculada se multiplicará por el costo de abandono que es de 700,000 dólares

$$(700,000) \times (0.012298311) = \mathbf{\$8,608.82 \text{ dólares}}$$

Para el mes 13 se depositarán en una cuenta de banco **\$8,608.82 dólares** para el costo de abandono, el cual tendrá una tasa de interés de 1% mensual

- Para el mes 14 se calculará:
 La producción del mes 14 es de 60,833.34 barriles
 Las reservas ya no son de 5 millones de bpce ya que estamos explotando el pozo entonces las reservas serán los 5 millones menos la producción que se ha sacado al momento.

$$\text{Tasa para el mes 14} = \frac{60,833.39}{5,000,000 - 60,833.39 - 60,833.39} = 0.012451443$$

$$(700,000 \text{ dólares} - 8,608.82 \text{ dólares}) \times (0.012451443) = \mathbf{\$8,608.82 \text{ dólares}}$$

Ingresos financieros + costo de abandono

Estos ingresos son generados al depositar el dinero del costo de abandono por mes, se calculará se la siguiente forma:

- Para el mes 13 se depositan **\$8,608.82 dólares.**
- Para el mes 14 se generan ingresos financieros de:
 $(\$8,608.82 \text{ dólares}) \times (.01) = \mathbf{\$86.0882 \text{ dólares}}$
- Pero en el mes 14 se depositará los \$8,608.82 del mes 13 mas \$8,608.82 del mes 14 más los ingresos generados de 86.0882 del mes 13 que dan un valor de:

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

$\$8,608.82 + \$8,608.82 + 86.0882 = \$17,303.7282$ dólares que para el mes 15 genero ingresos por: $(\$17303.7282 \text{ dólares}) \times (.01) = \173.037 dólares

- Lo que deduce que para el mes 13 tendremos pagado \$8,608.82 dólares de los \$700,000 dólares por costo de abandono.
- Para el mes 14 será: la suma del pago mensual por el costo de abandono de cada mes + los intereses ganados.
 $\$8,608.82 \text{ dólares} + \$86.0882 \text{ dólares} + \$8,608.82 \text{ dólares} = \$17,303.72 \text{ dólares}$

Con los ingresos financieros generados más el depósito mensualmente del costo de abandono, los \$700,000 dólares se pagarán en 7 años.

Pagos al arrendatario o pago por uso y ocupación superficial

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos se tendrá que dar una contra contraprestación, por condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburo, estos serán negociados entre los propietarios y los Contratistas, tratándose de propiedad privada, además podrá convenirse la adquisición.

La Secretaría de Energía podrá prever la participación de testigos sociales en los procesos de negociación.

Los titulares de los terrenos, bienes o derechos tendrán derecho a que la contraprestación cubra, según sea el caso:

- d) El pago de las afectaciones de bienes, la previsión de los daños que se podrían sufrir con motivo del proyecto a desarrollar.
- e) La renta por concepto de ocupación, servidumbre o uso de la tierra.
- f) Tratándose de proyectos que alcancen la extracción comercial de Hidrocarburos, un porcentaje de los ingresos que correspondan al Contratista en el proyecto, después de haber pagado las contraprestaciones al estado.

El porcentaje no podrá ser menor a 0.5% ni mayor a 3 % en Gas Natural No Asociado y en Gas Natural y Aceite no podrá ser menor a 0.5% ni mayor a 2%.

En este caso se aplicará dar un porcentaje de los ingresos después de regalías, por cada mes, con un porcentaje de 2%

- Para el mes 13 será: $(0.02) \times (1,292,025.86 \text{ dólares}) = \$25,840.52$ dólares

Total de costos

El total de costos es el resultado de sumar:

Total de costos operativos + Costos de abandono + Pagos al arrendatario

- Para el mes 13 será:

$\$360,006.58 + 8,608.82 + 25,840.52 = \$394,455.91$ dólares.

Ingresos después de regalías – Total de Costos

- Para el mes 13 es:
 $\$1,292,025.86$ dólares - $\$394,455.91$ dólares = **$\$897,569.95$ dólares**

Amortización

Inversión	Monto	Unidades	Depreciación anual	Depreciación
Inversión realizada para Perforación y Terminación	7,000,000	dólares	25%	1,750,000
Inversión para Instalaciones Superficiales	3,000,000	dólares	25%	750,000

Tabla 170. Tabla de amortización anual

La amortización anual Total será de **$\$2,500,000$ dólares**, durante 4 años,

- Para el mes 13 durante 48 meses el valor de la amortización será de **$\$208,333.33$ dólares**

Ingresos gravables

Ingresos después de regalías – Total de Costos – Amortización

- Para el mes 13
 $\$897,569.95$ dólares - $\$208,333.33$ = **$\$689,236.62$ dólares**

ISR 30% calculado.

- Para el mes 13 se tendría que aplicar por primera vez el ISR ya que se observan ingresos gravables positivos de **$\$689,236.62$ dólares**
 $\text{ISR para el mes 13 sería de } = (\$689,236.62 \text{ dólares}) \times (0.3) = \mathbf{\$206,770.99 \text{ dólares}}$
 Pero los ISR negativos que se calcularon anteriormente, donde los ingresos gravables son negativos ayudan a disminuir o no pagar impuesto, ya que si la suma de todos los ISR calculados del mes 1 al mes 3 son menores a 0 no se pagaran impuestos.
- Para el mes 13
 $\underbrace{-\$360,000.23 \text{ dólares} + \$206,770.99 \text{ dólares}} = \mathbf{\$-153,229.25 \text{ dólares}}$

Suma de todos los ISR negativos del mes 1 al mes 12

Como la suma da negativo, en el mes 13 no se paga ISR

- Para el mes 14 el ISR será de:
 $\$-153,229.25$ dólares + $\$206,770.99$ dólares = **$\$53,541.74$ dólares**

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

Como la suma ya dio positivo a partir del mes 15 en adelante el ISR se aplicará directamente a los ingresos gravables.

