



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Criterios de Evaluación de Campos
Maduros y Análisis de los Resultados de la
Ronda Uno Licitación 03**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Eder Eduardo Galván Serralde

ASESOR DE INFORME

M. en I. Alfredo León García

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Contenido

1. Resumen	6
2. Introducción	7
3. Antecedentes	8
3.1. Reforma constitucional en materia de energía en 2013	8
3.2. Reforma de Leyes Secundarias en 2014	11
3.3. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.....	13
3.4. Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	13
3.5. Primeras Licitaciones de la Ronda Uno	14
4. Ronda Uno Licitación 03	15
4.1. Publicación de Convocatoria y Bases de Licitación	15
4.2. Acceso a la información	17
4.3. Visitas a las Áreas Contractuales.....	18
4.4. Inscripción a la Licitación	18
4.5. Juntas de Aclaraciones	18
4.6. Precalificación	19
4.7. Variables de Adjudicación	20
4.8. Contrato	24
4.9. Impuestos y Contraprestaciones.....	27
4.10. Contenido Nacional.....	30
5. Campos Maduros	31
5.1. Definiciones.....	31
5.2. ¿Por qué son importantes los Campos Maduros?.....	32

6. Criterios de Evaluación de Campos Maduros	40
6.1. Criterio Técnico	41
6.2. Criterio Físico	53
6.3. Criterio Social	54
6.4. Criterio Ecológico.....	55
6.5. Criterio Económico.....	57
7. Adjudicación de la Licitación	59
7.1. Selección de Áreas por Parte de Licitantes	61
7.2. Análisis de las Ofertas	66
7.3. Avances en la Primera Etapa de Implementación de la Ronda 1.3.....	71
8. Conclusiones	77
9. Referencias	79
10. ANEXO 1	84

FIGURAS

Figura 1 Mapa de Ubicación de las Áreas Contractuales⁶ 16

Figura 2 Superficie en km² de las Áreas Contractuales⁷..... 16

Figura 3 Nacionalidad de Compañías con Acceso al Cuarto de Datos⁸ 17

Figura 4 Criterios de Evaluación de Experiencia Técnica y de Ejecución⁹..... 19

Figura 5 Criterios de Evaluación Financiera⁹ 20

Figura 6 Cronograma Resumido de la Licitación¹²..... 23

Figura 7 Duración del Contrato de Licencia¹⁴ 24

Figura 8 Contraprestaciones e Impuestos de los Contratos de la Ronda 1.3¹⁷..... 27

Figura 9 Regalías Dependiendo del Tipo de Hidrocarburos¹⁸ 29

Figura 10 Fórmula para el Cálculo del Contenido Nacional¹⁹ 30

Figura 11 Conceptualización de un Campo Maduro²⁵ 32

Figura 12 Producción de Aceite en México²⁸ 33

Figura 13 Producción de Gas en México²⁸ 33

Figura 14 Campos Maduros Activos y su Producción Diaria Asociada en Enero 2018³¹ 35

Figura 15 Porcentaje de Recuperación de la Reserva Original de Aceite 2P a Enero de 2018 (N_p/RA_{2P}) con respecto al Factor de Recuperación Final de Aceite 2P (FR_a 2P)³¹ 36

Figura 16 Porcentaje de Recuperación de la Reserva Original de Gas 2P a Enero de 2018 (G_p/RG_{2P}) con respecto al Factor de Recuperación Final de Gas 2P (FR_g 2P)³¹ 37

Figura 17 Campos Maduros Inactivos en Enero 2018³¹..... 38

Figura 18 Criterios de Evaluación de las Áreas Contractuales³²..... 40

Figura 19 Métodos de Determinación de Reservas³⁴ 42

Figura 20 Análisis del Comportamiento de la Producción³⁵..... 43

Figura 21 Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos³⁶..... 44

Figura 22 Construcción de Mapas Estructurales³⁷ 45

Figura 23 Uso de los Núcleos en la Evaluación de Formaciones³⁸ 46

Figura 24 Interpretación Petrofísica de Registros de Pozo³⁹ 47

Figura 25 Parámetros Dinámicos para Cálculo del Volumen Original a Condiciones de Superficie⁴⁰ 48

Figura 26 Limpieza de las Tendencias de Presión ⁴²	49
Figura 27 Identificación de los Mecanismos de Empuje (Meza ⁴³)	50
Figura 28 Identificación de los Mecanismos de Empuje (Thakur-Satter ⁴⁴)	51
Figura 29 Infraestructura Superficial para la Explotación de Hidrocarburos ⁴⁵	53
Figura 30 Industria de Hidrocarburos Consciente del Impacto Ambiental ⁴⁸	56
Figura 31 Diagrama Esquemático de la Evaluación Económica ⁴⁹	58
Figura 32 Número de Ofertas Presentadas Ordenadas por Tipo de Fluido ⁵¹	61
Figura 33 Características de las Áreas Contractuales, Principal Fluido: Aceite Negro ⁵²	62
Figura 34 Características de las Áreas Contractuales, Principal Fluido: Gas Seco y Gas Húmedo ⁵²	63
Figura 35 Características de las Áreas Contractuales, Principal Fluido: Gas y Condensado ⁵²	64
Figura 36 Cálculo de la Rentabilidad Petrolera ⁵⁶	68
Figura 37 Costos de Producción y Costos de Exploración y Desarrollo en USD/bpce ⁵⁸	70
Figura 38 Campos con Producción Existente Previa a la Adjudicación ⁶²	74
Figura 39 Producción Agrupada por Tipo de Fluido de los Campos con Producción Existente ⁶²	75
Figura 40 Producción Agrupada por Tipo de Fluido de los Campos con Producción Existente ⁶²	76

TABLAS

*Tabla 1. Valores Mínimos de Adjudicación*¹¹ 22

*Tabla 2. Unidades de Trabajo del Periodo de Evaluación*¹⁵ 25

*Tabla 3. Actividades que Acreditan Unidades de Trabajo*¹⁶ 26

*Tabla 4. Porcentaje de las Reservas Nacionales Asociadas a Campos Maduros, 2018*³¹ 39

*Tabla 5. Construcción de Bases de Datos de Presión*⁴¹ 49

*Tabla 6 Variables de Adjudicación de las Áreas Contractuales*⁵⁰ 59

*Tabla 7. Número de Ofertas Presentadas por Área Contractual*⁵¹ 60

*Tabla 8. Regalías Adicionales Mínimas y Regalías Adicionales Ofertadas*⁵³ 66

*Tabla 9. Porcentaje y Valor en Dólares por Barril del Margen Neto*⁵⁷ 69

*Tabla 10. Planes Presentados por los Contratistas*⁵⁹ 71

*Tabla 11. Actividades Relacionadas a la Evaluación de los Campos*⁶⁰ 72

1. Resumen

En diciembre de 2013 el Congreso de la Unión aprobó la modificación de diversos artículos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, dando paso a la Reforma Energética de México. Lo anterior, representó la apertura a la inversión privada, nacional y extranjera, en la cadena de valor del sector de hidrocarburos de México por primera vez desde la Expropiación Petrolera en 1938.

Sin embargo, hasta el año 2015 fue cuando comenzó su aplicación al licitarse por primera vez contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en subastas públicas. En tal sentido, el resultado de la Tercera Licitación de la Ronda Uno, en comparación con las dos convocatorias previas, sentó un precedente en el proceso de adjudicación de contratos para la extracción de hidrocarburos a compañías particulares, con la asignación del 100% de las Áreas Contractuales, las cuales incluían Campos Maduros.

Este Informe de Trabajo tiene por objetivo exponer las actividades profesionales que desarrollé durante mi participación en el proceso licitatorio de la Ronda 1.3, las cuales fueron contribuyentes en la evaluación de los Campos Maduros de la licitación.

En primer lugar, se describe el proceso licitatorio y su objetivo, para después presentar la necesidad inherente que tiene la licitación en evaluar 25 Áreas Contractuales con Campos Maduros, en un periodo de tiempo limitado. Asimismo, se exponen los criterios de evaluación de las Áreas Contractuales que se aplicaron, los cuales pueden ser útiles para futuras licitaciones.

Por otra parte, considerando las ofertas realizadas por los licitantes ganadores, se presenta una aproximación del margen neto que tienen para cubrir las inversiones en capital (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento (OPEX) en cada una de las Áreas Contractuales, esto, al tomar en cuenta las Regalías y Contraprestaciones del marco Contractual y Legal.

Finalmente, se señalan los avances de la primera etapa de implementación de los contratos y la importancia de los Campos Maduros como garantes de la seguridad energética del país.

2. Introducción

Desde la Expropiación Petrolera en 1938 y hasta la expedición del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, en diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos (PEMEX), había sido la única empresa facultada para la exploración y extracción de hidrocarburos en el país. A partir de esta reforma, se inició el proceso para ofrecer nuevas oportunidades a la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras en la industria petrolera nacional.

En este sentido, las licitaciones de la Ronda Uno convocadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) fueron las precursoras de los procesos licitatorios y marcaron las reglas de participación entre las empresas interesadas en adjudicarse contratos para la extracción y exploración de hidrocarburos de México.

El presente informe, se centra en la Tercera Licitación de la Ronda Uno, la cual incluyó Áreas Contractuales con Campos Maduros y sentó un antecedente en los procesos licitatorios, con la asignación del 100% de estas a compañías nacionales y extranjeras. Asimismo, gracias a que se pidieron menos requisitos de capital y experiencia, las empresas nacionales fueron las principales ganadoras de la Tercera Licitación, adjudicándose el 72% de las áreas, mientras que un 16% fue para compañías extranjeras, y el 12% restante, fue para consorcios de capital mexicano y extranjero.

Aun cuando, la asignación de las Áreas Contractuales fue un éxito, representó un gran reto para las compañías licitantes en demostrar sus capacidades técnicas y financieras al evaluar 25 áreas con Campos Maduros, en un periodo de tiempo limitado, para poder tomar decisiones acertadas al momento de presentar sus ofertas al Estado. Más aún, el reto continúa para estas empresas que comienzan actividades como operadoras de campos petroleros a partir de la Reforma Energética; ya que, debido a las condiciones de los yacimientos, donde ya han alcanzado su madurez, se requerirá del empleo de recursos humanos capacitados, tecnológicos y financieros, para maximizar el valor comercial asociado a la recuperación de hidrocarburos de Campos Maduros.

3. Antecedentes

3.1. Reforma constitucional en materia de energía en 2013

El 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.¹

La reforma modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, creando un marco jurídico que permitió la participación de empresas distintas a Petróleos Mexicanos en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural en nuestro país. A continuación, se presentan las modificaciones realizadas en los artículos anteriormente mencionados;

- **Artículo 25, párrafo quinto:** *"El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y **empresas productivas del Estado** que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar".*

En el Artículo 25, se introduce el término de “*empresas productivas del Estado*” como entidades responsables de las áreas estratégicas en Materia de Energía (eléctrica y del sector de hidrocarburos).

- **Artículo 27, párrafo séptimo:** *"Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación esta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con estas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos"*.

El Artículo 27, respeta el principio básico de que la propiedad de los hidrocarburos es de la Nación, señalando que las actividades de exploración y extracción no están sometidas a un régimen de concesiones, pero sí, a la celebración de asignaciones o contratos, en términos de la Ley Reglamentaria.

- **Artículo 28, párrafo octavo:** *"El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados **Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía**, en los términos que determine la ley"*.
- **Transitorio Cuarto:** *"Dentro de los ciento veinte días naturales siguientes a la entrada en vigor del presente Decreto, el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones que resulten necesarias al marco jurídico, a fin de hacer efectivas las disposiciones del presente Decreto, entre ellas, regular las modalidades de contratación ..."*

Entre las modalidades de contratación están consideradas las siguientes:

- I. Contratos de servicios. La contraprestación se paga en efectivo.
- II. Contratos de utilidad compartida. El Estado comparte un porcentaje de la utilidad con empresas productivas del Estado o con empresas particulares.
- III. Contratos de producción compartida. El Estado comparte un porcentaje de la producción con empresas productivas del Estado o con empresas particulares.
- IV. Contratos de licencia. Empresas productivas del Estado o empresas particulares, explotan un campo a cambio del pago al Estado de una regalía.

- **Transitorio Décimo:** *"Dentro del plazo previsto en el transitorio cuarto del presente Decreto, el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones que resulten necesarias al marco jurídico a fin de establecer, entre otras, las siguientes atribuciones de las dependencias y órganos de la Administración Pública Federal:*

a) ...

b) *A la Comisión Nacional de Hidrocarburos: ... la realización de las licitaciones, asignación de ganadores y suscripción de los contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos; ..."*

- **Transitorio Décimo Segundo:** *"Dentro del mismo plazo previsto en el transitorio cuarto del presente Decreto, el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones al marco jurídico para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, se conviertan en órganos reguladores coordinados en la materia, con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión; ..."*

3.2. Reforma de Leyes Secundarias en 2014

En cumplimiento al Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, el 11 de agosto de 2014 se promulgaron nueve leyes nuevas y se reformaron doce leyes existentes, constituyendo el marco jurídico para hacer efectivas las disposiciones del decreto de reforma constitucional, destacando entre aquellas, la Ley de Hidrocarburos y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- **LEY DE HIDROCARBUROS²**

De acuerdo con su Artículo 1, la Ley de Hidrocarburos es reglamentaria de los Artículos 25, párrafo quinto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de hidrocarburos.

En su Artículo 11, se establece que el Ejecutivo Federal, por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, podrá celebrar contratos para la exploración y extracción. En el mismo sentido, el Artículo 15 de la ley dispone que solo el Estado Mexicano, por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, podrá otorgar contratos para la exploración y extracción.

En relación con lo anterior, los Artículos 15 y 23 de la citada ley disponen que la adjudicación de los contratos para la exploración y extracción y, por tanto, la selección de Contratistas se llevará a cabo mediante proceso de licitación y conforme a lo dispuesto por el Artículo 23, y el Artículo 31, fracción IV, la Comisión Nacional de Hidrocarburos es la encargada de realizar las licitaciones para la adjudicación de los contratos.

▪ **LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA³**

Conforme al Artículo 38, fracción 11, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos realizar las licitaciones para la adjudicación de los contratos para la exploración y extracción, y de acuerdo al Artículo 39, debe ejercer sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- I. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- II. Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación;
- III. La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- IV. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- V. Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia;
- VI. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y
- VII. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

3.3. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos

Posteriormente, el 31 de octubre de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación ocho reglamentos nuevos que se emitieron en el marco de la Reforma Energética y se modificaron once reglamentos relacionados con el sector energético en México. Asimismo, se publicaron dos reglamentos interiores de dependencias de la Administración Pública Federal, y se modificaron otros cuatro para adecuar las atribuciones de las dependencias y entidades con competencia en el sector.

Dentro de esta nueva reglamentación del sector, destaca el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos,⁴ cuyo Título Segundo, Capítulo III, Sección Tercera, establece los procedimientos de licitación para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción.

3.4. Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos

De conformidad con el Artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, los procesos de licitación para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción abarcarán los actos y las etapas que se establezcan en las disposiciones que para tal efecto emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En este orden de ideas, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en su décima primera sesión extraordinaria de 2014, emitió las Disposiciones Administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos,⁵ las cuales regulan los actos y las etapas de los procesos licitatorios que se realicen en el marco de la Ley de Hidrocarburos, mismas que fueron publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2014.

3.5. Primeras Licitaciones de la Ronda Uno

La Ronda Uno, estuvo integrada por una serie de licitaciones para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, en las cuales participaron empresas privadas, nacionales y extranjeras, con el objetivo de incrementar la productividad de México en materia de hidrocarburos.

El 15 de julio de 2015 se llevó a cabo la presentación y apertura de propuestas para la primera licitación pública internacional, CNH-R01-L01/2014, correspondiente a la Ronda Uno, de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en la modalidad de contrato de producción compartida. Esta licitación marcó un evento histórico en el país, siendo la primera vez que se asignaron contratos de exploración y extracción a Contratistas privados. En esta convocatoria se licitaron contratos referentes a catorce áreas localizadas en aguas someras frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz. Participaron siete licitantes: cuatro consorcios y tres individuales. Como resultado del proceso, se asignaron dos contratos, y los ganadores fueron aquellos que ofrecieron para el Estado mexicano el mayor porcentaje de ganancias sobre los recursos a obtener. El porcentaje de áreas asignadas, en la primera licitación de la Ronda Uno, correspondió solamente al 14% de las áreas.

Posteriormente, el 30 de septiembre de 2015, se llevó a cabo la presentación, apertura de propuestas y anuncio de los ganadores de la segunda licitación pública internacional, CNH-R01-L02/2015, de la Ronda Uno, la cual incluyó cinco Áreas Contractuales en aguas someras del Golfo de México para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida. Las cinco Áreas Contractuales agruparon nueve campos frente a las costas de Campeche y Tabasco. Participaron nueve licitantes: cinco compañías individuales y cuatro consorcios. Como resultado del proceso, se asignaron tres contratos lo que representó el 60% de asignación de las áreas. Al igual que en la primera licitación, los ganadores fueron aquellos que ofrecieron para el Estado mexicano el mayor porcentaje de ganancias sobre los recursos a obtener.

4. Ronda Uno Licitación 03

4.1. Publicación de Convocatoria y Bases de Licitación

El 12 de mayo de 2015, se dieron a conocer; la convocatoria y bases de licitación del tercer proceso licitatorio de la Ronda Uno, CNH-R01-L03/2015, mismo que comprendió la adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos de Campos Maduros en áreas terrestres.

A diferencia de otros procedimientos en los que las bases solo pueden ser consultadas por las personas que participan en la licitación, las bases de licitación de la tercera convocatoria estuvieron disponibles para la consulta del público en general, a través del sitio de internet de la Ronda Uno (www.ronda1.gob.mx).

La tercera licitación de la Ronda Uno comprendió 25 Áreas Contractuales con Campos Maduros, los cuales se agruparon en tres zonas geográficas identificadas como; Campos Burgos, Campos Norte y Campos Sur.

Las 25 Áreas Contractuales, fueron clasificadas dependiendo de su volumen original de hidrocarburos líquidos;

- Tipo 1, para aquellas con un volumen original menor a 100 millones de barriles, y
- Tipo 2, áreas con un volumen original mayor a 100 millones de barriles.

Adicionalmente, las áreas contractuales 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 18, 20, 21 y 25 contenían campos en producción a la fecha de publicación de la convocatoria.

En la *Figura 1*, se puede observar en color negro las áreas Tipo 1 y en color rojo, las áreas Tipo 2. En la gráfica de la *Figura 2*, la superficie en km² de cada una.