Flujo de efectivo después de Impuestos

Ingresos después de regalías – Total de Costos – ISR a pagar

- Para el mes 13 será:
\$897,569.95 dólares – 0 = **\$897,569.95 dólares**
- Para el mes 15 será:
\$897,569.95 dólares - \$53,541.74 dólares = \$ 844,028.21 dólares

Para saber en qué momento se empieza a recuperar la inversión, se observa el Flujo de caja acumulado que es el resultado de sumar las Utilidades (flujo de efectivo después de impuestos) de todos los meses anteriores, en el mes que el flujo de caja acumulado sea positivo en ese momento se estarán generando ingresos a la compañía, como se muestra en la tabla 169, los flujos de efectivo acumulado positivos empiezan en el mes 28, desde ese mes se empieza a recuperar la inversión, a los 4 años se recupera la inversión.

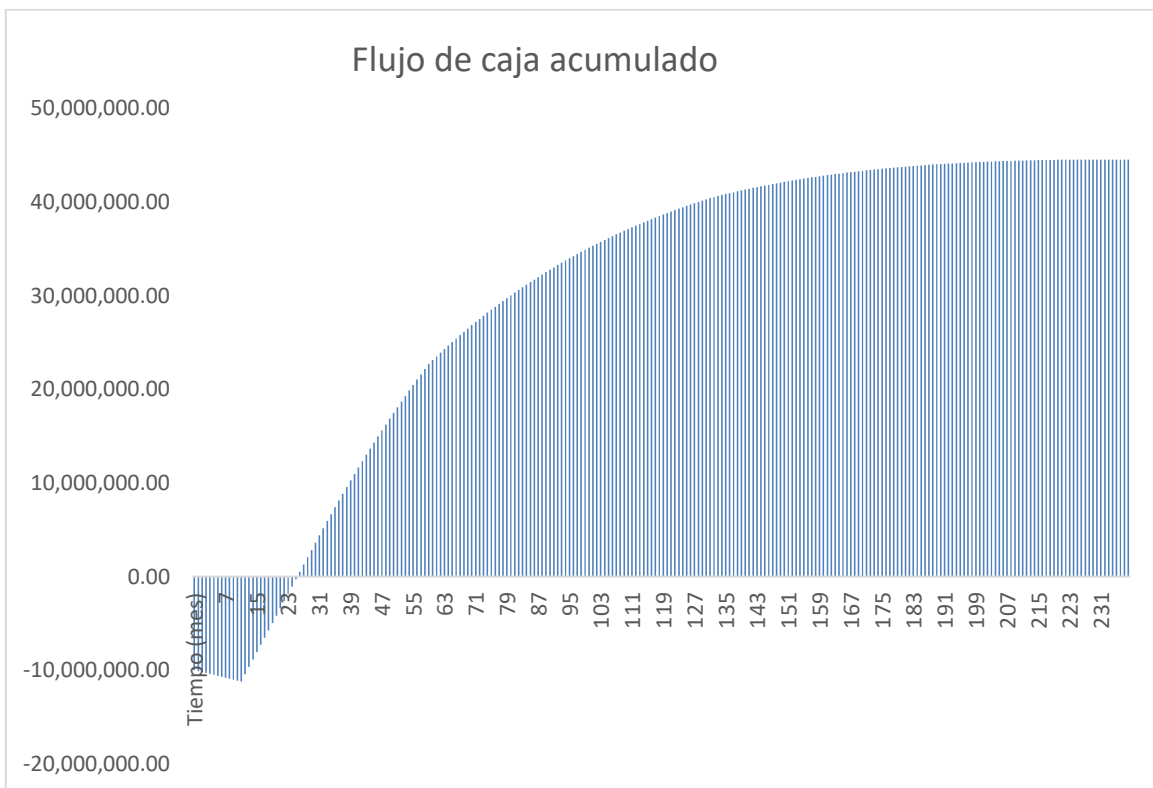


Figura 57. Flujo de caja acumulado

Indicadores económicos	
VPN	\$19,125,224.92
TIR	4%
VPI	9,900,990.10
EF	\$1.93

Recordando la definición del Valor Presente Neto nos dice que si el VPN mayor a 0, el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento de 12% anual, generará beneficios.

La tasa de rendimiento interno que se obtuvo es mensual y es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión la cual es de 12% anual 1% mensual

Por lo que indican que el proyecto es rentable.

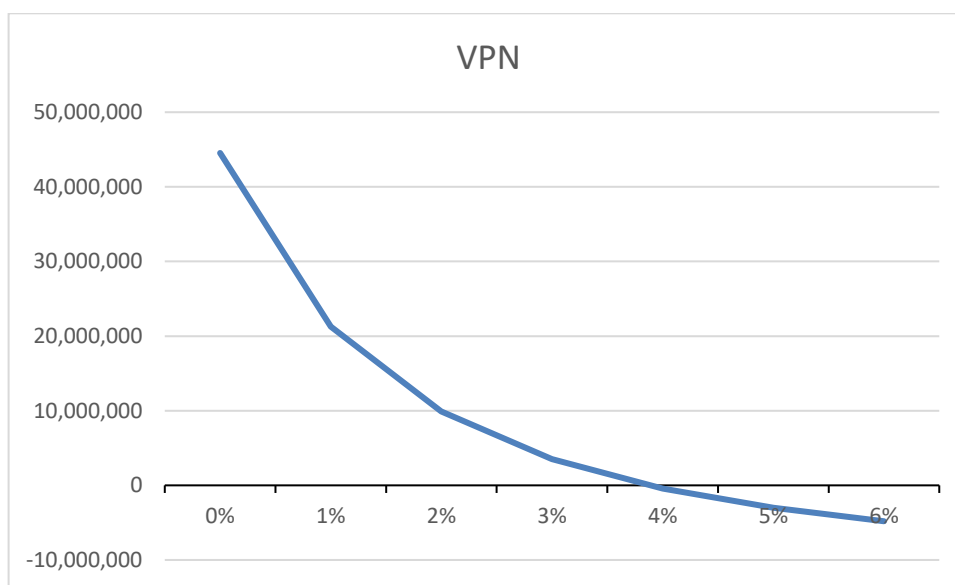


Figura 58. Valor Presente Neto VS Tasa Interna de Retorno

La definición de TIR es encontrar el valor de la tasa de descuento donde el VPN sea igual a 0, lo que quiere decir que no se generaran ganancias ni pérdidas en el proyecto, en el caso de estudio nos indicó que en el 4% no se pierde ni se gana, en la gráfica se muestra como en 4% no se tiene ganancia, con el 5% ya tenemos pérdidas. Por lo que el proyecto será rentable ya que nuestra tasa mensual es de 1%, generando ganancias a la empresa y al Estado.

La eficiencia de inversión es de \$1.93 dólares, esto indica que el proyecto es favorable y es capaz de generar ganancias a partir de la inversión.

En la vida del Proyecto, el pozo generará:

RENTABILIDAD DE UNA EMPRESA PETROLERA

Ingresos Totales	250,419,209
Regalías Totales	144,070,003
ISR	18,806,802

Las regalías y la cuota contractual de exploración serán depositadas al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo mensualmente, mientras que el Impuesto sobre la renta y el impuesto de exploración y extracción de hidrocarburos al SAT

4.5 Primeros resultados de los contratos de exploración y producción

En resumen La Comisión Nacional de Hidrocarburos a firmado 72 contratos de Exploración y Extracción los cuales han generado ingresos favorables al estado.

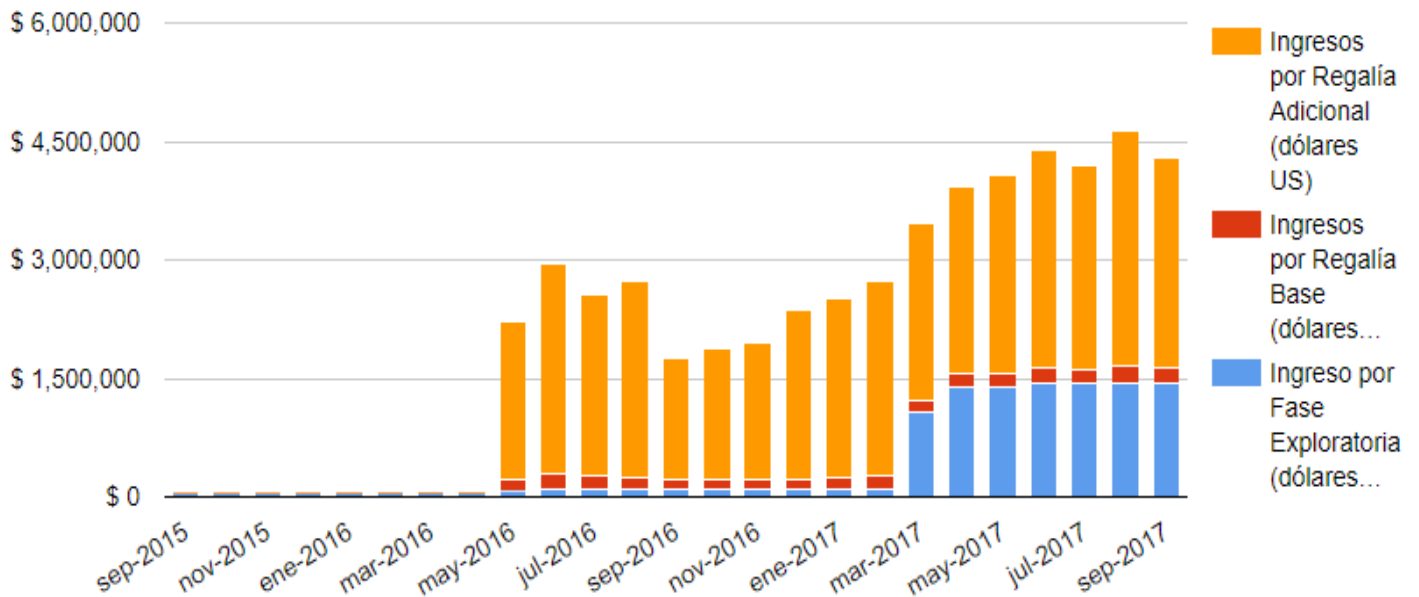


Figura 59. Ingresos al Estado por mes.

Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Los Ingresos a favor del estado Obtenidos en diciembre 2017 por concepto son muy favorables como se muestra en la siguiente figura.

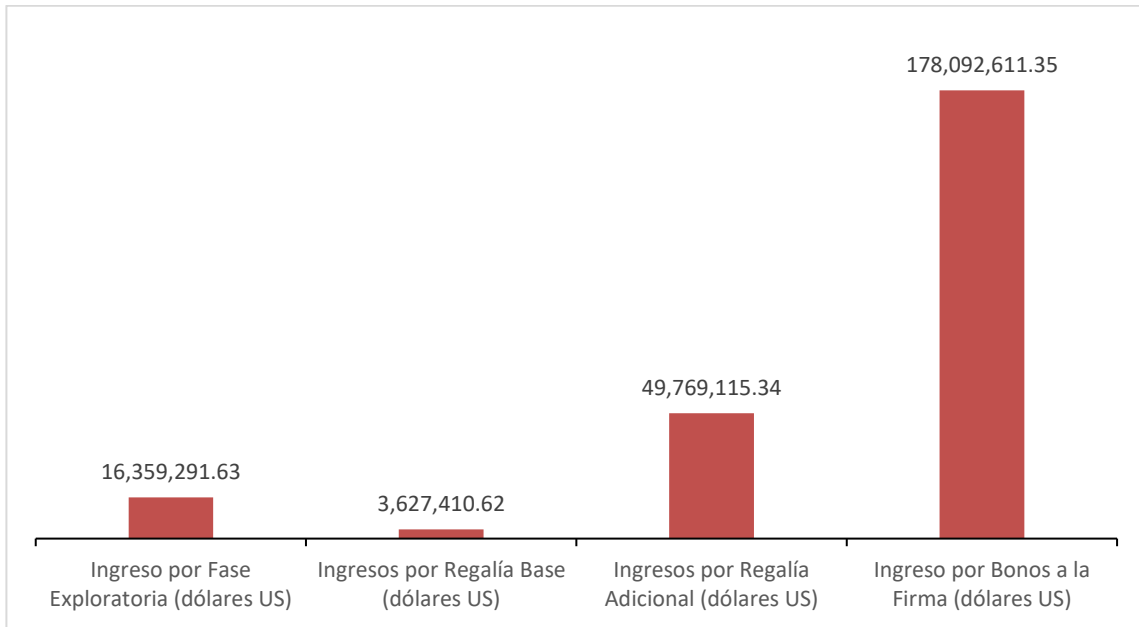


Figura 60. Ingresos a Favor del Estado por concepto a diciembre de 2017.
Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

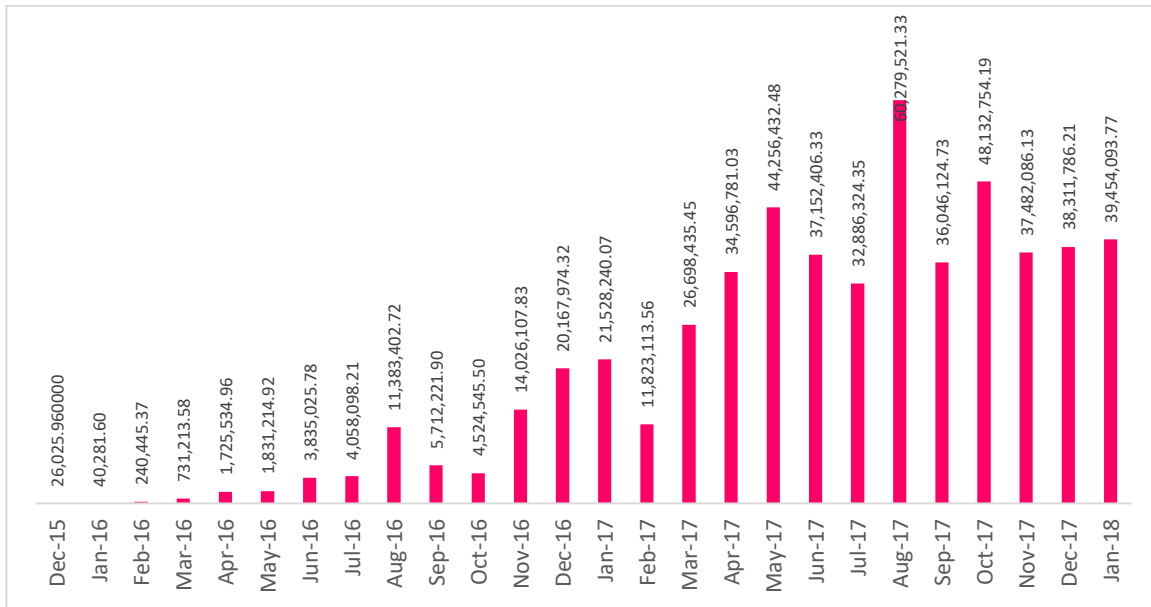


Figura 61. Inversión mensual en dólares.

Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Son 91 contratos adjudicados y 2 migraciones, con un total de las 111 empresas.