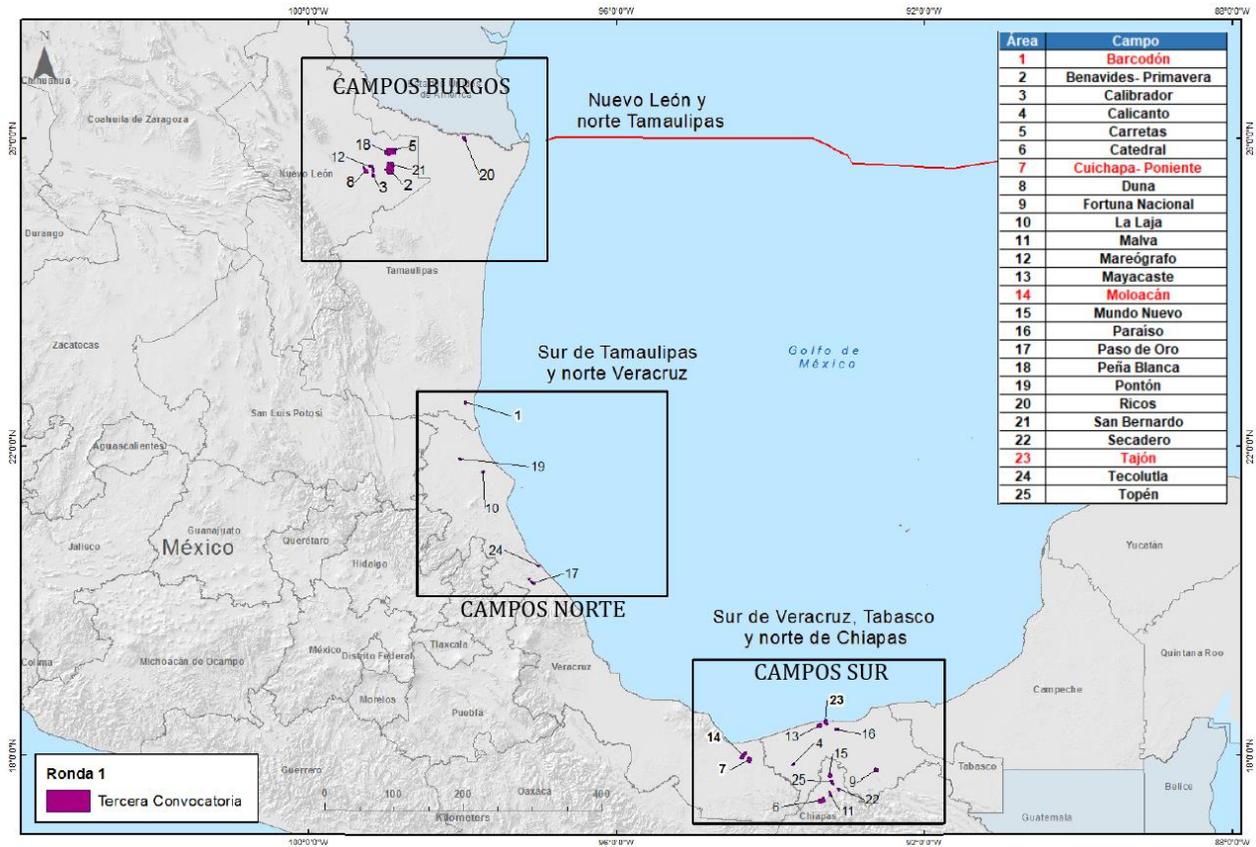


Figura 1 Mapa de Ubicación de las Áreas Contractuales⁶

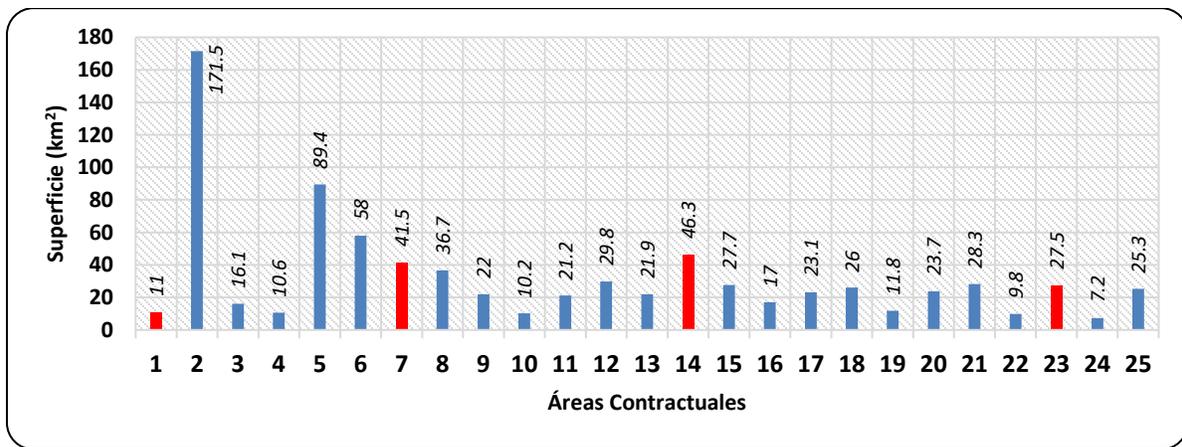


Figura 2 Superficie en km² de las Áreas Contractuales⁷

4.2. Acceso a la información

Al igual que en los casos anteriores, para la tercera licitación se puso a disposición de los interesados el Cuarto de Datos, el cual es un repositorio de información usado para almacenamiento y distribución de la información relacionada con las 25 Áreas Contractuales de la Licitación CNH-R01-L03/2015. La información contenida, fue aquella referente al ámbito técnico de las Áreas Contractuales, tal como: información sísmica, geológica, de yacimientos, perforación de pozos, de producción, entre otros.

El acceso a la información del Cuarto de Datos se autorizó a aquellas compañías cuyo objeto social fuera el desarrollo de actividades de exploración y/o extracción de hidrocarburos. En esta etapa, se autorizó a 64 empresas, las cuales hicieron el pago para la consulta de la información, *Figura 3*.

Adicionalmente, en el portal de internet de la Ronda Uno se encontraba información, para el público en general, con las características generales de cada una de las áreas, como: ubicación, volúmenes originales, producción acumulada, características de yacimientos, factor de recuperación y reservas.



Figura 3 Nacionalidad de Compañías con Acceso al Cuarto de Datos⁸

4.3. Visitas a las Áreas Contractuales

Las bases de licitación previeron la realización de visitas a las Áreas Contractuales, con el objeto de que los interesados, por sí mismos, a su costa y bajo su responsabilidad conocieran las Áreas Contractuales. La asistencia a las visitas fue optativa y solo pudieron asistir los interesados que hubieran pagado el acceso a la información del Cuarto de Datos. El periodo para visitar las Áreas Contractuales fue del 15 de junio al 11 de diciembre de 2015.

4.4. Inscripción a la Licitación

Una vez obtenido el acceso al Cuarto de Datos, las empresas podían solicitar su inscripción a la licitación, con lo cual obtenían el derecho a participar en las siguientes etapas de aclaraciones y a solicitar su precalificación como licitantes para estar en posibilidades de participar en la presentación de propuestas económicas. En esta etapa, 60 compañías solicitaron su inscripción a la licitación.

4.5. Juntas de Aclaraciones

Se llevaron a cabo tres etapas de aclaraciones;

1. La primera, del 12 de mayo al 24 de agosto de 2015. En esta etapa solamente se podían recibir preguntas relacionadas con los requisitos para el acceso a la información del Cuarto de Datos.
2. La segunda, comprendió del 12 de mayo al 28 de septiembre de 2015 y en esta etapa solo se podían recibir preguntas por parte de las empresas que hubieran obtenido su acceso al Cuarto de Datos y que las preguntas estuvieran relacionadas con la precalificación.

3. La tercera etapa duró del 12 de mayo hasta el 19 de noviembre de 2015. Solo se podían recibir preguntas por parte de las empresas que estuvieran precalificadas y que sus preguntas estuvieran relacionadas con la presentación y apertura de propuestas, adjudicación, fallo y contrato.

Se recibieron un total de 1,063 solicitudes de aclaración, las cuales fueron publicadas en el sitio de internet de la Ronda Uno.

4.6. Precalificación

Una vez obtenida la inscripción al procedimiento licitatorio, las empresas estuvieron en posibilidad de solicitar su precalificación para poder participar en el acto de presentación y apertura de propuestas.

La etapa de precalificación consistió en el análisis y evaluación de la experiencia y capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales de cada empresa interesada en participar en la licitación, lo anterior conforme a los criterios de precalificación establecidos en las bases de la licitación por la Secretaría de Energía.

Criterios de Evaluación de Experiencia Técnica y de Ejecución.

- Demostrar que el personal propuesto para las posiciones gerenciales clave tengan, cuando menos diez (10) años de experiencia gerencial y operacional, en el manejo de proyectos de exploración y extracción terrestres o marinos.
- Demostrar que la Compañía o personal propuesto tenga experiencia en la implementación y operación de sistemas de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al ambiente en los últimos cinco (5) años en instalaciones o proyectos de exploración y extracción terrestre.

Figura 4 Criterios de Evaluación de Experiencia Técnica y de Ejecución⁹

Criterios de Evaluación Financiera

- Demostrar un capital contable de por lo menos cinco (5) millones de Dólares por cada Área Tipo 1 y de doscientos (200) millones de Dólares por cada Área Tipo 2, por las que fueran a presentar una propuesta.
- Si el operador petrolero no cumple con el criterio financiero del punto anterior, este podía participar en un Consorcio o Asociación, demostrando por lo menos un capital contable de tres (3) millones de Dólares por Área Tipo 1 y de ciento veinte (120) millones de Dólares por Área Tipo 2, por las que fuere a presentar una propuesta. Lo anterior, sujeto a que dos (2) de los otros miembros del Consorcio o Asociación en Participación demostraran un capital contable agregado de por lo menos ochenta (80) millones de Dólares por cada Área Tipo 2.
- En caso de un Consorcio o Asociación en Participación, el Operador deberá tener por lo menos una tercera parte de la participación económica en el Consorcio o Asociación en Participación.

Figura 5 Criterios de Evaluación Financiera⁹

El comité licitatorio emitió un dictamen donde se determinó que 36 licitantes individuales y 18 consorcios, cumplieron con los requisitos de experiencia, capacidad técnica de ejecución, financiera y legal, para participar en el acto de presentación y apertura de propuestas.

4.7. Variables de Adjudicación

El artículo 26 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos¹⁰ establece que las variables de adjudicación de los contratos serán en todos los casos de naturaleza económica, atendiendo siempre a maximizar los ingresos del Estado para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo.

Las variables de adjudicación fueron incluidas en las bases de licitación y se estableció que el licitante ganador de un Área Contractual sería aquel cuyo valor ponderado de su propuesta económica fuere la mayor. El valor ponderado de cada propuesta económica se calculó de la siguiente forma:

1. El valor ponderado de la oferta resulta de sumar: a) 0.90, multiplicado por el factor de la Regalía Adicional determinada como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos; y b) 0.10, multiplicado por el Factor de Inversión Adicional para el Área Contractual que corresponda. A continuación, se ilustra la fórmula para calcular el valor ponderado de la Propuesta Económica:

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

donde:

- VPO es el valor ponderado de la Propuesta Económica;
- Factor de Regalía Adicional es el valor ajustado del Valor de la Regalía Adicional determinado como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos, expresado en dos dígitos y dos decimales. El Factor de Regalía Adicional se calcula de la siguiente manera:

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

donde:

- *Valor de la Regalía Adicional* es el valor correspondiente al porcentaje ofrecido al Estado del Valor Contractual de los Hidrocarburos.
- Factor de Inversión Adicional es el valor ajustado del Incremento de la Inversión determinado como porcentaje del Programa Mínimo de Trabajo, expresado en dos dígitos y dos decimales.

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

donde:

- *Incremento de la Inversión* es el valor del incremento porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo para el Área Contractual correspondiente.

2. El valor ponderado de la Propuesta Económica será calculado hasta el tercer decimal.

Por otro lado, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público estableció los valores mínimos aceptables por el Estado para las variables de adjudicación, los cuales se muestran en la *Tabla 1*.

Área Contractual	Campo	Valor mínimo en el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo	Valor máximo en el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo	Valor mínimo de la Regalía Adicional
1	Barcodón	0 % (Cero por ciento)	100 % (Cien por ciento)	1.5%
2	Benavides-Primavera			2.5%
3	Calibrador			3.0%
4	Calicanto			5.0%
5	Carretas			1.0%
6	Catedral			1.0%
7	Cuichapa Poniente			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%
18	Peña Blanca			5.0%
19	Pontón			1.0%
20	Ricos			3.0%
21	San Bernardo			1.0%
22	Secadero			1.0%
23	Tajón			5.0%
24	Tecolutla			1.0%
25	Topén			10.0%

Tabla 1. Valores Mínimos de Adjudicación¹¹

De manera que, las propuestas económicas de los licitantes interesados tendrían que estar en función de estas dos variables de adjudicación:

- I. Valor de la Regalía Adicional
- II. Incremento porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo

Por lo que, los licitantes interesados presentarán un sobre cerrado para cada una de las áreas, especificando dichas variables o su declinación. En caso de un empate, el criterio de desempate será quien ofrezca mayor pago en efectivo y, en caso de persistir, se utilizará el método de insaculación.

En la *Figura 6*, se presenta el cronograma resumido del proceso licitatorio de la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno.

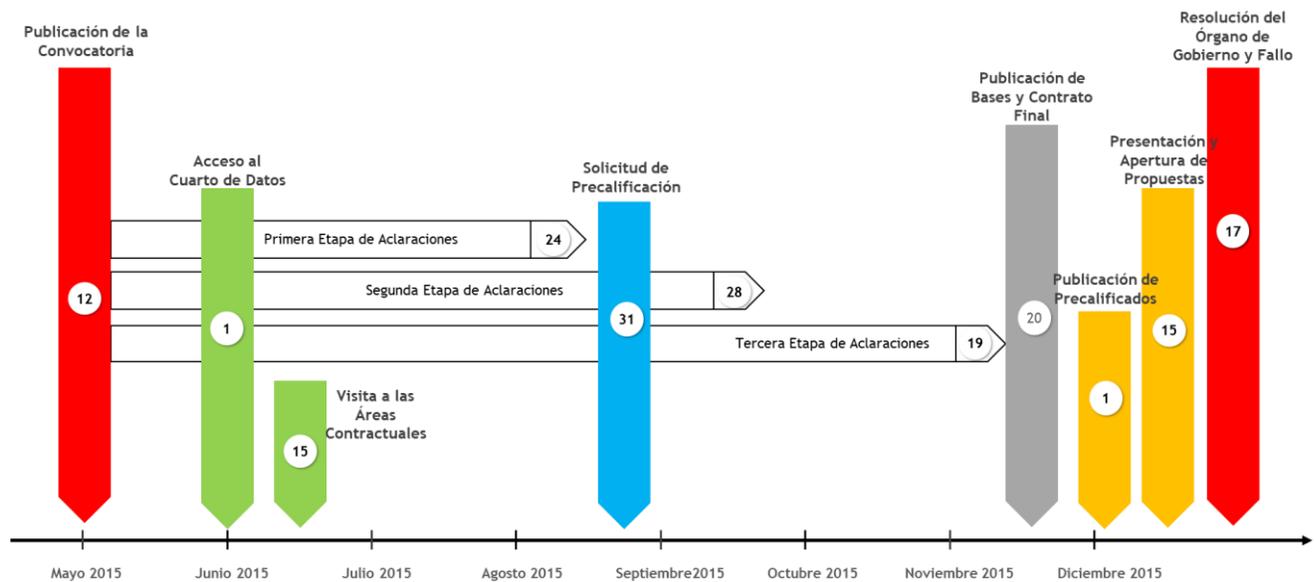


Figura 6 Cronograma Resumido de la Licitación¹²

4.8. Contrato

El objeto del contrato¹³ es la ejecución de actividades petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia en virtud de lo cual se otorga a los Contratistas el derecho de extraer a su exclusivo costo y riesgo los Hidrocarburos propiedad del Estado en las Áreas Contractuales, de conformidad con la Normatividad Aplicable, las Mejores Prácticas de la Industria y los términos y condiciones del contrato.

El Contratista será el único responsable, cubrirá todos los costos y proveerá todo el personal, tecnología, materiales y financiamiento, necesarios para la realización de las actividades petroleras, es decir, no se considerará recuperación de costos.

En caso de que en las Áreas Contractuales se encuentren campos en producción a la fecha de adjudicación del contrato, el Contratista tendrá la obligación de presentar para aprobación un Plan Provisional, para dar continuidad operativa a las actividades de extracción el cual deberá implementarse a partir de la firma del contrato. Posteriormente, deberá presentar para aprobación dentro de los 120 días siguientes a la firma de contrato un Plan de Desarrollo, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional.

La duración de los contratos será de 25 años a partir de la firma de estos y comprenderá dos periodos; evaluación, de 1 a 2 años, y desarrollo, de 23a 24 años, con la posibilidad de periodos adicionales, *Figura 7*.



Figura 7 Duración del Contrato de Licencia¹⁴

Periodo de Evaluación: tiene el objetivo de evaluar el potencial petrolero de las Áreas Contractuales mediante estudios del subsuelo y la perforación de pozos, este se divide en dos; 1) Periodo Inicial de Evaluación y 2) Periodo Adicional de Evaluación, cada uno tendrá una duración de hasta 1 año, e iniciará a partir de la aprobación de las actividades de evaluación, las cuales serán sometidas a aprobación ante la CNH mediante un Plan de Evaluación el cual deberá ser presentado por todos los Contratistas ganadores 120 días después de la firma de los contratos.

El Plan de Evaluación deberá contener, al menos, el Programa Mínimo de Trabajo, el Incremento en el Programa Mínimo y, en su caso, los compromisos adicionales que se adquieran durante el Periodo Adicional de Evaluación y se expresan en Unidades de Trabajo, como se muestra en la *Tabla 2*.

Área Contractual	Campo	Unidades de Trabajo (UT)		
		Periodo Inicial de Evaluación		Periodo Adicional de Evaluación
		Programa Mínimo de Trabajo	Incremento al Programa Mínimo de Trabajo	
1	Barcodón	4,700	*	+4,000
2	Benavides-Primavera	4,600	*	+4,000
3	Calibrador	4,600	*	+4,000
4	Calicanto	4,600	*	+4,000
5	Carretas	4,600	*	+4,000
6	Catedral	4,600	*	+4,000
7	Cuichapa Poniente	4,800	*	+4,000
8	Duna	4,600	*	+4,000
9	Fortuna Nacional	4,600	*	+4,000
10	La Laja	4,600	*	+4,000
11	Malva	4,700	*	+4,000
12	Mareógrafo	4,600	*	+4,000
13	Mayacaste	8,700	*	+4,000
14	Moloacán	5,000	*	+4,000
15	Mundo Nuevo	4,600	*	+4,000
16	Paraíso	8,700	*	+4,000
17	Paso de Oro	4,600	*	+4,000
18	Peña Blanca	4,600	*	+4,000
19	Pontón	4,600	*	+4,000
20	Ricos	4,600	*	+4,000
21	San Bernardo	4,600	*	+4,000
22	Secadero	4,600	*	+4,000
23	Tajón	4,600	*	+4,000
24	Tecolutla	4,600	*	+4,000
25	Topén	4,600	*	+4,000

* Dependerá de la oferta de cada Licitante, el valor máximo es del 100 %.

Tabla 2. Unidades de Trabajo del Periodo de Evaluación¹⁵

Para efectos de acreditar Unidades de Trabajo los Contratistas podrán realizar las siguientes actividades mostradas en la *Tabla 3*.

Actividades	Unidad	Unidades de Trabajo (UT)
Pozo	Por pozo	4,000
Reparación mayor	Por reparación	800
Reparación menor	Por reparación	400
Estudio de núcleos	Unitario	25
Pruebas PVT	Unitario	10
Análisis de agua de formación	Unitario	10
Modelo estático actualizado	Unitario	300
Modelo dinámico actualizado	Unitario	300
Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D	Por km2	20
Interpretación de sísmica 3D	Por área contractual	30

Tabla 3. Actividades que Acreditan Unidades de Trabajo¹⁶

Periodo de Desarrollo: el objetivo es desarrollar las Áreas Contractuales mediante actividades petroleras que permitan establecer una producción comercial regular y su mejoramiento. Se podrán solicitar hasta 2 prórrogas de 5 años cada una, siempre y cuando el Contratista se comprometa a mantener la producción comercial regular en el área.

A más tardar 30 días después de la terminación del Periodo de Evaluación se deberá notificar a la CNH si se desea continuar con las actividades petroleras en las Áreas Contractuales, una vez emitida la continuación de actividades el Contratista deberá presentar un Plan de Desarrollo dentro de los 120 días siguientes a la notificación de continuación de actividades.