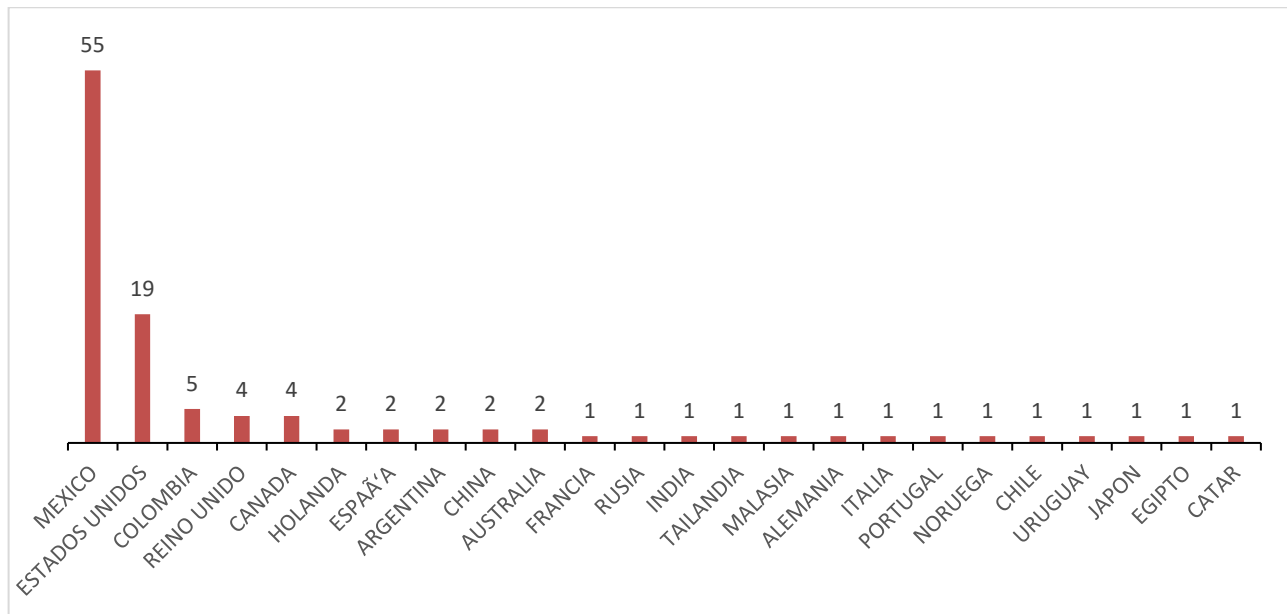


Figura 62. Empresas y origen

Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Se han comprometido a perforar 106 pozos, de los culés solo 9 han sido terminados, 3 en proceso de perforación y 4 por iniciar la perforación.

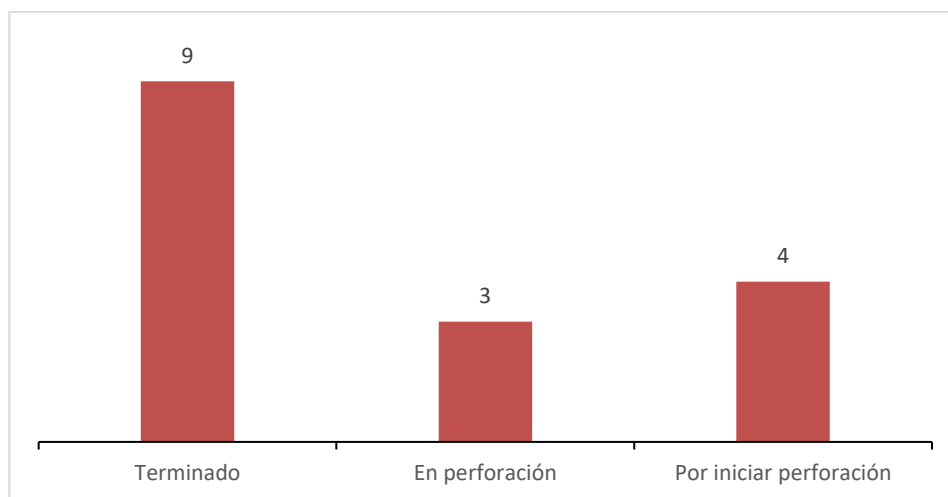


Figura 63. Pozos perforados, en perforación y por iniciar perforación
Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Se cuentan con 22 contratos con producción en enero de 2018.

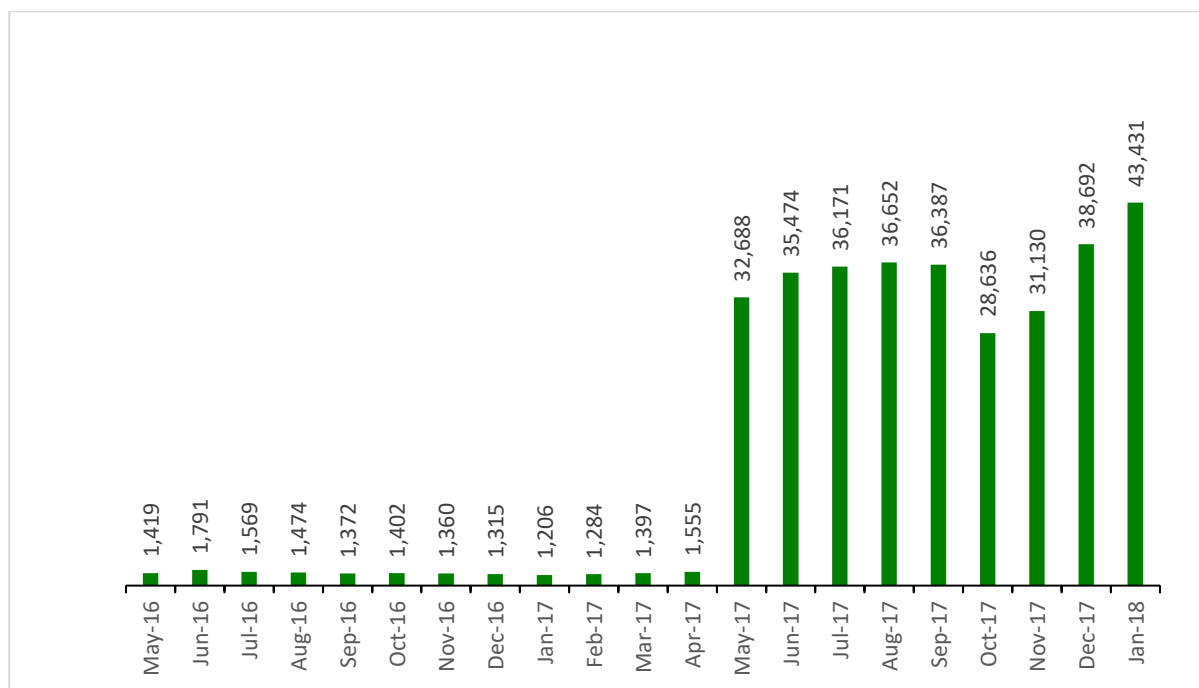


Figura 64. Producción de aceite (barriles diarios)
Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

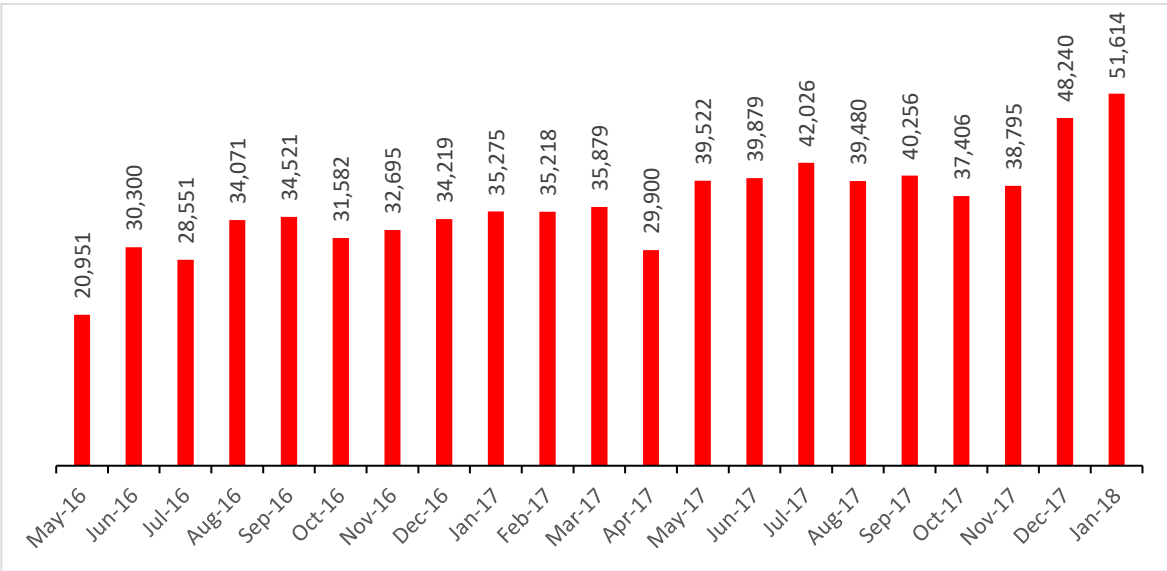


Figura 65. Producción de gas (miles de pies cúbicos diarios)
Fuente: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Conclusiones.

A través de los procesos de licitación, considero que México continuará desarrollando áreas con gran potencial petrolero considerando los retos económicos y tecnológicos que implican la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México y recursos no convencionales que se encuentran en Cuencas de Lutitas, Aguas Someras, Chicontepec y Convencionales.

La Reforma Energética a través de los procesos licitantes y la apertura a la inversión privada traerá conocimientos, transferencia de tecnología y capacitación de alto nivel a los ingenieros mexicanos.

La reforma permitirá a México incrementar la rentabilidad petrolera, aumentar la oferta del gas natural y sobre todo disminuir la importación y con ello eliminar la dependencia de importación de al menos 81 % del gas natural consumido en el país, actualmente y el cuidado al medio ambiente.

Los resultados en los procesos de licitación de Exploración y Producción en Aguas Someras, Aguas Profundas, Terrestres Convencionales y Terrestres no Convencionales confirman el interés de las empresas por invertir en México, lo que fortalece y hace más competitivo el sector hidrocarburo de nuestro país, como se muestra en la siguiente tabla.

	Aguas Someras	Terrestre	Aguas Profundas
Ronda 1	<p style="text-align: center;">R01-L01/2014</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 2 de 14 áreas. <p style="text-align: center;">R01-L02/2015</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Producción Compartida para la Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 3 de 5 áreas. 	<p style="text-align: center;">R01-L03/2015</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 25 de 25 áreas. • Campos maduros. 	<p style="text-align: center;">R01-L04/2015</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 8 de 10 áreas.
Ronda 2	<p style="text-align: center;">R02-L01/2016</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 10 de 15 áreas. 	<p style="text-align: center;">R02-L02/2016</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 7 de 10 áreas. <p style="text-align: center;">R02-L03/2016</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 14 de 14 áreas. • Campos gasíferos. 	<p style="text-align: center;">R02-L04/2017</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 19 de 29 áreas.