El Plan de Desarrollo deberá contener, cuando menos: 1) descripción del o los campos que van a ser desarrollados, 2) información de reservas y producción, 3) descripción de actividades propuestas, 4) presupuesto y economía, 5) programas de administración de riesgo, 6) Contenido Nacional y transferencia de tecnología, 7) prever la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación final de las reservas, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y diseñarse de tal forma que permita la optimización del beneficio económico de los campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión, así como, 8) contar con el programa de aprovechamiento de gas natural correspondiente y 9) los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.

4.9. Impuestos y Contraprestaciones

Los licitantes ganadores estarán obligados al pago del impuesto sobre la renta por los ingresos que obtengan por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y cumplirán con sus obligaciones fiscales conforme a lo dispuesto por la Ley del Impuesto sobre la Renta. Asimismo, deberán cumplir con el pago del impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos en las Áreas Contractuales.

Adicionalmente, una vez que inicie la producción comercial regular y se entreguen los hidrocarburos netos, se calcularán las Contraprestaciones que le correspondan al Estado durante la vigencia del contrato, de acuerdo con lo previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y en el contrato, *Figura 8*.

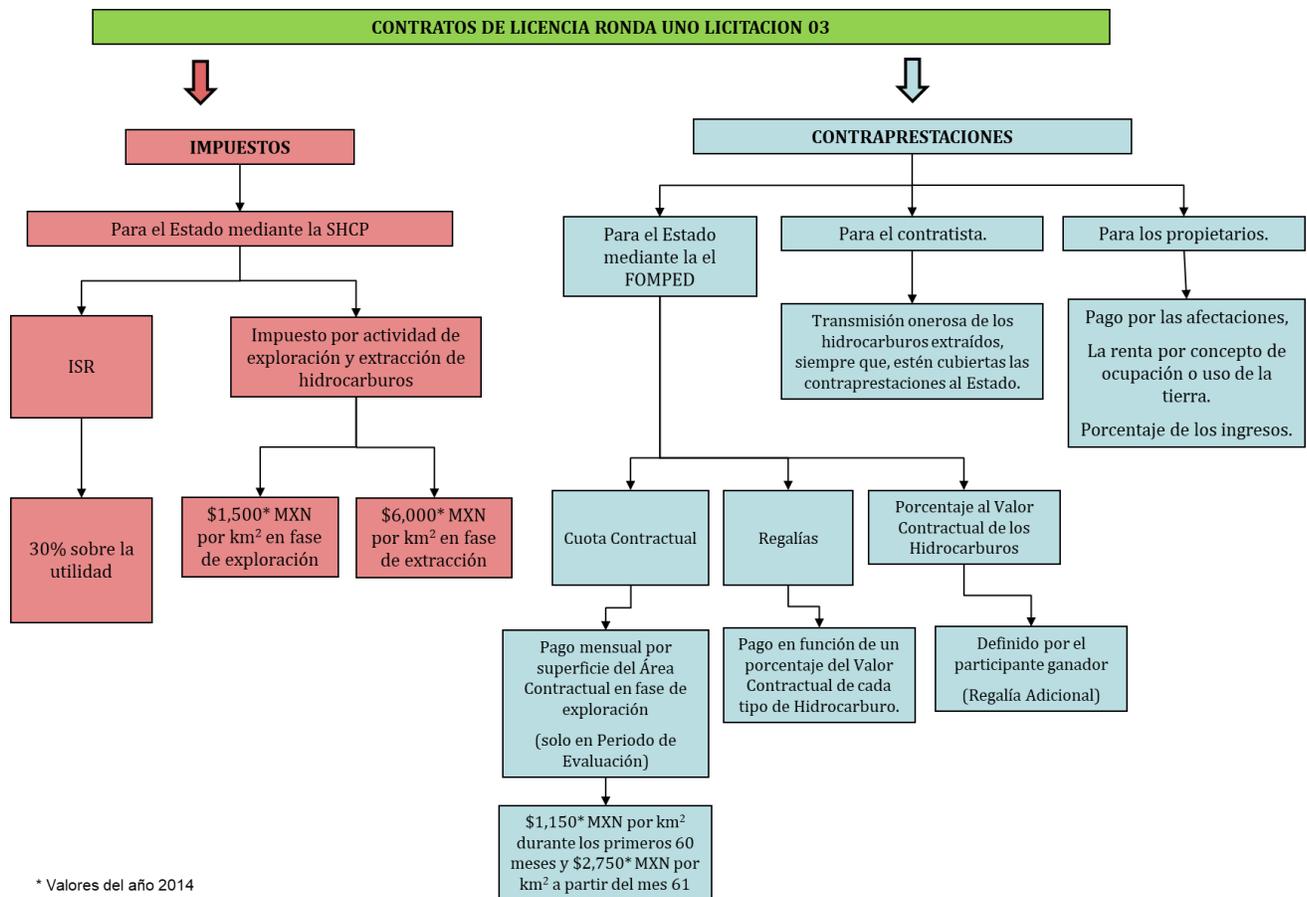


Figura 8 Contraprestaciones e Impuestos de los Contratos de la Ronda 1.3¹⁷

Se deberá negociar y acordar, entre los Contratistas y los propietarios de terrenos el pago de las afectaciones de bienes o derechos distintos a la tierra, así como la previsión de los daños; la renta por concepto de ocupación o uso de la tierra y, una vez que se alcance la extracción comercial de hidrocarburos, un porcentaje de los ingresos serán pagados a los propietarios, de acuerdo con lo establecido en los Lineamientos de Porcentajes de Extracción Comercial.

Anualmente se deberá actualizar:

- El Impuesto por actividad de exploración y extracción, el primero de enero, de acuerdo con la variación en el Índice Nacional de Precios al Consumidor en el año inmediato anterior.
- La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, en el mes de enero, de acuerdo con la variación en el Índice Nacional de Precios al Consumidor en el año inmediato anterior.
- El Porcentaje al Valor Contractual de los Hidrocarburos (Regalía Adicional), con base al mecanismo de ajuste establecido en el contrato. Dicho mecanismo, incrementa el valor del porcentaje conforme a determinados niveles de producción establecidos.

Adicionalmente, las Regalías se determinarán mensualmente para cada tipo de hidrocarburo aplicando el porcentaje (tasa) correspondiente al valor contractual del petróleo, gas natural y condensados, producidos. El proceso para determinar la tasa dependerá del precio de cada tipo de hidrocarburo, *Figura 9*. Además, el mecanismo establecido en el contrato para determinar la tasa deberá ser ajustado por inflación cada año en el mes de enero, con base a la variación anual observada en el mes de diciembre del año previo del Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, tomando el año 2015 como año base.

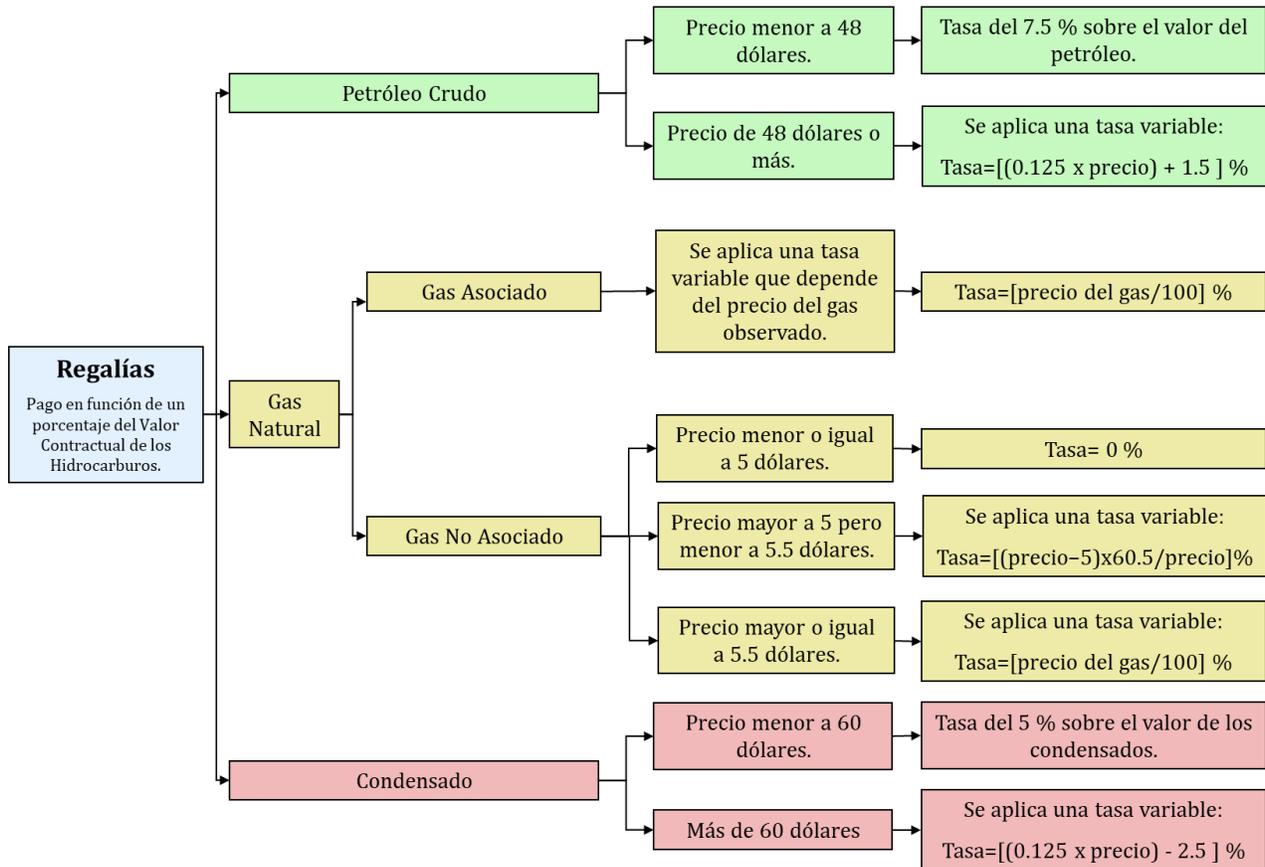


Figura 9 Regalías Dependiendo del Tipo de Hidrocarburos¹⁸

Las unidades de medida para el aceite y condensado son dólares por barril (usd/bl) y, para el gas asociado y no asociado, dólares por millones de BTU (usd/MMBTU).

4.10. Contenido Nacional

Otra de las obligaciones por parte de los licitantes ganadores consiste en cumplir con un porcentaje de Contenido Nacional, el cual es un instrumento de fomento y desarrollo de proveedores nacionales como parte de la cadena de valor del proceso de exploración y producción de hidrocarburos. Este porcentaje debe de alcanzarse en periodos concretos por los Contratistas y está compuesto por diferentes conceptos, *Figura 10*.

$$PCN = \frac{CNB + CNMO + CNS + CNC + TT + I}{B + MO + S + C + TT + I} X 100$$

Donde:

PCN: Porcentaje de contenido nacional

CNB: Valor en pesos mexicanos del Contenido Nacional de todos los bienes finales utilizados por el Contratista.

CNMO: Valor en pesos mexicanos del Contenido Nacional de la mano de obra utilizada por el Contratista.

CNS: Valor en pesos mexicanos del Contenido Nacional de todos los servicios contratados por el Contratista.

CNC: Valor en pesos mexicanos del Contenido Nacional de todos los servicios de capacitación contratados por el Contratista.

TT: Suma del valor en pesos mexicanos de los gastos efectuados en el territorio por el Contratista relacionados con la transferencia de tecnología en cada Contrato.

I: Suma del valor en pesos mexicanos de los gastos de inversión en infraestructura física local y regional realizados por el Contratista.

B: Suma del valor factura en pesos mexicanos de todos los bienes finales o, en su caso, el valor en pesos mexicanos de la depreciación de los bienes finales adquiridos por el Contratista.

S: Suma del valor en pesos mexicanos de los servicios contratados por el Contratista.

MO: Suma del valor en pesos mexicanos de la mano de obra utilizada por el Contratista.

C: Suma del valor en pesos mexicanos de los servicios de capacitación contratados por el Contratista.

Figura 10 Fórmula para el Cálculo del Contenido Nacional¹⁹

Para los contratos de la Tercera Licitación de la Ronda Uno, durante el Periodo de Evaluación se deberá cumplir con un porcentaje mínimo 22% del valor de los conceptos señalados en la fórmula y durante el Periodo de Desarrollo se deberá cumplir con un porcentaje mínimo 27% en el primer año e incrementará anualmente hasta que en el año 2025 constituya cuando menos el 38%. En ambos casos se deberá proponer un programa de cumplimiento de los porcentajes.

5. Campos Maduros

5.1. Definiciones

El término “Campo Maduro” no tiene una sola definición, no obstante, en este numeral se presentan los criterios encontrados en la literatura para definir a los Campos Maduros incluidos en la Tercera Licitación de la Ronda Uno.

Se considera un Campo Maduro si:

- I. $N_p \geq 0.5R_{2P}$; donde, N_p es la producción y R_{2P} es la reserva original $2P^{20}$
- II. Aquellos campos con una vida de producción de más de 25 años²¹
- III. Es todo aquel que ha producido lo suficiente para lograr una tendencia bien establecida de producción y presión²²
- IV. Yacimiento o campo que presenta uno o más periodos de declinación de la producción después de la etapa de desarrollo²³
- V. Son aquellos campos donde el margen de utilidad es rentable pero no suficientemente competitivo con otros proyectos en la cartera de inversiones, el concepto de madurez es dinámico, es decir, puede ser temporal en función de las condiciones del mercado y nivel de costos de extracción y producción²⁴

En términos generales, se puede decir que son aquellos campos que después de su etapa de desarrollo han alcanzado su pico máximo de producción y han comenzado a declinar. Algunos síntomas, son la declinación de la presión, el incremento de fluidos no deseados (agua) y de sólidos (arena), entre otros, *Figura 11*.

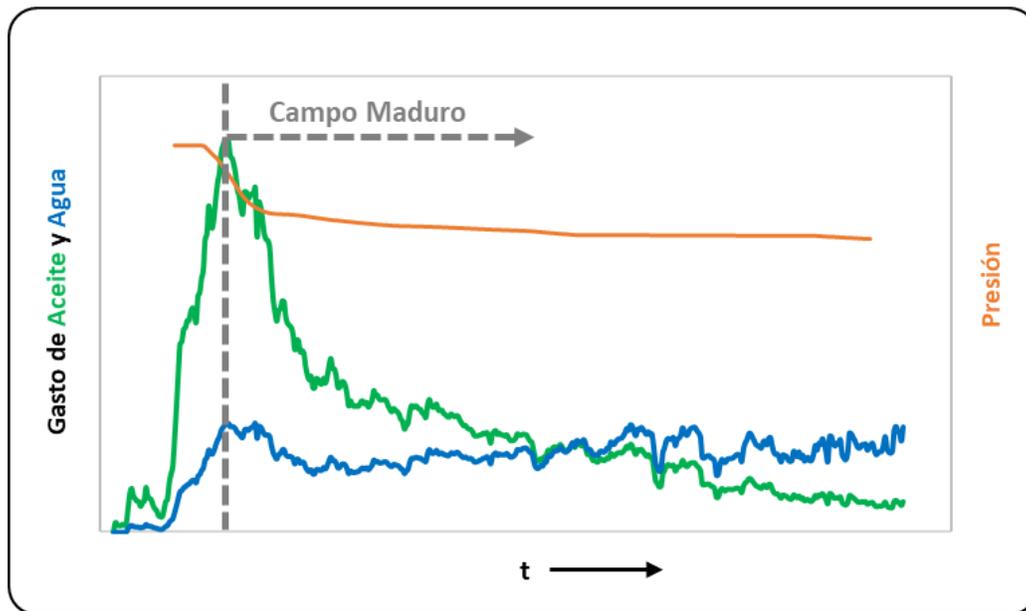


Figura 11 Conceptualización de un Campo Maduro²⁵

5.2. ¿Por qué son importantes los Campos Maduros?

Mientras que las oportunidades de grandes descubrimientos han decrementado notablemente en las últimas décadas, los Campos Maduros son la columna vertebral de la producción de hidrocarburos a nivel global. Aproximadamente, el 70% de la producción mundial de aceite y gas proviene de Campos Maduros²⁶ y el porcentaje está incrementando con el paso de los años. Adicionalmente, 30 yacimientos gigantes abarcan el 50% de las reservas mundiales de aceite y, la mayoría de ellos están categorizados también como Campos Maduros.²⁷

Por consiguiente, la revitalización de los Campos Maduros ofrece una oportunidad significativa de incrementar las reservas de hidrocarburos con un riesgo relativamente bajo, ya que son campos donde se han realizado trabajos de exploración, se tiene comprobado el sistema petrolero, cuentan con una historia de producción y en la mayoría de los casos se tiene información disponible de estudios realizados.

En este orden de ideas, en la *Figura 12* y *13* se muestra la historia de producción de aceite y gas de México, respectivamente.

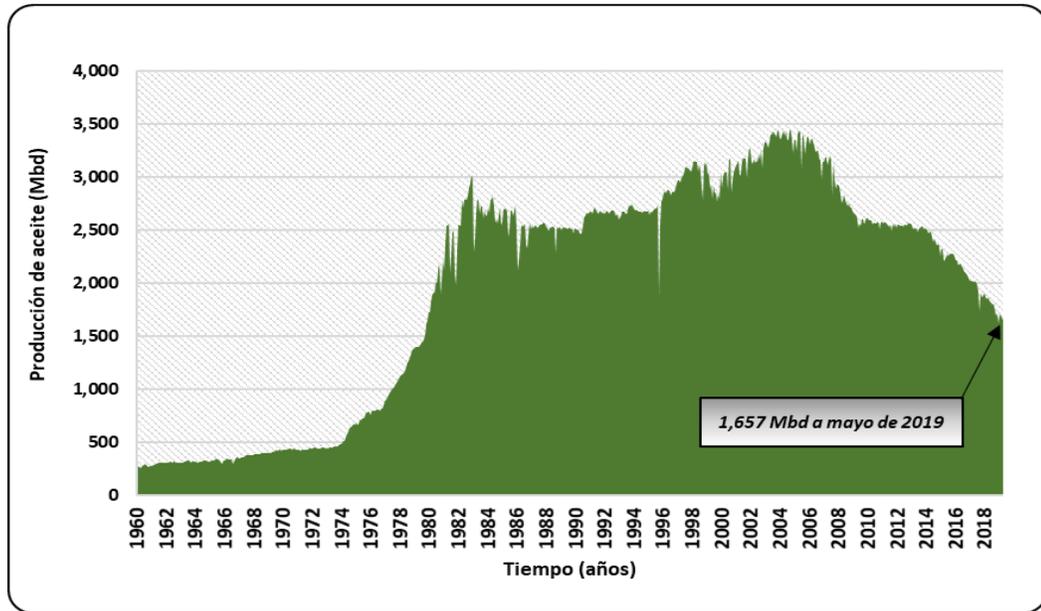


Figura 12 Producción de Aceite en México²⁸

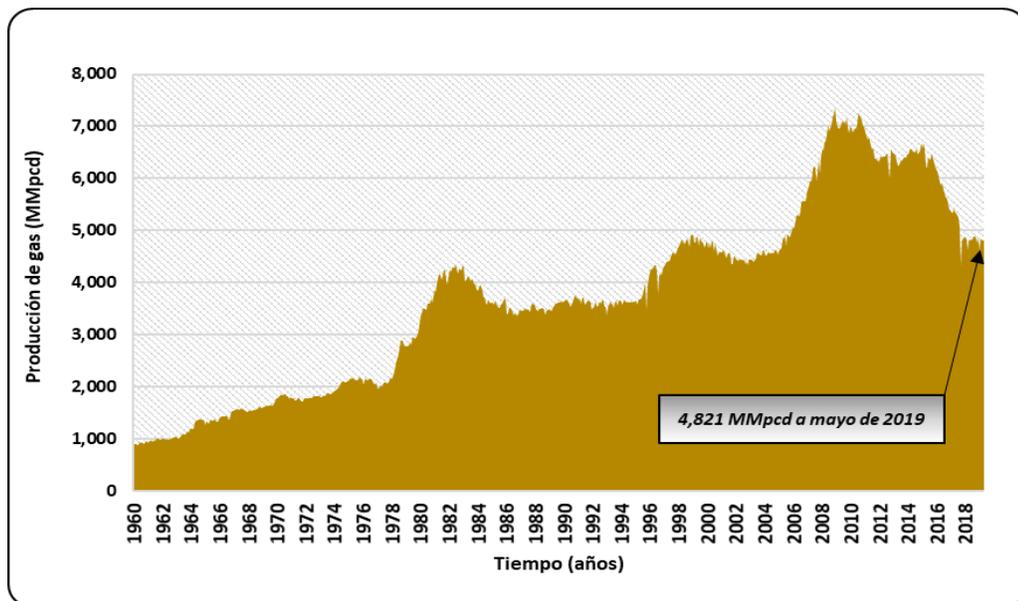


Figura 13 Producción de Gas en México²⁸

En las figuras anteriores, se puede observar que en el periodo de 2004-2019 se presentó una importante declinación de la producción aceite y gas de México, efecto del agotamiento primario de la mayoría de los campos en producción, por otro lado, tenemos que la producción de aceite a mayo de 2019 es de 1,657 Mbd, mientras que para el gas es de 4,821 MMpcd.

En vista de que no hay información disponible del número de Campos Maduros que incorporan producción a la Nación, en este trabajo se realizó un análisis para determinar la importancia y la cantidad de campos de México que cumplen con dichos criterios.

En primer lugar, se empleó la información pública del portal de internet de la CNH;²⁹

- a) nombre del campo
- b) producción acumulada
- c) reserva remanente 2P
- d) años en producción

Además, se calculó la reserva original 2P (R_{2P}), mediante la suma de la producción acumulada (N_p) y la reserva remanente 2P (RR_{2P}). Es importante señalar, que aun cuando se tiene información disponible de la producción acumulada a mayo de 2019, las reservas remanentes por campo solo se encuentran disponibles a enero de 2018, por lo que el análisis se realizó a esta fecha. En segundo lugar, con la reserva original 2P y el tiempo de producción de cada uno de los campos, se aplicaron los siguientes criterios para Campos Maduros:

I. $N_p \geq 0.5R_{2P}$

II. Vida de producción de más de 25 años.

Finalmente, se obtuvo información de 740 campos de los más de 750³⁰ de México, de estos, solo 369 sumaron producción a la Nación en enero de 2018, por lo cual, el análisis realizado se dividió en dos; campos con producción y campos sin producción en enero de 2018.

- **Campos con producción en enero de 2018**

En enero de 2018 se reportó una producción de aceite y gas de 1,905 Mbd y de 4,877 MMpcd respectivamente, correspondiente a 367 campos productores, de los cuales, 338 cumplen con una o ambas definiciones, es decir, el 92% de los campos activos se pueden catalogar como Campos Maduros. Adicionalmente, la producción promedio diaria asociada a estos campos representa el 94% para el aceite y del 95% para el gas, de la producción Nacional en enero de 2018, *Figura 14*.

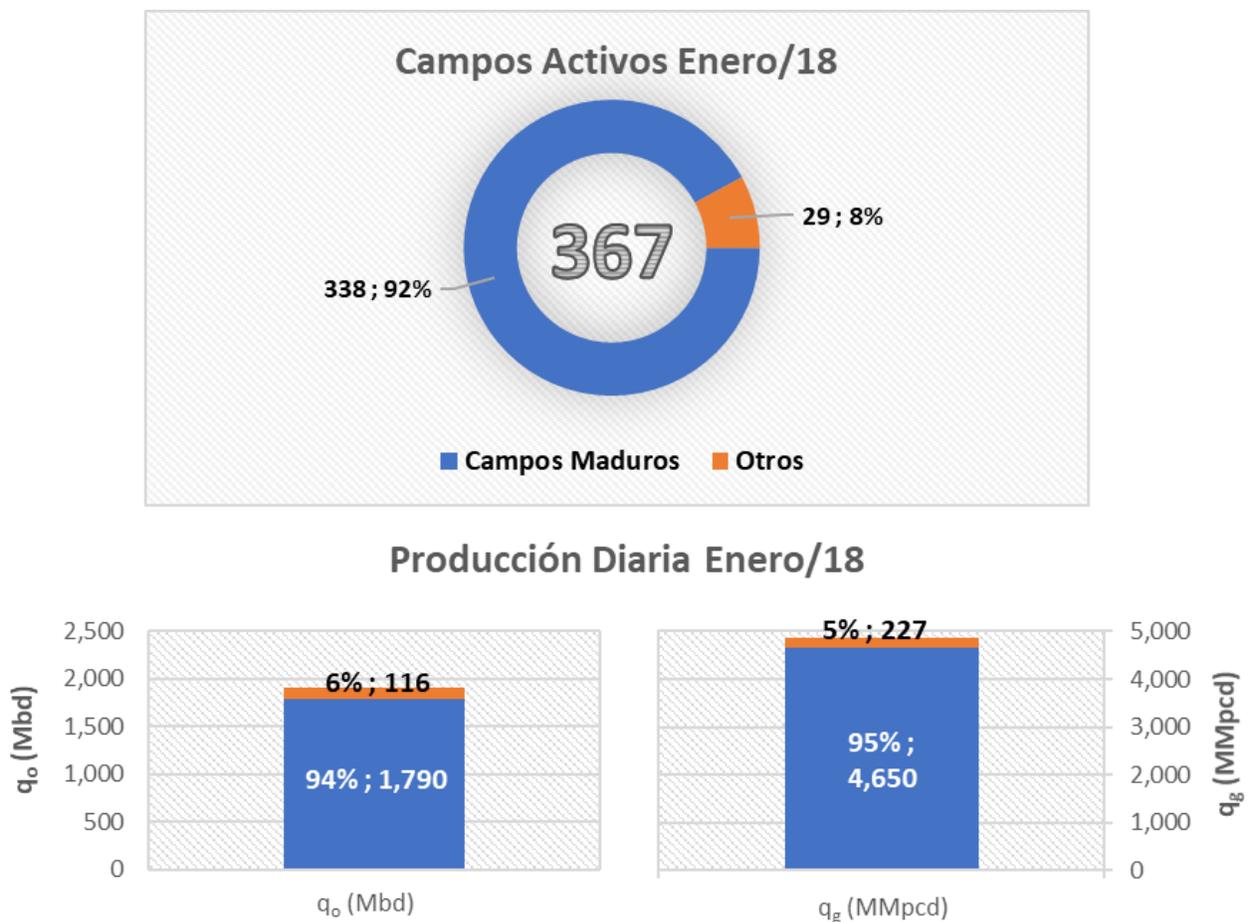


Figura 14 Campos Maduros Activos y su Producción Diaria Asociada en Enero 2018³¹

En la *Figura 15*, se puede observar la distribución de campos de México por madurez, en donde la mayoría de los yacimientos productores de aceite se encuentra en etapa madura. Asimismo, se muestra el nombre de los campos que producen aproximadamente el 70% de la producción de aceite diaria a enero de 2018.

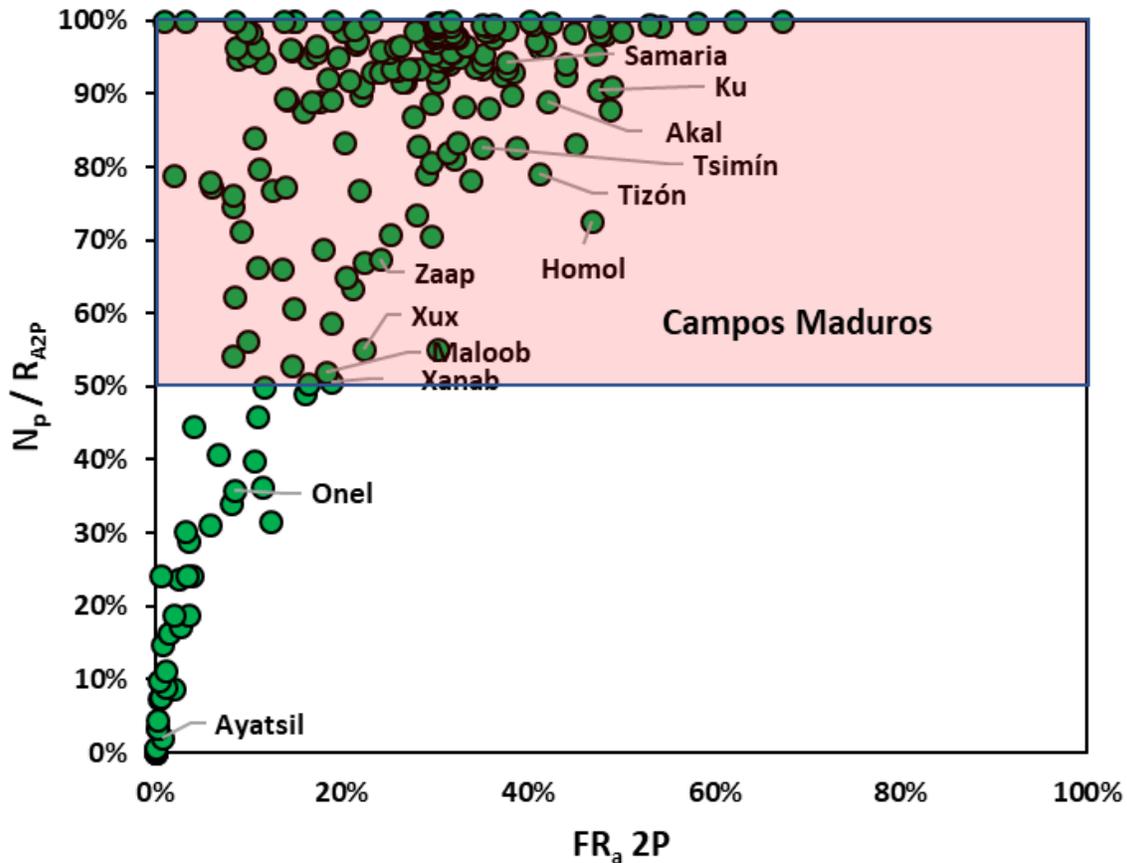


Figura 15 Porcentaje de Recuperación de la Reserva Original de Aceite 2P a Enero de 2018 (N_p/R_{A2P}) con respecto al Factor de Recuperación Final de Aceite 2P ($FR_a 2P$)³¹

En la *Figura 16*, se presenta lo respectivo para el gas, también, se muestra el nombre de los campos que representan el 56% de la producción de gas diaria a enero de 2018.

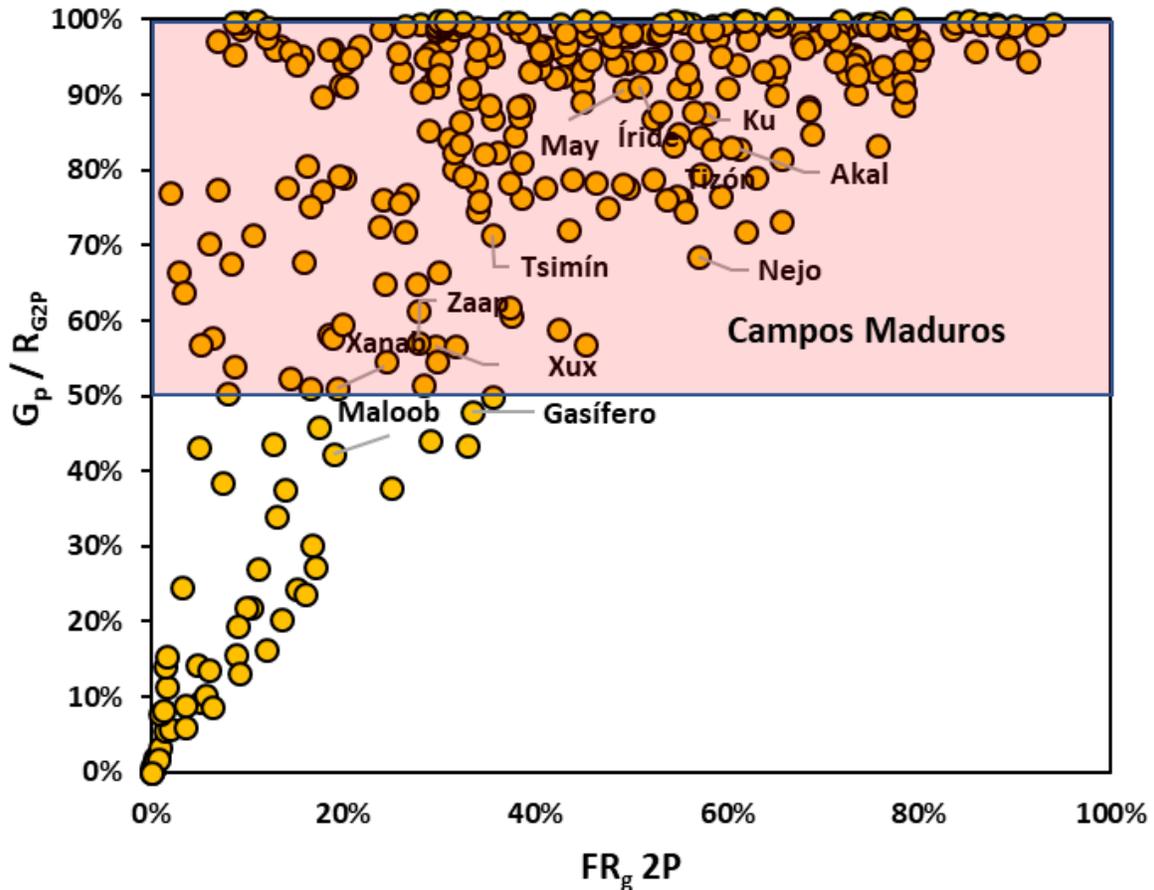


Figura 16 Porcentaje de Recuperación de la Reserva Original de Gas 2P a Enero de 2018 (G_p/R_{G2P}) con respecto al Factor de Recuperación Final de Gas 2P ($FR_g 2P$)³¹

- **Campos sin producción a enero de 2018**

El segundo grupo de campos no tiene reportada producción en enero de 2018 y está compuesto por 373 campos, de los cuales, 219 cumplen con uno o ambos criterios de definición de Campos Maduros, *Figura 17*.

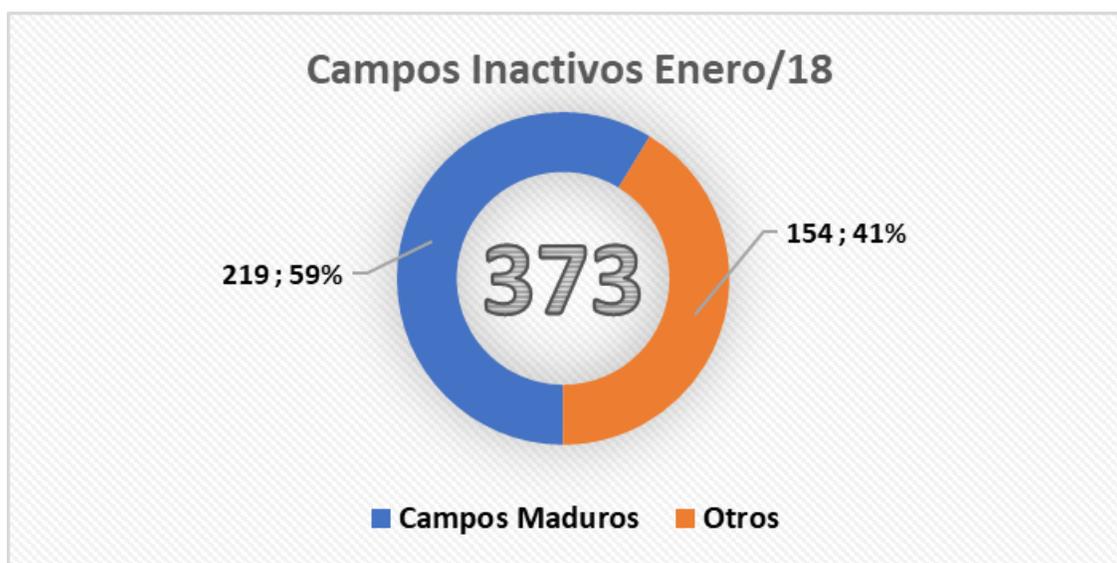


Figura 17 Campos Maduros Inactivos en Enero 2018³¹

Los datos usados para la elaboración del análisis y gráficos, son del dominio público y se encuentran en la página de internet de la CNH (<https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-reservas-de-hidrocarburos>). Asimismo, se pueden consultar en el *Anexo I* del presente Informe.

Adicionalmente, se presenta el porcentaje de reservas remanentes de la Nación, en sus tres categorías (1P, 2P y 3P) asociadas al total de Campos Maduros (activos e inactivos), *Tabla 4*.

	Campos	Reservas Remanentes 1P		Reservas Remanentes 2P		Reservas Remanentes 3P	
		Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)
Reservas Nacionales 2018	740	6,464.2	10,022.4	12,280.7	19,377.9	19,419.8	30,020.4
Reservas de Campos Maduros 2018	557	4,591.0	7,346.0	7,980.6	13,329.3	10,957.2	17,918.0
Porcentaje de las Reservas Asociadas a Campos Maduros		71%	73%	65%	69%	56%	60%

Tabla 4. Porcentaje de las Reservas Nacionales Asociadas a Campos Maduros, 2018³¹

En esta sección, podemos comprobar que los Campos Maduros son el motor del sector de hidrocarburos del país; dado que más del 90% de los campos activos son Campos Maduros y estos aportan aproximadamente el 95% de la producción de aceite y gas diaria de la Nación (*Figura 14*). Por otro lado, se tiene un gran número de Campos Maduros inactivos los cuales en su gran mayoría han agotado sus reservas.

Asimismo, más del 50% de las reservas nacionales, en todas sus clasificaciones, se encuentran en Campos Maduros (*Tabla 4*).

Debido a lo anterior, es de vital importancia desarrollar e implementar técnicas y estrategias de administración, bajo escenarios económicamente viables, en orden de producir las reservas remanentes e incrementar el factor de recuperación del gran número de Campos Maduros de México, a fin de garantizar la seguridad energética de México.

6. Criterios de Evaluación de Campos Maduros

Tal como se mencionó anteriormente, las 25 Áreas Contractuales, de la Tercera Licitación de la Ronda Uno, incluían Campos Maduros, en donde ya existían trabajos previos de exploración y extracción de hidrocarburos por parte de PEMEX.

Asimismo, en la *Figura 6*, se presentó el cronograma del proceso licitatorio donde se observa que los participantes tuvieron un tiempo límite de 6 meses para analizar las 25 Áreas Contractuales, a partir del acceso al Cuarto de Datos, y presentar sus ofertas.

La información disponible con la que contó cada uno de los licitantes les permitió realizar análisis robustos, tales como; modelos estáticos y dinámicos, sin embargo, estos implican periodos de tiempo considerables para poder materializarlos. Por lo que, derivado del periodo de tiempo reducido con el que se dispuso para este tipo de proceso licitatorio, fue necesario contar con criterios de evaluación de las Áreas Contractuales a fin de identificar las de mayor rentabilidad. Es importante señalar que para la evaluación de las áreas se requirió de la participación de diferentes disciplinas, cada una aportando su experiencia.