Ronda 3	R03-L01/2017	
	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Se adjudicaron 16 de 35 áreas. 	
		<p style="text-align: center;">R03-L02/2017</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. <p style="text-align: center;">R03-L03/2017</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. • Campos no convencionales

Se analizaron las rondas Licitatorias y se pudo observar que por el momento solo se han asignado contratos de licencia y de producción compartida, en donde se observa que el Estado ha otorgado más Contratos de Licencia, estos en Campos Terrestres y Aguas Profundas. Considero que la Secretaría de Energía dictamina el tipo de contrato por el tipo de riesgo ya que se observa que los contratos de Licencias se ofrecieron principalmente para campos que requieren mayor inversión como son los campos maduros o campos no convencionales y por lo tanto mayor riesgo y mayor inversión, lo contratos de producción compartida con menor riesgo y reservas probadas.

En mayo de 2018 se tienen 107 bloques adjudicados:

- Ronda 1 (licitación 1,2,3 y 4): 38 bloques adjudicados, 33 de ellos con contratos de licencia compartida y 5 con contratos de producción compartida.
- Ronda 2 (licitación 1,2,3 y 4): 50 bloques adjudicados, 40 de ellos con contrato de licencia y 10 con contrato de producción compartida.
- Ronda 3 licitación 1: 16 bloques adjudicados con contrato de producción compartida.
- Asociación Trión con un contrato de licencia.
- Asociación Cárdenas Mora con un contrato de licencia.
- Asociación Ogarrío con un contrato de licencia.

Dando un total de 76 contratos de licencia y 31 contratos de producción compartida.

A partir de la Ronda 2.1 se observó que los contratos ofrecían los valores máximos de adjudicación, en esta Ronda, 4 contratos llegaron al Valor de Participación del Estado en la utilidad operativa y un empate lo que derivó un bono de 30 millones de dólares.

En la Ronda 2.2 y 2.3, 17 contratos llegaron a la regalía máxima posible para el Estado, como criterios de adjudicación en 8 campos hubo empates, lo que derivó en bonos por 87.8 millones de dólares.

En la Ronda 2.4, 6 contratos llegaron a la regalía máxima, lo que derivó en bonos por 724 millones de dólares.

En la Ronda 3.1, 3 contratos llegaron a la regalía máxima posible para el Estado, derivando bonos por 124.045 millones de dólares.

Como se analizó en la presente tesis, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los valores mínimos y máximos de adjudicación y es ahí es donde se vuelve a observa el gran interés de las empresas por invertir en México, ya que ofrecían el Valor Ponderado de la Oferta, ofreciendo los valores máximos de Regalías adicional o, porcentaje del Estado en la Utilidad Operativa, dependiendo el tipo de contrato y además se ofrecía un monto de pago en efectivo por desempate ya que son Áreas atractivas para los licitantes.

Como se observa en la licitación de Tercera Convocatoria de la Ronda Dos, donde Ofrecieron los máximos valores de adjudicación y valores monto efectivo a favor del Estado.

Evaluación del Área Contractual 9, Cuencas del Sureste				
Licitante	Valor de Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión adicional	Valor Ponderado de la Oferta	Monto de Pago en Efectivo por desempate (Dólares)
Valores mínimos y máximos de adjudicación	3.9 % - 45%	1.5, 1, 0		
Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C. V	45.00	1.5	52.091	\$28,890,000.00
Promotora y Operadora de Infraestructura, S.A.B. de C.V., en Consorcio con Petrolero %M del Golfo, S.A.P.I. de C.V.	45.00	1.5	52.091	\$10,117, 000.00
Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.	40.00	1.5	52.091	\$786,000.00

En esta tesis se identificaron las contraprestaciones a favor del Estado y las contraprestaciones a favor del contratista, dependiendo de cada tipo de contrato, así como las Rondas Licitatorias que se han hecho hasta el momento y que tipo de contrato tienen.

Como se analizó en la presente tesis el marco regulatorio y sus implicaciones son de vital importancia, lo que genera un nuevo cambio a nuestro país con la Reforma Energética ya que permite tener un control, planificación y administración de los recursos, la protección al medio ambiente, en materia de administración de riesgos y seguros a través de los Órganos Reguladores.

Un objetivo de la Reforma Energética es el de combatir la corrupción, en la presente tesis se analizó a donde van las Contraprestaciones a Favor del Estado (Regalías base , Regalías adicional, Cuotas contractuales de Exploración, los pago en efectivo por desempate) y esto es al Fondo Mexicano del Petróleo de esta manera, el Fondo Mexicano del Petróleo contribuye como una sistema de transparencia y rendición de cuentas mediante la cual los mexicanos podemos conocer de manera puntual el origen y destino de los ingresos petroleros, todo esto en la página del Fondo Mexicano del Petróleo.

El impacto de la Reforma Energética para los nuevos profesionistas es grande ya que se generarán más empleos, ya que se contarán con más compañías de la industria petrolera para trabajar, claro se tendrá que ser paciente ya que como se observa en esta tesis los procesos de licitación son arduos y tardados.