Debido a la confidencialidad de la información, solo se describirán los criterios de evaluación de las Áreas Contractuales, sin presentar los resultados de las evaluaciones, *Figura 18*. Las imágenes presentadas, solo son representativas de la metodología.



Figura 18 Criterios de Evaluación de las Áreas Contractuales³²

6.1. Criterio Técnico

Este es el principal criterio de evaluación de las Áreas Contractuales y requirió de la participación de un grupo multidisciplinario de especialistas. Se fundamentó en los siguientes factores:

- **Tipo de fluido del yacimiento:** las Áreas Contractuales de la Tercera Licitación de la Ronda Uno, incluían yacimientos de aceite negro, gas y condensado, gas húmedo y gas seco. Es fundamental considerar la comercialidad de los fluidos a producir y eso va a variar dependiendo del tipo de fluido presente en el yacimiento. Si bien, es cierto que la mayoría de los yacimientos de aceite pueden resultar económicamente más atractivos que los yacimientos de gas, se podría cometer un error al descartar los yacimientos de gas sin antes realizar una evaluación de su potencial. Muchas veces dependerá de la estrategia y del objetivo que cada compañía tenga, para la selección del tipo de fluido de interés. Dicho lo anterior, se agruparon las áreas para evaluarlas dependiendo del tipo de fluido principal, es decir; a) áreas de aceite, b) áreas de gas seco y gas húmedo, y c) áreas de gas y condensado. Cabe mencionar que las áreas de gas seco y gas húmedo se agruparon, debido a que en la información disponible no se encontraron cuantificados los volúmenes originales, reservas y producción de condesados que permitieran una evaluación independiente.
- **Reservas remanentes de hidrocarburos:** son los volúmenes de hidrocarburos que se esperan sean comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo que permitan la extracción de acumulaciones conocidas a partir de una fecha dada bajo condiciones definidas. Por lo tanto, los valores de reservas remanentes de hidrocarburos son los indicadores más importantes dentro de la industria petrolera que las empresas requieren para la toma de decisiones, y dependiendo de su clasificación garantizan la certidumbre a los proyectos de inversión. Los valores de reservas dependen de la cantidad y calidad de la información disponible, de las metodologías utilizadas y de la experiencia del capital humano. Dada su importancia,

se requieren profesionistas con experiencia para comprobar los volúmenes de reservas remanentes reportados por la CNH³³ y certificados por Terceros Independientes. Existen diversos métodos de estimación de reservas, su aplicación va a depender del estado de madurez del proyecto, *Figura 19*. En este informe no detallaremos los diferentes métodos, ya que existen diversas publicaciones que los describen. Para efectos de la Tercera Licitación de la Ronda Uno, casi todos los campos ofertados contaban con una historia de producción definida, por lo que, se llevó a cabo la reevaluación de las reservas remanentes mediante métodos volumétricos y análisis de comportamiento de la producción (curvas de declinación), y en la estimación de la factibilidad de producir dichas reservas.

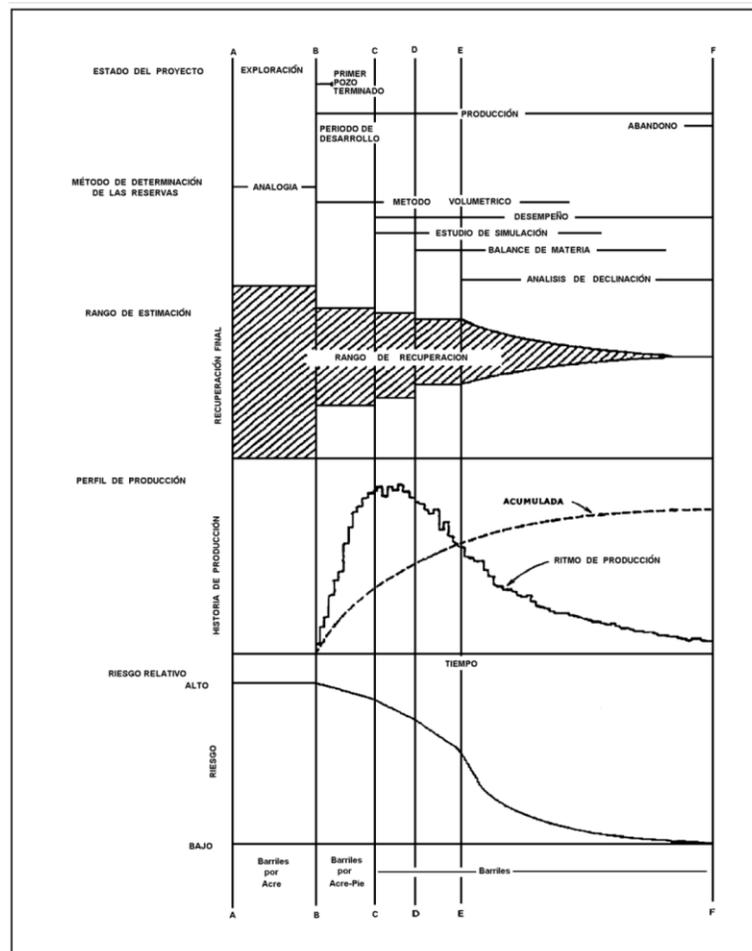


Figura 19 Métodos de Determinación de Reservas³⁴

- Historia de Producción:** los volúmenes de hidrocarburos producidos es la evidencia física del potencial de un yacimiento, por lo tanto, es fundamental identificar la etapa de recuperación en la que se encuentra(n) el/los yacimiento(s) y determinar el método óptimo de administración para cada campo y sus implicaciones económicas. En esta etapa el trabajo estuvo enfocado en el análisis del comportamiento de la producción y en la identificación de los factores que la afectan, tales como; las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través del medio poroso, la variación de presión, los ritmos de producción, las relaciones gas-aceite, las propiedades roca-fluidos, la mecánica de los fluidos y las instalaciones de producción, *Figura 20*. Asimismo, se realizaron análisis comparativos de productividad a nivel de campo y pozos.

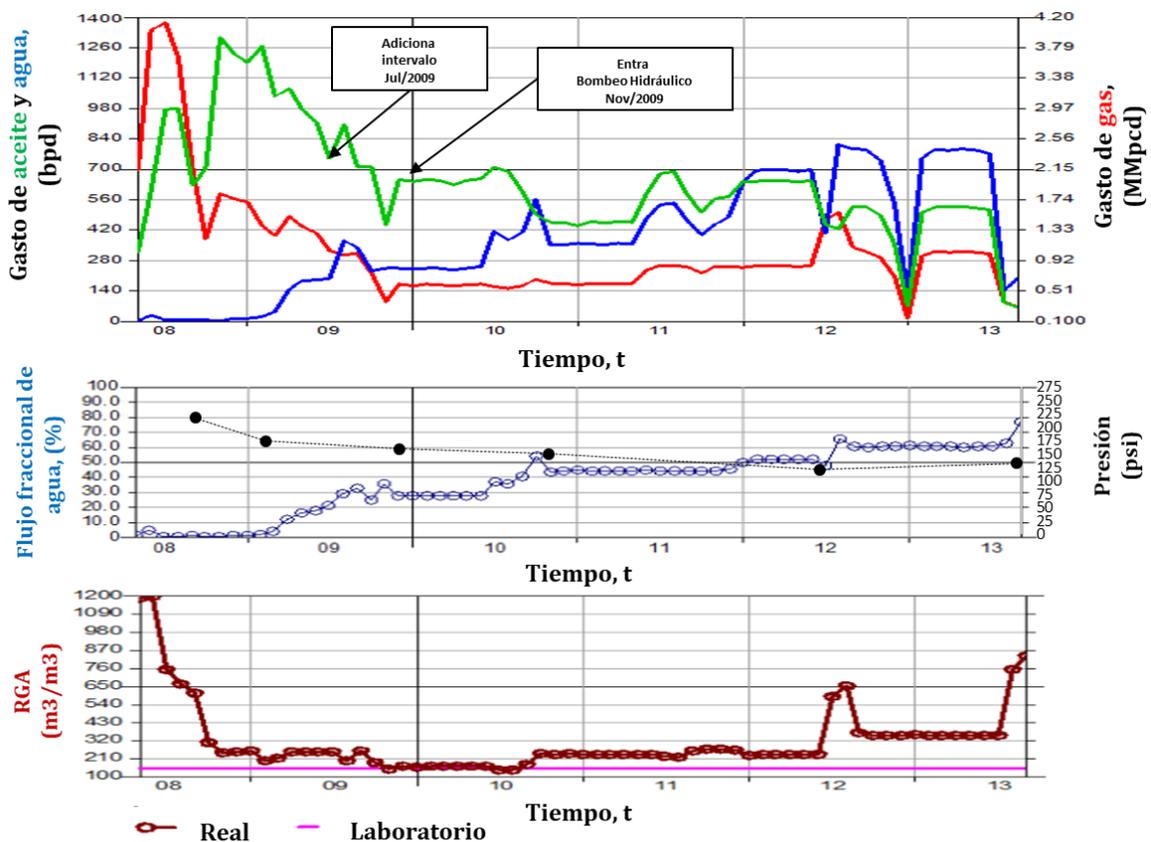


Figura 20 Análisis del Comportamiento de la Producción³⁵

- Volumen original:** es la cantidad de hidrocarburos que se estima existen inicialmente en un yacimiento. Al igual que las reservas, se puede estimar por diferentes procedimientos, dependiendo de la madurez del proyecto y de la información disponible. Si bien, los valores de volumen original de cada campo estuvieron disponibles, parte del trabajo realizado fue calcular dichos valores para comprobar las reservas remanentes reportadas. Para lo cual, se utilizaron métodos volumétricos, los cuales son los más empleados en la industria, ya que son aplicables en las diferentes etapas de los yacimientos. Estos métodos basan su principio en el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos del yacimiento, así como, de la geometría del yacimiento. Si bien, el método volumétrico es relativamente sencillo de aplicar, es necesario la colaboración de diferentes disciplinas de Ciencias de la Tierra para determinar las variables que intervienen, tales como; área del yacimiento, espesor, porosidad, saturación de hidrocarburos y el factor volumétrico de aceite o gas, *Figura 21.*

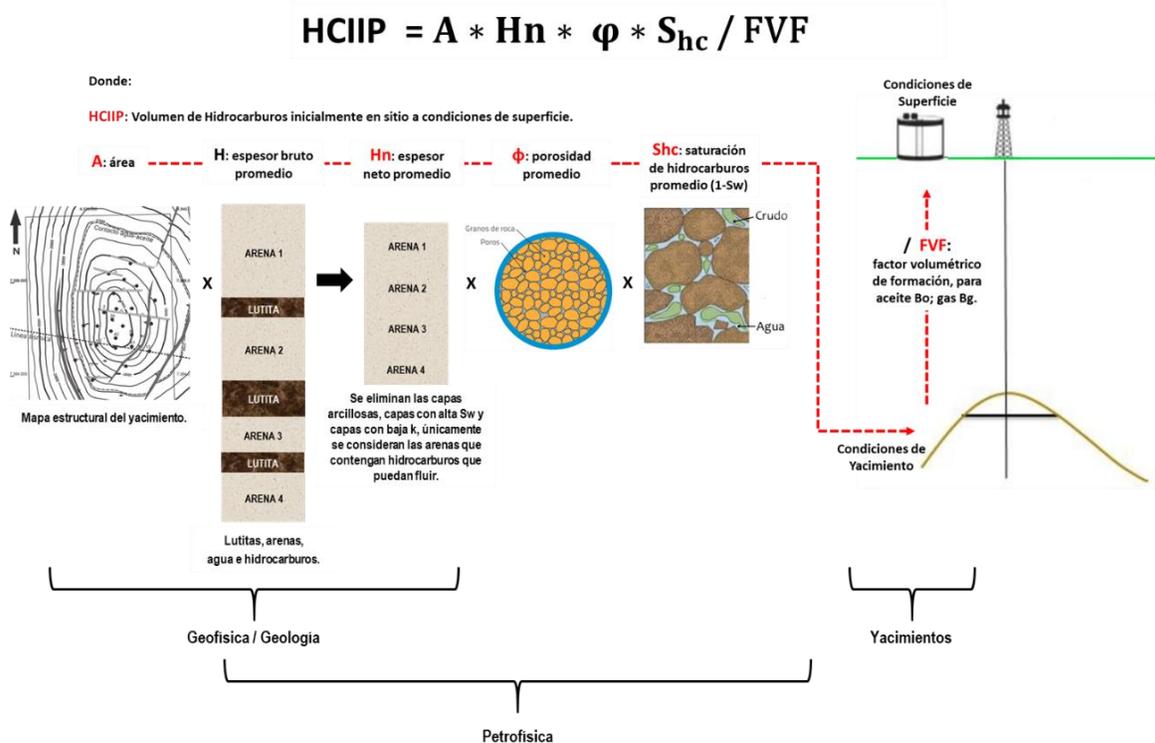


Figura 21 Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos³⁶

En consecuencia, para el cálculo del volumen original se llevaron a cabo las siguientes actividades, con la participación de diferentes disciplinas de Ciencias de la Tierra:

1. Interpretación sísmica: con la sísmica disponible, calibrada con los registros de pozos existentes, se identificaron los horizontes, estructuras y los diferentes fenómenos tectónicos regionales. Se construyeron mapas estructurales para poder comprobar y/o ajustar el modelo estructural establecido de cada campo, con el fin de obtener una aproximación del área, forma, tamaño y conectividad del yacimiento para el cálculo del volumen original, *Figura 22*.

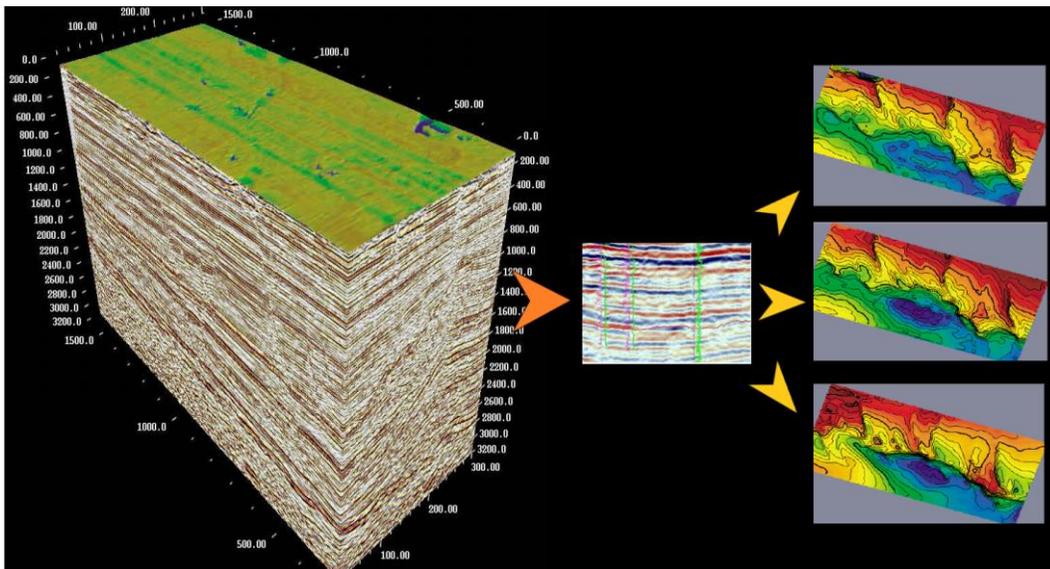


Figura 22 Construcción de Mapas Estructurales³⁷

2. Revisión de los estudios de núcleos: para tomar en cuenta la información disponible de los estudios de núcleos, primero se revisó que las muestras de rocas analizadas en laboratorio fueran representativas de la zona productora, después se revisó cómo fue el procedimiento de corte, preservación y estudios en laboratorio para determinar si las saturaciones de aceite y agua reportadas

por el laboratorio podrían considerarse representativas de los fluidos originales del yacimiento. Para las muestras representativas se consideraron los valores de porosidad de la roca (ϕ) y saturación de agua (S_w) reportadas por el laboratorio. Es importante mencionar que la información de los estudios de núcleos analizada, representan una parte pequeña del yacimiento, por lo que estos valores se deben de considerar con precaución cuando se extrapolen y se escalen las propiedades del sistema roca-fluidos, *Figura 23*.



Figura 23 Uso de los Núcleos en la Evaluación de Formaciones³⁸

3. Determinación de las propiedades petrofísicas: con los registros geofísicos disponibles se procedió a realizar la interpretación petrofísica para obtener las propiedades promedio, tales como; espesor bruto (H) y neto (H_n), porosidad (ϕ), saturación de fluidos (S_w , S_o y S_g) y profundidad de los contactos, *Figura 24*.

En caso de contar con núcleos, la información de estos se utilizó para calibrar los registros.

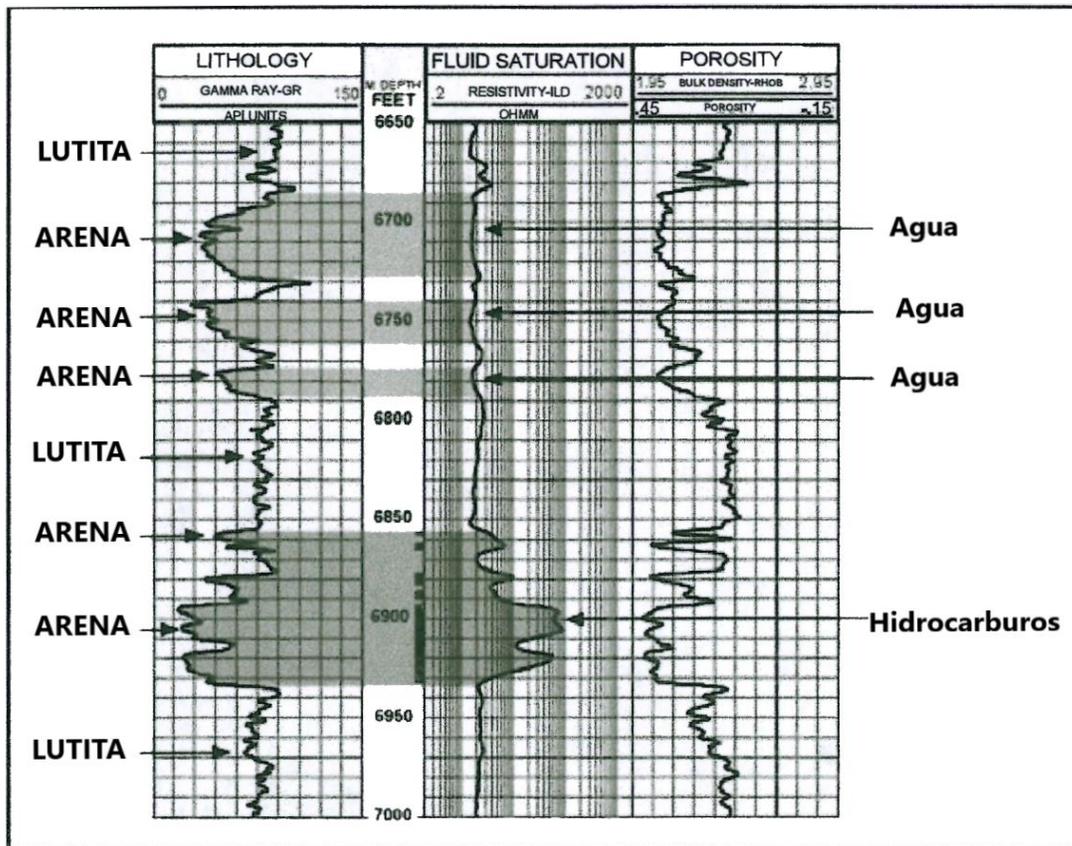


Figura 24 Interpretación Petrofísica de Registros de Pozo³⁹

4. Caracterización de fluidos: el conocimiento apropiado del comportamiento de los fluidos a lo largo de la vida productiva de un yacimiento es fundamental para su administración. De igual manera, la composición de los fluidos determina cuánto llega a superficie y cuánto valen. Para efectos del cálculo del volumen original, se procedió a revisar y validar los estudios PVT para obtener el factor de volumen de formación (para aceite, B_o y, para gas, B_g) y la relación gas disuelto en el aceite (R_s), para poder determinar el volumen original de hidrocarburos a condiciones de superficie, *Figura 25*. Para los campos que no tuvieron estudios PVT disponibles, se utilizaron correlaciones para determinar

las propiedades. Adicionalmente, se revisó la información de pruebas de formación, pruebas de pozo y datos de producción con la finalidad de poder caracterizar e identificar las impurezas de los fluidos de cada uno de los campos de la licitación.

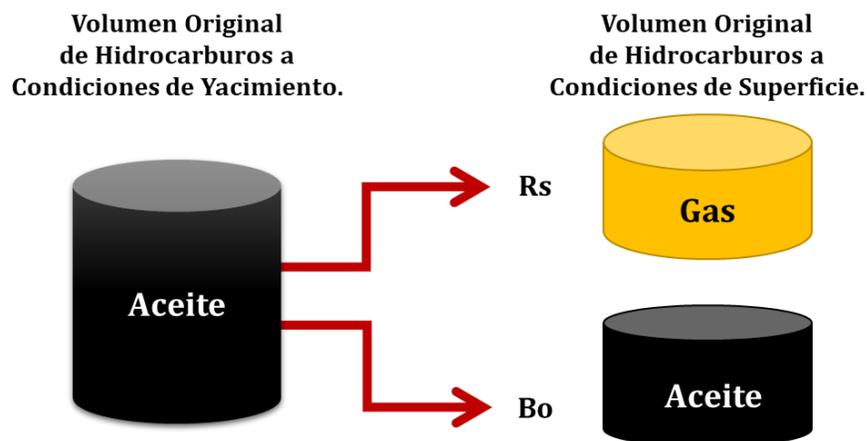


Figura 25 Parámetros Dinámicos para Cálculo del Volumen Original a Condiciones de Superficie⁴⁰

- **Factor de recuperación:** la eficiencia de recuperación depende principalmente de los mecanismos de producción primaria que se presentan en los yacimientos durante la etapa de producción. Para justificar cualquier inversión encaminada a la explotación adecuada de un yacimiento, es primordial evaluar los mecanismos naturales de empuje prevaletes, este conocimiento es fundamental para programar el desarrollo integral de los campos, así como para prever la futura necesidad de sistemas artificiales de producción, o bien para analizar la viabilidad de implementar un proyecto de recuperación secundaria o mejorada. Los mecanismos de producción primaria son; a) expansión del sistema roca-fluidos; b) expansión del aceite por el contenido del gas disuelto; c) expansión del casquete de gas; d) empuje por afluencia del acuífero; e) segregación gravitacional; o f) combinación de los anteriores, y en algunos campos son

optimizados mediante sistemas artificiales de producción. Estos mecanismos pueden actuar simultánea o secuencialmente en el yacimiento, dependiendo de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades de los sistemas roca-fluidos. En esta etapa el análisis de la información se concentró en tres procesos:

1. Con la información disponible, se organizaron y validaron bases de datos de la historia de presión de los campos, *Tabla 5 y Figura 26*.

Fuentes Primarias	Información Recopilada	Validación
Registros MDT, DST Registros PFC Pruebas de incremento	Presión estática a la profundidad de la medición Profundidad de la medición Gradiente de los fluidos Cima/Base de los disparos	Limpieza de las Tendencias Verticalizar profundidades y gradientes Revisión de puntos medidos en seno de agua y gas

Tabla 5. Construcción de Bases de Datos de Presión⁴¹

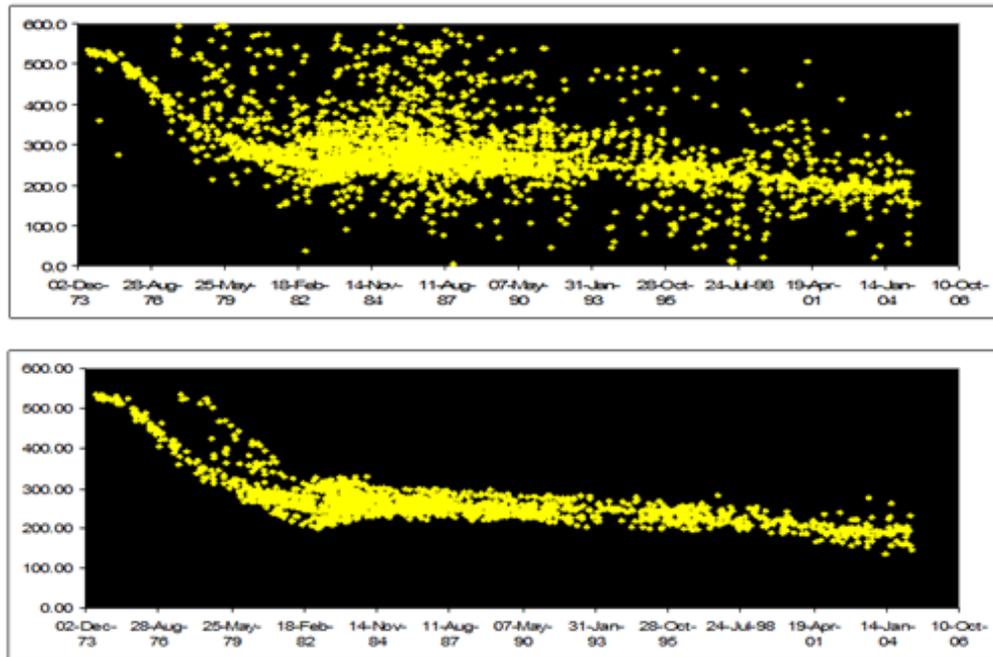


Figura 26 Limpieza de las Tendencias de Presión⁴²

2. Luego, mediante el análisis gráfico del logaritmo natural de la presión en el yacimiento con respecto a la producción acumulada y el análisis del comportamiento de la producción (aceite, gas y agua) se identificó el tipo de mecanismo o mecanismos presentes durante la vida productiva de cada campo *Figura 27*.

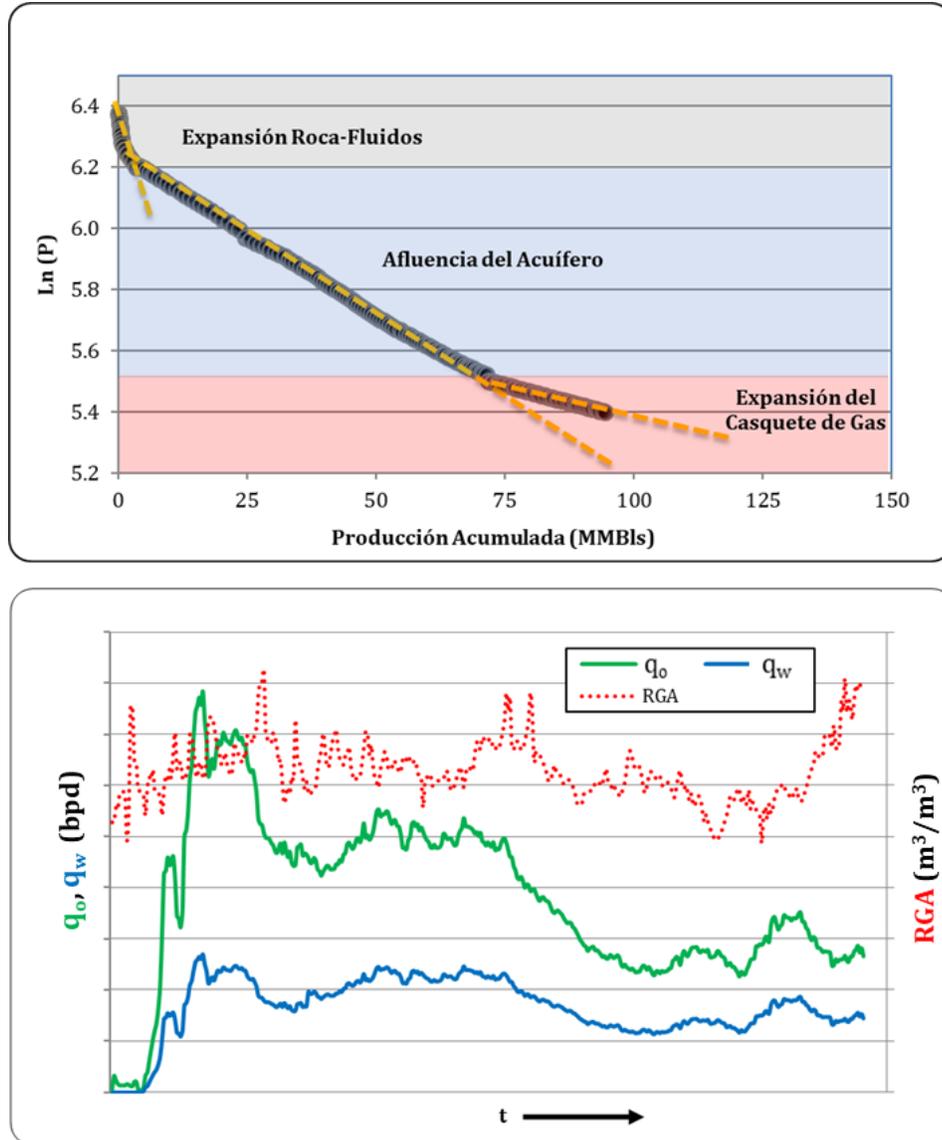


Figura 27 Identificación de los Mecanismos de Empuje (Meza⁴³)

3. Finalmente, se calculó el factor de recuperación, con el cociente de la producción acumulada entre el volumen original, ambos a condiciones de superficie, y se graficó con respecto al porcentaje de la presión original, *Figura 28*.

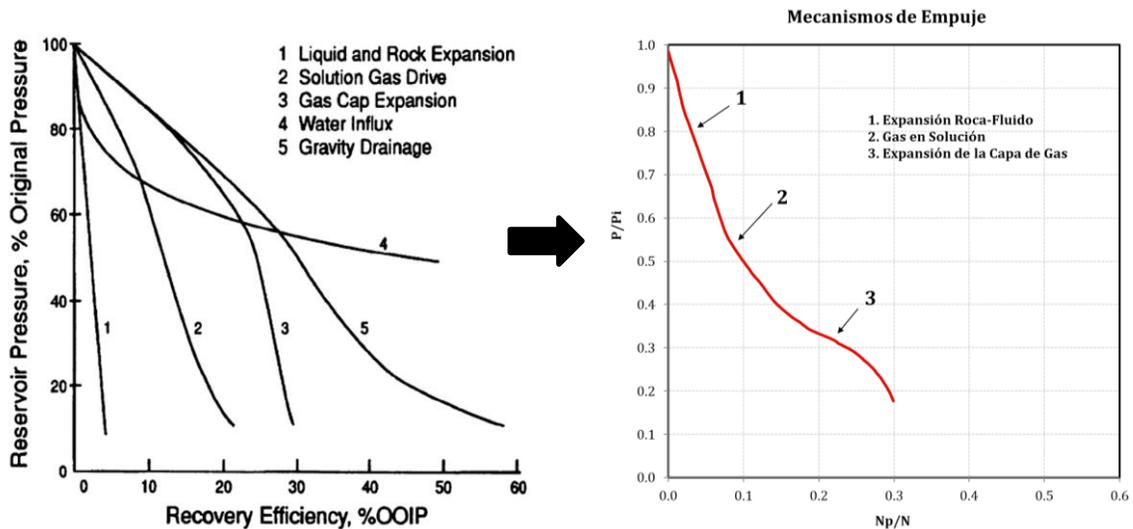


Figura 28 Identificación de los Mecanismos de Empuje (Thakur-Satter⁴⁴)

Los análisis descritos, implicaron la revisión del comportamiento de la producción de hidrocarburos, así como la historia de presiones, surgencia de agua y relación gas-aceite. Con los resultados se definieron los periodos en los que los diferentes mecanismos de empuje afectaron la producción y se estimó un factor de recuperación final por recuperación primaria, lo que multiplicado por el volumen original y restando la producción acumulada se traduce en reservas remanentes. Para los campos que no contaban con una historia de presión-producción completa se realizaron estimaciones de factores de recuperación finales con campos análogos y estadísticas de factores de recuperación típicos dependiendo de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades de los sistemas roca-fluidos. Adicionalmente, el análisis de los datos de presión de los campos sirvió para aproximar la presión del yacimiento esperada para cada campo.

- **Identificación de áreas de oportunidad:** una vez cuantificadas las reservas remanentes, el volumen original y analizada la información histórica de los campos, la actividad subsecuente consistió en identificar las áreas de oportunidad para la extracción de hidrocarburos, para lo cual, el trabajo se enfocó en cuatro principales ámbitos:

1. identificación de áreas no drenadas y no desarrolladas
2. optimización de la producción
3. identificación de reparaciones mayores y menores
4. identificación de horizontes exploratorios

Con el objetivo de poder evaluar las áreas de oportunidad identificadas, se conceptualizaron los Planes de Evaluación en los cuales se programó un proceso de reingeniería que permitiera caracterizar y evaluar el potencial petrolero de los campos, mediante las siguientes actividades:

- perforación de pozos de evaluación
- toma de información; estudios de núcleos, análisis PVT, análisis de agua de formación, pruebas de presión producción, registros geofísicos
- implementación de sistemas artificiales
- optimización de la infraestructura de producción
- elaboración de modelos estático y dinámico
- reprocesamiento de la sísmica 3D

En definitiva, la optimización de un campo está en función de la implementación de tecnología para la caracterización avanzada, revaluación de reservas y estrategias de recuperación, es por eso, que se propusieron dichas actividades para la evaluación de los campos.

6.2. Criterio Físico

Como se ha indicado anteriormente, los campos de la Tercera Licitación de la Ronda Uno son Campos Maduros en los que las instalaciones de producción han quedado sobre dimensionadas u obsoletas para las condiciones actuales de explotación lo cual tiene consecuencias en el proceso de manejo y transporte de hidrocarburos, por lo que, se analizó la infraestructura superficial existente y se clasificó cualitativamente. Con este análisis se priorizaron aquellos campos que permitieran el aprovechamiento de la infraestructura existente: peras, derechos de vía, caminos, cabezales, ductos e instalaciones de producción, es decir, se trató de buscar campos que representaran una opción técnicamente factible y viable económicamente, *Figura 29*.

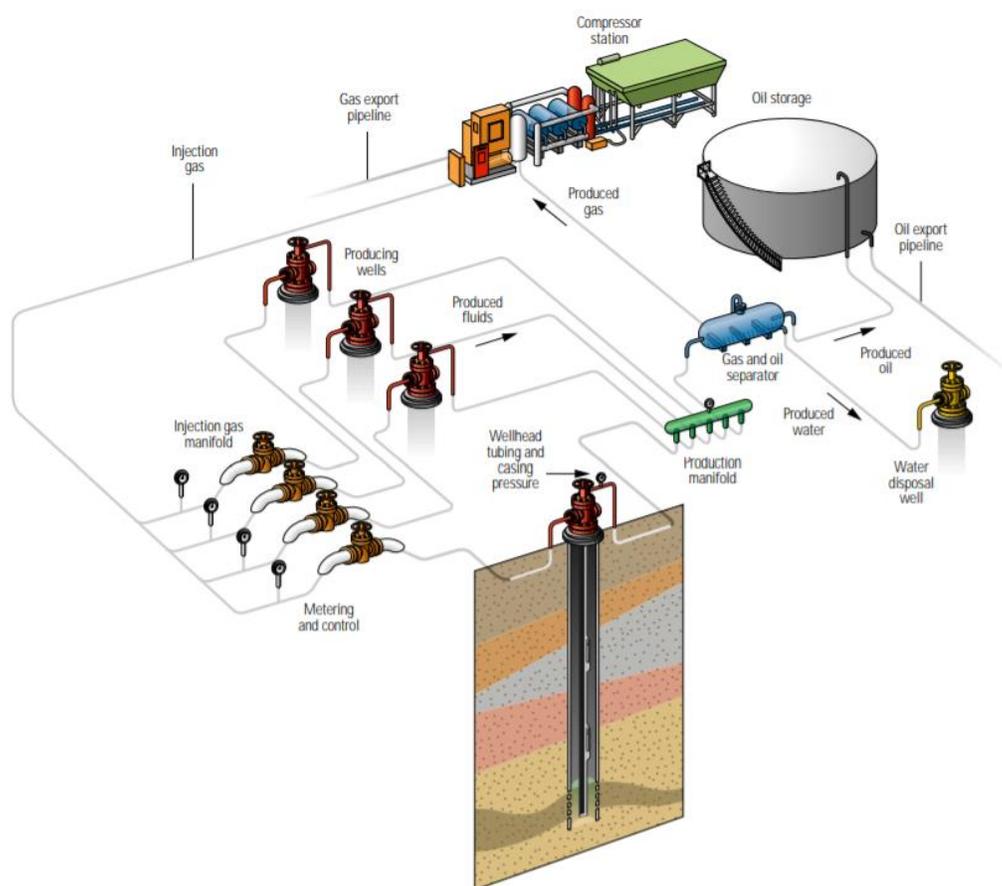


Figura 29 Infraestructura Superficial para la Explotación de Hidrocarburos⁴⁵

Con la información disponible y las visitas a las Áreas Contractuales se realizó una clasificación cualitativa de la infraestructura existente de cada campo, de la siguiente manera:

- Adecuada; se clasificó de esta manera a la infraestructura de los campos que tuvieran lo necesario para el transporte de hidrocarburos para las condiciones de presión-producción a la fecha del análisis.
- Inadecuada; para aquella infraestructura que, a la fecha del análisis, es inadecuada, ya sea porque está excedida, ocasionando caídas de presión adicionales en el sistema, o porque está limitada para las necesidades actuales, por ejemplo; el diseño original no consideró el manejo de altos volúmenes de gas asociado, la necesidad de una red de bombeo neumático o la falta de capacidad en las instalaciones de manejo y disposición del agua producida en superficie.
- Sin infraestructura; aun cuando los campos de la licitación entran en la clasificación de Campos Maduros, y se pudiera suponer que cuentan con infraestructura de producción, no todas las Áreas Contractuales contaban con dicha infraestructura, a estas áreas se categorizaron en este rubro.

6.3. Criterio Social

Es claro que la inversión en proyectos del sector Energético es necesaria para el desarrollo sustentable del país. Si bien, este tipo de proyectos contribuyen para mejorar la calidad de vida de la sociedad,⁴⁶ también generan impactos sociales los cuales se consideran difíciles de dimensionar. Además, la mayoría de ellos se consideran específicos de la situación y, por lo tanto, dependen del contexto social, cultural, político, económico e histórico de la comunidad en cuestión, así como de las características del proyecto propuesto y de las medidas de mitigación implementadas.⁴⁷

Dicho lo anterior, este criterio se aplicó para identificar el contexto social en el que se ubican cada una de las Áreas Contractuales, como; el número de comunidades, si cuentan con presencia de sindicatos, si históricamente los grupos de pobladores han realizado cierre o si ha existido continuidad operativa, problemas ambientales, nivel de inseguridad, robo de hidrocarburos y grupos delictivos.

La información para analizar fue muy limitada, ya que por lo general no se le da el seguimiento adecuado, pero se pudo mitigar gracias a que se contó con capital humano con experiencia laboral en distintas zonas de la República Mexicana que conocen los principales retos que las actividades petroleras presentes en las diferentes Áreas Contractuales. Si bien, es difícil medir cuantitativamente los impactos que puede ocasionar el contexto social, deben considerarse con mucha precaución e incluirse en la evaluación de los proyectos como una variable adicional.