Esta tesis nos permite observar la rentabilidad de una empresa petrolera a partir de la Reforma Energética, así como los factores que afectan la rentabilidad y las variables, esto mediante un contrato de Licencia.

Se observa que aun en la Etapa de Exploración (aún no se generan ingresos por hidrocarburos), se generan contraprestaciones a favor del Estado ya que se paga la Cuota contractual de Exploración y el impuesto de Exploración y Producción.

Se analizaron las variables Económicas las cuales son:

- Tiempo,
- Precios,
- Costos, e
- Inversiones

Se detecto que algunos de los factores que pueden afectar la producción son:

- La volatilidad en el precio de los hidrocarburos en los mercados internacionales.
- Los costos de producción
- El tipo de cambio

Se observo que al ser un ambiente altamente competitivo y cambiante (precios de hidrocarburos en el mercado) hace que la empresa se exponga a riesgos, como es asumir endeudamientos ya que los primeros meses o en la etapa de exploración no se generan ingresos, pero si se generan egresos. Por lo que es importante analizar los ingresos futuros de la empresa después de los impuestos y regalías.

Se tiene que realizar un buen desarrollo desde la exploración a la explotación para tener una buena producción de hidrocarburos, invertir en Sistemas Artificiales de Producción cuando el pozo lo requiera, tecnología que permita tener producciones constantes ya que si los ingresos por ventas de hidrocarburo incrementan de igual forma incrementan los ingresos a favor del Estado y los ingresos a la compañía y así poder solventar el proyecto y recuperar la inversión.

Ganar una licitación no quiere decir que se esté ganando un Área Contractual económicamente rentable, que los campos, yacimientos que se descubran no sea rentable, ya sea que los costos de operación no sean tan viables, o que la cantidad de crudo no sea suficientemente amplia y este riesgo lo tienen que tomar los contratistas.

Bibliografía.

- Secretaría de Energía, “Resultados de la Ronda Cero”, agosto de 2014.
- Secretaría de Energía, “Resultados de la Primera Convocatoria de la Ronda Uno”, julio de 2015.
- Secretaría de Energía, “Resultados de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno”, septiembre de 2015.
- Secretaría de Energía, “Resultados de la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno”, diciembre de 2015.
- Secretaría de Energía, “Resultados de la cuarta convocatoria de la ronda uno [y resultados de la primera convocatoria para asociación es con PEMX]”, diciembre de 2016.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, “Primera Convocatoria de la Ronda Dos”, julio de 2016.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, “Segunda Convocatoria de la Ronda Dos”, agosto de 2016.
- Olivare, L., “Reforma energética. Nacional”, jueves de septiembre de 2013.
- Alcántara Garces, L.F.: “Apuntes de Administración Integral de Yacimientos”, Facultad de Ingeniería UNAM, 2017.
- De La Cerda Negrete, C., “Apuntes de Rentabilidad De Proyectos De Ingeniería Petrolera”, Facultad de Ingeniería UNAM, 2015.
- Secretaría de Energía, “Listado de Asignaciones”, 2017
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, “Cuantificación y Certificación de Reservas”, 05 de octubre de 2017.
- Secretaría de Energía, “Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”, 10 de julio de 2015.
- Secretaría de Energía, “Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019”, noviembre de 2017.
- Miguel Millán, Omar Esquivel, “Contabilización de los contratos de exploración y extracción y de las reservas”, 24 de septiembre de 2014.
- Guillermo Pineda, Irene Hernández, Francisco Ibáñez, “Reforma Energética: Resumen del proyecto de decreto que expide las leyes secundarias en materia de hidrocarburos”, mayo 2014.

- Oil and gas magazine, “Las rondas de licitación petrolera en México: Resultados a tres años de la reforma energética”, 9 de mayo, 2017.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, “Estadísticas de Petróleo y Gas”, (S.F), portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php
- Senado de la Republica , (S.F), “Encuentros Reforma Energética”.2018, Sitio web: http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma_energetica
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014). “Ley de Hidrocarburos”. 2018, del Diario Oficial de la Federación. Sitio web: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_151116.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2013). “Ley de Impuestos Sobre la Renta”. 2018, del Diario Oficial de la Federación. Sitio web: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR_301116.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014). “Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos”. 2018, del Diario Oficial de la Federación. Sitio web: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH_060117.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014). “Ley de Petróleos Mexicanos”. 2018, del Diario Oficial de la Federación. Sitio web: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPM_110814.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014). “Ley del Fondo Mexicano Del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”. 2018, del Diario Oficial de la Federación. Sitio web: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFMPED_110814.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014). “Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburo”. 2018, del Diario Oficial de la Federación. Sitio web: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LANSI_110814.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2014). “Bases de Licitación, Ronda 1, Aguas Someras”. 2018, de rondasmexico.gob.mx Sitio web: <https://rondasmexico.gob.mx/101-bases/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2015). “Acta de Presentación y Apertura de Propuestas”. 2018, de rondasmexico.gob.mx Sitio web: <https://rondasmexico.gob.mx/101-acta-de-presentacion/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2015). “Boletín de Prensa”. 2018, de rondasmexico.gob.mx Sitio web: <https://rondasmexico.gob.mx/101-boletines/>
- Secretaria de Hacienda y Crédito Público. (2015). “Valores Mínimos para las Variables de Adjudicación Aplicables a la Primera Convocatoria de la Ronda 1”, 2018. Distrito Federal, México: Comunicado de Prensa.