Con el trabajo realizado se pudo identificar que los mayores retos que se presentan en la industria son el excesivo número de sindicatos, que buscan verse beneficiados de las actividades petroleras, robo de hidrocarburos y el nivel de inseguridad en zonas vecinas a las áreas. Por lo cual, se clasificaron las Áreas Contractuales cualitativamente en función de los principales conflictos sociales identificados, en áreas de mayor, mediano y bajo impacto.

6.4. Criterio Ecológico

Este criterio tomó en cuenta el entorno natural en el que se ubican las Áreas Contractuales, con la finalidad de evitar la afectación de zonas arboladas, pantanosas, protegidas y ecosistemas frágiles o raros, además de, flujos hidráulicos y fauna existente. En este sentido, su puso especial atención en las áreas que contaban con dichas características y en la programación de las actividades se consideró el evitar su afectación, *Figura 30*. Además, se asociaron costos y tiempos para llevar a cabo las actividades petroleras, por ejemplo; el cambio de trayectoria vertical a direccional de los pozos, utilizar los derechos de vía existentes

para no impactar nuevas áreas, estudios de impacto ambiental, pagos de derechos y permisos municipales, y en aquellas áreas a impactar ambientalmente se consideró como medida compensatoria la reforestación en áreas cercanas. Para evaluar el impacto ambiental de cada una de las áreas se les asignó la siguiente clasificación cualitativa:

- Alto: para las Áreas Contractuales que por su fragilidad ecológica deben ser evitadas o que por el costo extraordinario que supondrían las actividades técnicas y ambientales.
- Medio: para las Áreas Contractuales donde se pueden afectar con ciertas condiciones a cumplir en los aspectos ambientales, técnicos o económicos. Estas medidas ambientales de prevención o mitigación exigen un costo adicional.
- Bajo: para las Áreas donde pueden ser impactadas aplicando normas ambientales, técnicas y económicas mínimas.



Figura 30 Industria de Hidrocarburos Consciente del Impacto Ambiental⁴⁸

6.5. Criterio Económico

El objetivo principal de esta etapa de la evaluación fue cuantificar la rentabilidad y viabilidad de las Áreas Contractuales mediante una evaluación económica que incorporó las características de cada campo, al mismo tiempo que valoró la incertidumbre de variables sociales y ambientales. Además, se consideró que fuera flexible ante cambios en los tiempos de ejecución y de producción.

Una vez analizados los criterios; técnico, físico, social y ecológico, se tuvo una primera evaluación de las Áreas Contractuales. Posteriormente, se conceptualizaron los Planes de Evaluación, mencionados en los numerales 4.8 y 6.1., incluyendo las áreas de oportunidad identificadas.

Por último, se concluyó con la preparación de los insumos para el análisis económico, los cuales fueron:

1. perfiles de producción de aceite, gas y agua
2. cronograma de las actividades a realizar durante el Plan de Evaluación
3. costos de las actividades programadas de:
 - a) perforación y terminación de pozos
 - b) caminos y localizaciones
 - c) sistemas artificiales de producción
 - d) adquisición de nueva información
 - e) reparaciones mayores y menores
 - f) mantenimiento y optimización de la infraestructura de producción
 - g) operación y mantenimiento de la producción

Como mencionó anteriormente, la evaluación de las áreas fue un trabajo en equipo, en el que participaron múltiples disciplinas, cada una aportando sus mejores estimaciones. Por lo que, el siguiente paso fue plasmar las actividades y costos calendarizados en un modelo económico. Dicho modelo se realizó mediante la metodología de flujo de caja descontado, el cual es un

modelo matemático que considera las variables que intervienen en el proceso del negocio y que se resumen en ingresos, costos y gastos; cada una de ellas soportadas y detalladas con la información disponible, alineadas a las condiciones contractuales, fiscales, económicas, sociales, ambientales y de riesgos inherentes a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en las que se ubican cada una de las Áreas Contractuales. En la *Figura 31*, se muestra el diagrama esquemático del flujo de trabajo para la evaluación económica.

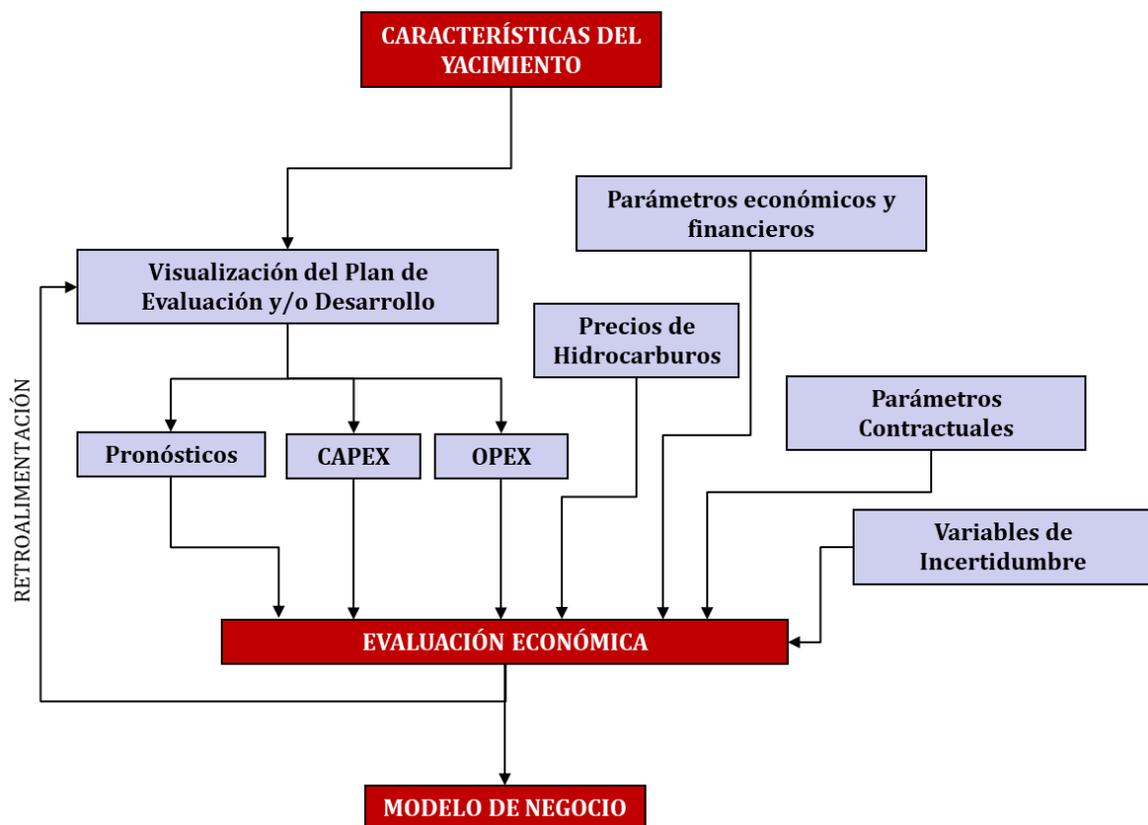


Figura 31 Diagrama Esquemático de la Evaluación Económica⁴⁹

Finalmente, para que puedan materializarse el interés de participación por parte de los licitantes, debe de existir una rentabilidad esperada de acuerdo con los resultados de la evaluación económica.

7. Adjudicación de la Licitación

El 15 de diciembre de 2015 se llevó a cabo la presentación, apertura de propuestas y anuncio de los ganadores de la Tercera licitación de la Ronda Uno. Participaron 40 licitantes: 26 compañías individuales y 14 consorcios que presentaron un total de 168 propuestas solventes. El resultado de la Tercera Licitación de la Ronda Uno, sentó un precedente en el proceso de adjudicación de contratos para la extracción de hidrocarburos a compañías particulares, con la asignación del 100% de Áreas Contractuales.

En la *Tabla 6*, se presentan las variables para cada una de las Áreas Contractuales que ofertaron los licitantes ganadores:

Área Contractual	Campo	País de Origen de la Compañía Ganadora	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento al Programa Mínimo de Trabajo	Valor Ponderado
1	Barcodón	México	64.5	100%	208.18
2	Benavides-Primavera	México	40.07	75%	130.55
3	Calibrador	México	41.77	100%	136.58
4	Calicanto	México	81.36	18%	258.41
5	Carreteras	México	50.86	100%	165.21
6	Catedral	México	63.9	0%	201.29
7	Cuichapa Poniente	México	60.82	99%	196.56
8	Duna	México	20.08	88%	67.94
9	Fortuna Nacional	México	36.88	100%	121.17
10	La Laja	Colombia-México	29.69	1%	94.02
11	Malva	Canadá	57.39	100%	185.78
12	Mareógrafo	México	34.25	100%	112.89
13	Mayacaste	México	60.36	0%	190.13
14	Moloacán	Holanda-México	85.69	0%	269.92
15	Mundo Nuevo	Canadá	80.69	25%	256.67
16	Paraíso	EU-México	35.99	100%	118.37
17	Paso de Oro	México	10.20	4%	33.13
18	Peña Blanca	México	50.86	100%	165.21
19	Pontón	Canadá	21.39	50%	70.91
20	Ricos	México	12.36	15%	40.87
21	San Bernardo	México	11	10%	36.23
22	Secadero	México	60.74	100%	196.33
23	Tajón	México	60.88	100%	196.77
24	Tecolutla	México	31.22	0%	98.34
25	Topén	Canadá	78.79	25%	250.69

Tabla 6 Variables de Adjudicación de las Áreas Contractuales⁵⁰

A continuación, se presenta el número de ofertas presentadas por Área Contractual, las cuales se ordenaron por tipo de hidrocarburo, *Tabla 7 y Figura 32*.

Tipo de Fluidos	Área Contractual	Campo	Área Tipo	Ofertas Presentadas
Aceite Negro	25	Topén	Tipo 1	22
Aceite Negro	7	Cuichapa Poniente	Tipo 2	14
Aceite Negro	1	Barcodón	Tipo 2	12
Aceite Negro	14	Moloacán	Tipo 2	10
Aceite Negro	22	Secadero	Tipo 1	8
Aceite Negro	11	Malva	Tipo 1	7
Aceite Negro	19	Pontón	Tipo 1	6
Aceite Negro	4	Calicanto	Tipo 1	5
Aceite Negro	13	Mayacaste	Tipo 1	4
Aceite Negro	17	Paso de Oro	Tipo 1	4
Aceite Negro	10	La Laja	Tipo 1	3
Aceite Negro	23	Tajón	Tipo 2	3
Aceite Negro	24	Tecolutla	Tipo 1	3
Aceite Negro	16	Paraíso	Tipo 1	2
Gas Húmedo	18	Peña Blanca	Tipo 1	10
Gas Seco y Húmedo	2	Benavides-Primavera	Tipo 1	9
Gas Húmedo	5	Carretas	Tipo 1	8
Gas Seco	12	Mareógrafo	Tipo 1	8
Gas Seco	3	Calibrador	Tipo 1	7
Gas Húmedo	20	Ricos	Tipo 1	6
Gas Húmedo	21	San Bernardo	Tipo 1	6
Gas Seco	8	Duna	Tipo 1	3
Gas y Condensado	15	Mundo Nuevo	Tipo 1	16
Gas y Condensado	6	Catedral	Tipo 1	11
Gas y Condensado	9	Fortuna Nacional	Tipo 1	6

Tabla 7. Número de Ofertas Presentadas por Área Contractual⁵¹

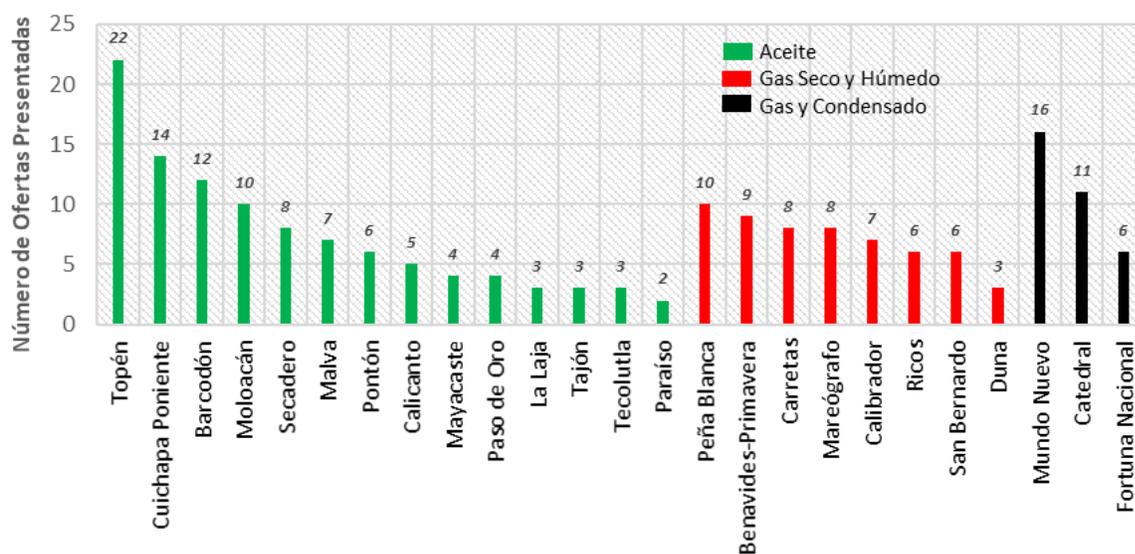


Figura 32 Número de Ofertas Presentadas Ordenadas por Tipo de Fluido⁵¹

7.1. Selección de Áreas por Parte de Licitantes

En esta sección se presentan las tendencias de selección de las Áreas Contractuales, por parte de los licitantes que se presentaron al acto de apertura de propuestas, con base en la información que estuvo disponible al público en general de las características generales de los yacimientos de cada campo.

Dependiendo del tipo de compañía, su visión y estrategia habrá sido el interés por adjudicarse las diferentes Áreas Contractuales. En este sentido, para identificar las tendencias de selección, que los licitantes realizaron, se agruparon las áreas por tipo de fluido principal en el yacimiento; 1) aceite negro, 2) gas seco y gas húmedo y 3) gas y condensado, para exhibir de mejor forma dichas tendencias.

A continuación, se presentan las características volumétricas de cada una de las áreas al 1 de enero de 2014, ordenandolas por tipo de fluido y número de ofertas presentadas, Figuras 33, 34 y 35.

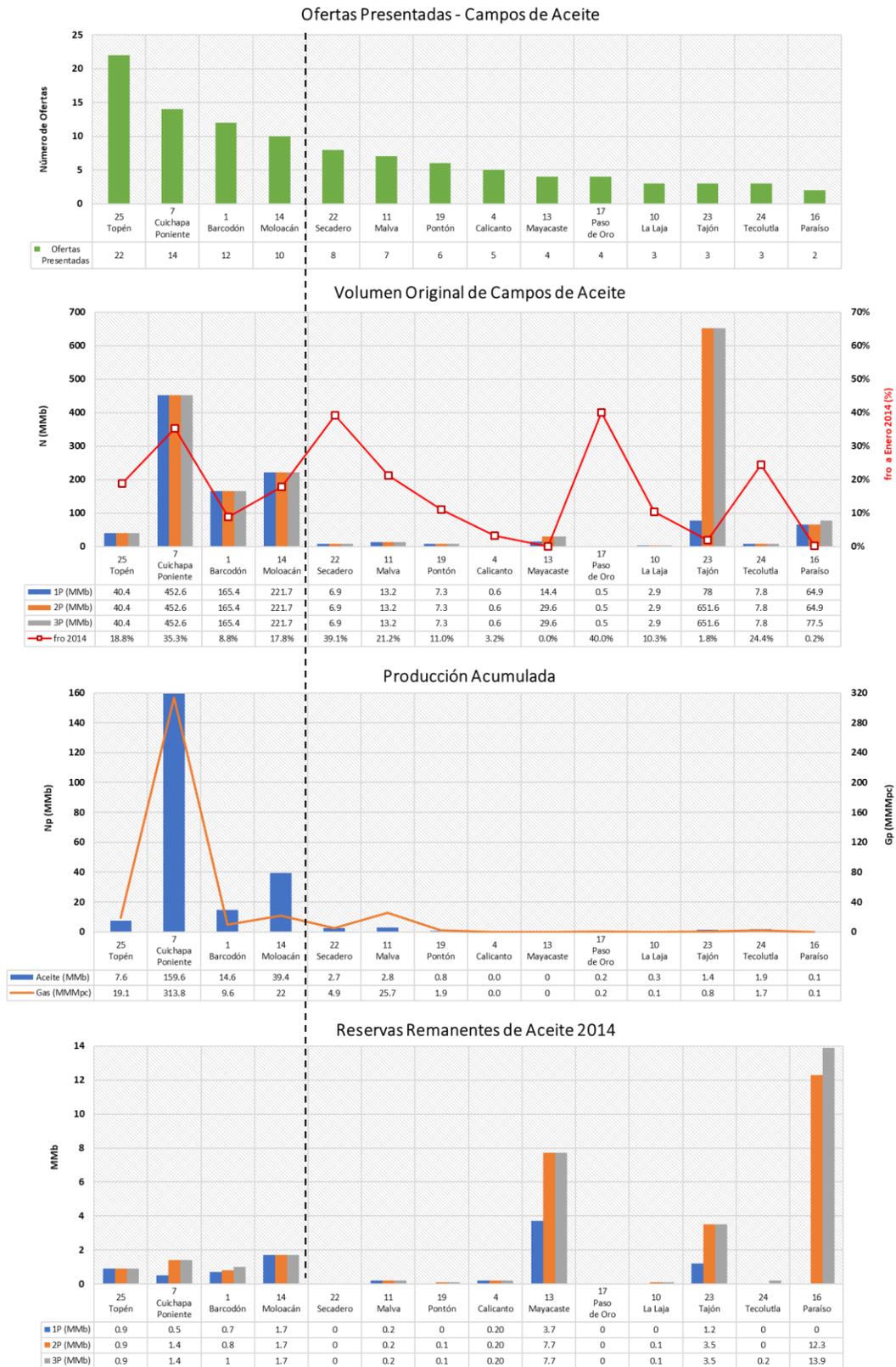


Figura 33 Características de las Áreas Contractuales, Principal Fluido: Aceite Negro⁵²



Figura 34 Características de las Áreas Contractuales, Principal Fluido: Gas Seco y Gas Húmedo⁵²

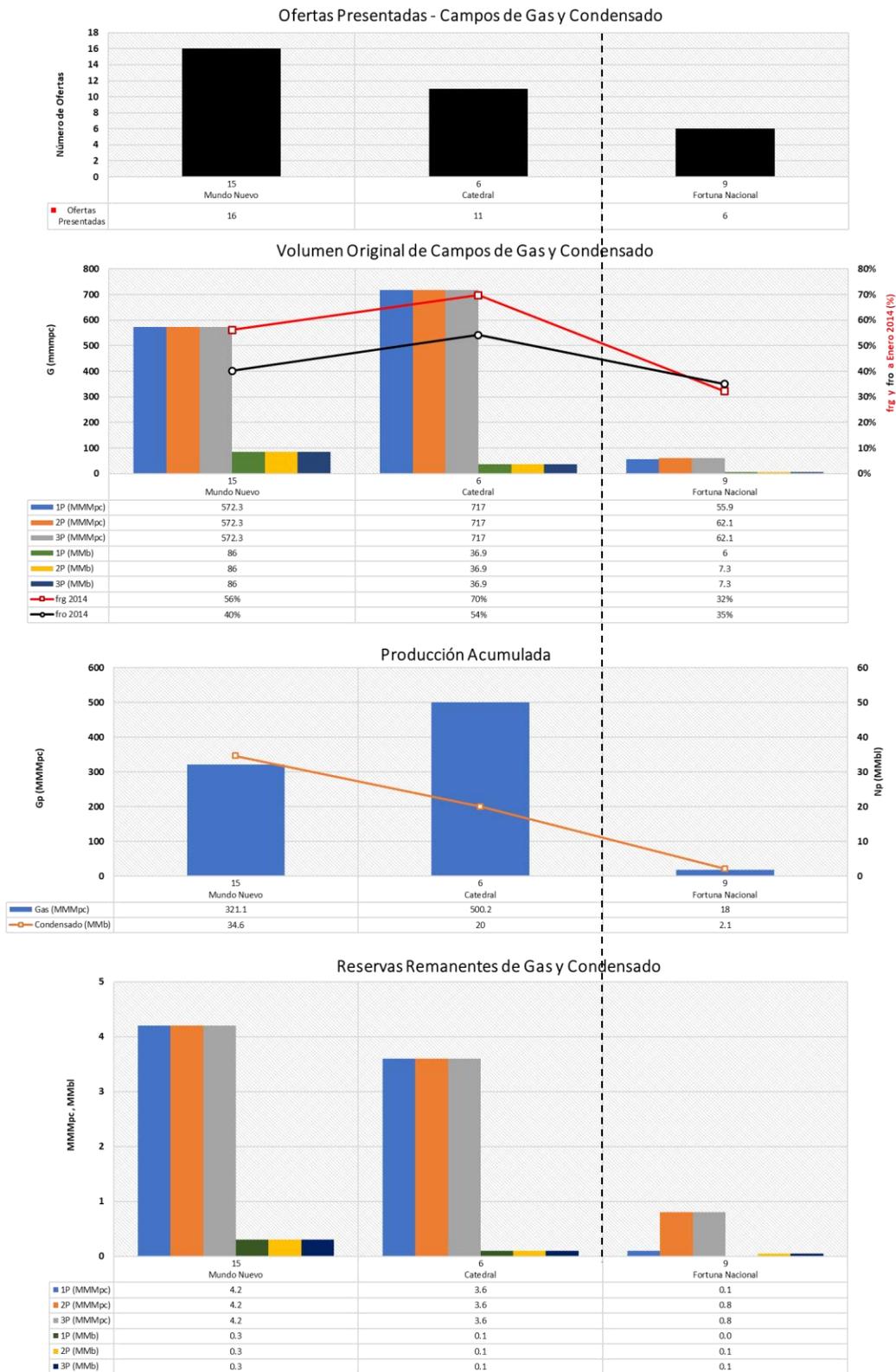


Figura 35 Características de las Áreas Contractuales, Principal Fluido: Gas y Condensado⁵²

De las figuras anteriores, se pueden observar que:

- Del las 103 ofertas presentadas para las 14 Áreas Contractuales con yacimientos de aceite negro, el 56% se concentró solo en cuatro campos; Topén, Cuichapa Poniente, Barcodón y Moloacán, lo cual se justifica, ya que como se puede observar en la *Figura 33* estos son los campos que históricamente han sido más productivos, tienen mayor volumen original y reservas remanentes con respecto a los demás.
- En la *Figura 34*, se puede observar la misma situación para los 8 campos de gas seco y gas húmedo, el 61% de las ofertas se enfocó en cuatro campos; Peña Blanca, Benavides-Primavera, Mareógrafo y Carretas, los cuales tienen las mejores volumetrías de producción acumulada, volumen original y reservas remanentes.
- Para los 3 campos de gas y condensado, *Figura 35*, se puede observar la misma tendencia de afinidad de participación.

Dicho lo anterior, queda claro que el interés por adjudicarse las áreas, por parte de los licitantes, fue preferente hacia aquellos campos que tienen los mayores volúmenes en historia de producción, volumen original y reservas remanentes, con respecto a los demás. Sin embargo, existe información contenida en el Cuarto de Datos que no estuvo disponible para la consulta del público en general, la cual fue analizada por los licitantes para la definición de sus ofertas a las distintas Áreas Contractuales.

7.2. Análisis de las Ofertas

Ya se mencionó que el resultado de la licitación significó un antes y después para la industria de los hidrocarburos en México con la asignación del 100% de las Áreas Contractuales. Por lo que, en este numeral se presentan algunas lecturas que se pudieran hacer respecto a los resultados y las variables de adjudicación de la licitación.

El resultado de la licitación parecería ser beneficioso para el país, ya que los Contratos de Licencia se realizarán con empresas particulares a cambio del pago de una Regalía al Estado y, si se comparan las Regalías Adicionales mínimas que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) estableció con las ofertadas por los licitantes ganadores, estas últimas superan por mucho las expectativas, *Tabla 8*.

Área	Campo	SHCP	Licitantes
		Regalía Adicional Mínima	Regalía Adicional Ofertada
1	Barcodón	1.50%	64.50%
2	Benavides-Primavera	2.50%	40.10%
3	Calibrador	3.00%	41.80%
4	Calicanto	5.00%	81.40%
5	Carreteras	1.00%	50.90%
6	Catedral	1.00%	63.90%
7	Cuichapa Poniente	2.50%	60.80%
8	Duna	3.00%	20.10%
9	Fortuna Nacional	1.00%	36.90%
10	La Laja	1.00%	29.70%
11	Malva	4.00%	57.40%
12	Mareógrafo	4.00%	34.30%
13	Mayacaste	10.00%	60.40%
14	Moloacán	5.00%	85.70%
15	Mundo Nuevo	10.00%	80.70%
16	Paraíso	10.00%	36.00%
17	Paso de Oro	1.00%	10.20%
18	Peña Blanca	5.00%	50.90%
19	Pontón	1.00%	21.40%
20	Ricos	3.00%	12.40%
21	San Bernardo	1.00%	11.00%
22	Secadero	1.00%	60.70%
23	Tajón	5.00%	60.90%
24	Tecolutla	1.00%	31.20%
25	Topén	10.00%	78.80%

Tabla 8. Regalías Adicionales Mínimas y Regalías Adicionales Ofertadas⁵³

Ahora bien, para que estas Regalías sean realmente pagadas al Estado, los Contratistas deben de materializar el desarrollo de los campos hasta obtener producción comercial regular, es decir, convertir las Áreas Contractuales en verdaderos casos de negocio.

Dicho lo anterior, para determinar si los resultados de la licitación son benéficos para ambas partes, Contratistas y Estado, se realizó un análisis de la rentabilidad petrolera de cada Área Contractual.

Primero, se partió de que la Rentabilidad Petrolera se estima a partir de la diferencia entre el Valor Contractual de los Hidrocarburos y el costo de producción. A su vez, el costo de producción incluye los costos de exploración y extracción,⁵⁴ los cuales se definen, como;

- Costos de exploración (también llamados *finding costs*⁵⁵), son los costos promedio de agregar reservas probadas de petróleo y gas natural a través de actividades de exploración y desarrollo. Estos costos se determinan para el petróleo y el gas natural combinados, en dólares por barril de petróleo crudo equivalente (usd/bpce). Idealmente, los costos de exploración incluyen todos los costos incurridos de agregar reservas probadas, sin importar cuándo son reconocidos, pero sin incluir los costos de las reservas ya descubiertas. En la práctica, los costos de exploración se miden realmente como la proporción de los gastos de exploración y desarrollo de las adiciones de reservas probadas durante un periodo específico de tiempo.
- Costos de extracción (también llamados costos de producción o *lifting costs*⁵⁵), son los costos de operación y mantenimiento de los pozos, equipos e instalaciones de producción por la extracción de aceite y gas. Típicamente, se cuantifican en dólares por barril de petróleo crudo equivalente (usd/bpce) producido por esas instalaciones después de que los hidrocarburos han sido encontrados, adquiridos y desarrollados para la producción.

Ahora, para obtener la Rentabilidad Petrolera que tiene de cada Área Contractual se debe determinar el Margen Neto que tienen los Contratistas, es decir, el porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos que les queda después de descontar la Regalía Base, la Regalía Adicional ofertada, la Contraprestación a los propietarios y el Impuesto Sobre la Renta, *Figura 36.*

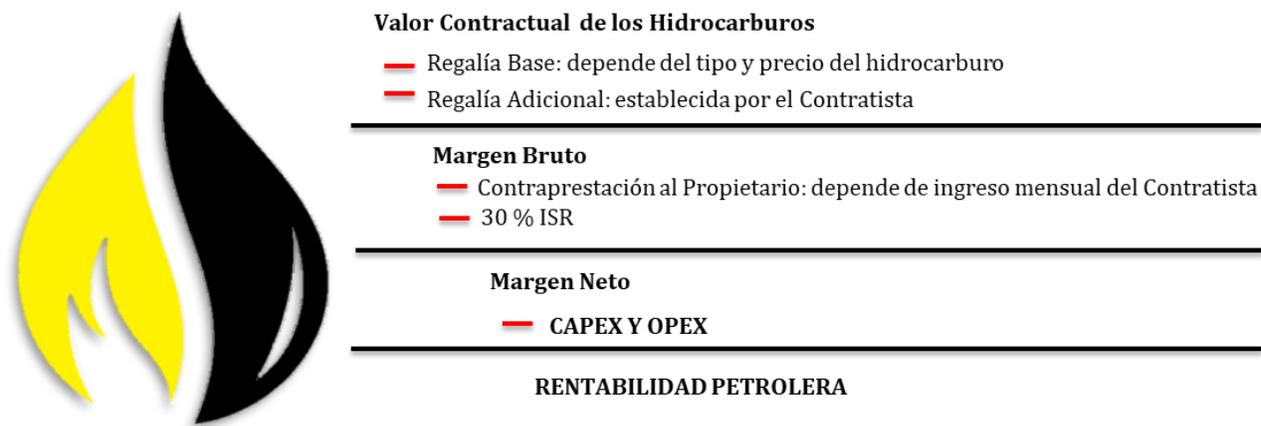


Figura 36 Cálculo de la Rentabilidad Petrolera⁵⁶

En la *Tabla 9*, se presenta un análisis de sensibilidad del Margen Neto que tienen los Contratistas para cubrir los costos de exploración y extracción, es decir, el CAPEX y OPEX, el cual depende de la Regalía Adicional ofertada. Para la Contraprestación al propietario, se asumió el valor medio del porcentaje aplicable para el aceite, el cual depende del ingreso mensual al Contratista. Asimismo, se consideró el porcentaje de Regalía Base mínima establecida para el aceite, la cual puede ser mayor dependiendo del precio del aceite. En segunda instancia, se presenta el valor en dólares por barril (usd/bl) que representa dicho porcentaje del Margen Neto, a diferentes precios de venta del aceite.

Valor Contractual de los Hidrocarburos	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Regalía Base	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
Regalía Adicional	30.00%	40.00%	50.00%	60.00%	70.00%	80.00%	90.00%
Margen Bruto	62.5%	52.5%	42.5%	32.5%	22.5%	12.5%	2.5%
Contraprestación al Propietario	1.25%	1.25%	1.25%	1.25%	1.25%	1.25%	1.25%
ISR	18.8%	15.8%	12.8%	9.8%	6.8%	3.8%	0.8%
Margen Neto	42.5%	35.5%	28.5%	21.5%	14.5%	7.5%	0.5%
Precio del Aceite	Dólares remanentes por barril para cubrir CAPEX y OPEX						
\$45.0 usd/bl	\$ 19.13	\$ 15.98	\$ 12.83	\$ 9.68	\$ 6.53	\$ 3.38	\$ 0.23
\$55.0 usd/bl	\$ 23.38	\$ 19.53	\$ 15.68	\$ 11.83	\$ 7.98	\$ 4.13	\$ 0.28
\$65.0 usd/bl	\$ 27.63	\$ 23.08	\$ 18.53	\$ 13.98	\$ 9.43	\$ 4.88	\$ 0.33

Tabla 9. Porcentaje y Valor en Dólares por Barril del Margen Neto⁵⁷

Entonces, para calcular la Rentabilidad Petrolera de cada Área Contractual se resta al Margen Neto los costos de producir los hidrocarburos (CAPEX y OPEX), ambos en dólares por barril (usd/bl). Ciertamente, los costos de producir los hidrocarburos dependen de las características del yacimiento y de los Planes de Evaluación y de Desarrollo que cada Contratista haya conceptualizado.

De esta manera, si se toman como referencia los costos de producción, exploración y desarrollo reportados por PEMEX en el año 2014, *Figura 37*, se observa como aquellos Contratistas que ofertaron más del 50% de Regalía Adicional tienen comprometido cubrir su CAPEX y OPEX y muy baja probabilidad de obtener ganancias.

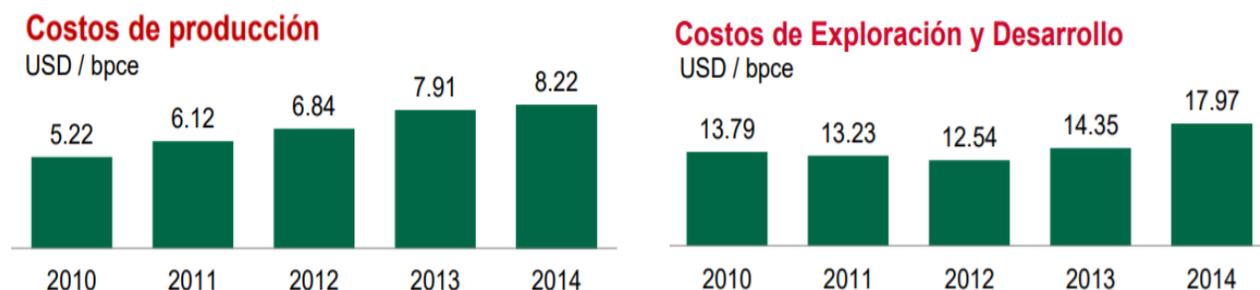


Figura 37 Costos de Producción y Costos de Exploración y Desarrollo en USD/bpce ⁵⁸

En el análisis mostrado, no están considerados los pagos que se tengan que hacer a los propietarios por afectaciones y ocupación superficial de sus terrenos, asimismo, deben considerarse los pagos mensuales del Impuesto por actividad de exploración y extracción, y la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, conceptos mencionados en el numeral 4.9.

Sin duda, este es un análisis simple, pero muestra el escenario de sobreoferta que aconteció en la Tercera Convocatoria de la Ronda, lo que significa que muchos campos resulten poco rentables contractualmente.

Ciertamente, esta licitación fomentó la participación de operadores nacionales pequeños, para que estos empiecen a jugar un papel en la industria petrolera del país. Si bien, se cumplió el objetivo de colocar las 25 Áreas Contractuales, gran parte de ellas fueron adjudicadas con ofertas demasiado altas, posiblemente por dos razones: falta de experiencia operativa del negocio o interés por formar parte de los nuevos actores en la industria petrolera del país. Como se demostró en este numeral los campos con Regalías Adicionales mayores al 50% resultan poco rentables, lo que podría ocasionar el abandono de estos. No obstante, lo anterior podrá evitarse si los Contratistas, después de evaluar el potencial de los campos, logran producir las reservas remanentes e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

7.3. Avances en la Primera Etapa de Implementación de la Ronda 1.3

A continuación, se presentan algunos de los resultados obtenidos durante la primera etapa de implementación de los contratos de la Ronda 1.3.

Los planes presentados por parte de los contratistas para llevar a cabo las actividades de evaluación dependieron del tipo de área contractual adjudicada, en el sentido de que, si estas contenían o no campos en producción al momento de la adjudicación. En la *Tabla 10*, se muestran los planes que fueron presentados durante la primera etapa del contrato denominada Periodo Inicial (descrito en el numeral 4.8).

	Áreas con Campos en Producción	Áreas con Campos sin Producción	Objetivo
Áreas Contractuales	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 18, 20, 21 y 25	4, 9, 10, 13, 16, 17, 19, 22, 23 y 24	-
Plan Provisional	Aplica	No Aplica	Dar continuidad operativa a las actividades de extracción durante el primer año a partir de la firma del contrato, previa autorización de la CNH.
Plan de Evaluación	Aplica	Aplica	Evaluar el potencial petrolero de los campos. Fue presentado dentro de los 120 días posteriores a la firma del contrato. Una vez aprobado, inició el Periodo de Evaluación.
Plan de Desarrollo	Aplica	No Aplica	Dar continuidad a las actividades de extracción previstas en el Plan Provisional. Fue presentado dentro de los 120 días posteriores a la firma del contrato.

Tabla 10. Planes Presentados por los Contratistas⁵⁹

Dicho lo anterior, cada compañía plasmó su estrategia para la evaluación y para la continuidad a la extracción, lo segundo solo para las áreas con producción, en los planes presentados y aprobados por la CNH. En la *Tabla 11*, se muestran las actividades documentadas en los Planes de Evaluación, las cuales deberían de ejecutarse en un periodo máximo de dos años.

Área	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Campo	Barcodón	Benavides-Primavera	Calibrador	Calicanto	Carretas	Catedral	Cuichapa- Pontiente	Duna	Fortuna Nacional	La Laja	Malva	Mareógrafo	Mayacaste	Molobacán	Mundo Nuevo	Paraíso	Paso de Oro	Peña Blanca	Pontón	Ricos	San Bernardo	Secadero	Tajón	Tecolutla	Topén
Pozos	2		2	2		1		4	3	1	2	2	3		1	5	2					3	2	2	1
Reparaciones Mayores	1		1	1		1	7	4	2		1	3					1			23			4	2	2
Reparaciones Menores		46	13		23		9	2	6	10		8						23	48	13			9	1	1
Estudios de Núcleos			237	2			1				132	224	3		178		4					88		6	88
Pruebas PVT			10	2							2	25	1		2					2		3	1		1
Análisis de Agua de Formación			15								5	14	1		5					11		3	2	4	1
Modelos Estáticos Actualizados	1	1	1	1		1			1	1	3	2	1		3	1	1			1		1	1		4
Modelos Dinámicos Actualizados	1	1	1	1		1				1	1	2	1		1	1				1		1			1
Adquisición Procesamiento e Interpretación de Sísmica 3D (km ²)	8								22	10														55	
Interpretación de sísmica 3D (por área)					1				1		1	2	1		1	1					1	1	1	1	1

Tabla 11. Actividades Relacionadas a la Evaluación de los Campos⁶⁰

Sin embargo, en lo general, el proceso de implementación de las actividades de evaluación se ha visto retrasado por diferentes factores, algunos de estos son debido a la falta de obtención de permisos y trámites, por parte de los contratistas con los tres órdenes de gobierno (federal, estatal, municipal), necesarios para llevar a cabo las actividades petroleras, por ejemplo: 1) Sistema de Administración, Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección Ambiental (SASISOPA), 2) Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), en algunos casos, derivado del rechazo de los propietarios a las negociaciones para el derecho de ocupación superficial de sus terrenos y, 3) permisos municipales y estatales.

Lo anterior ha provocado que el Periodo Evaluación, para la mayoría de las áreas contractuales, se haya extendido por más de dos años. En consecuencia, al no extraer los hidrocarburos en los tiempos programados se genera una pérdida financiera para todos los

involucrados, además de que no se tiene certidumbre de cuánto es el volumen de hidrocarburos que se pudiera extraer de cada yacimiento.

En particular, se tienen tres casos documentados en los que las actividades de evaluación se han visto suspendidas o finalizadas:

1. Área 14; como se mencionó en el numeral 7.2, debido a las altas regalías ofrecidas al Estado era posible que algunos contratos resultaran poco rentables, tal fue el caso del consorcio ganador del área contractual número 14 Moloacán, quién renunció al contrato por considerar que la regalía adicional que ofreció para obtenerlo fue muy elevada⁶¹ (85.69%, la más alta ofrecida) y resultó inviable económicamente. Dicho consorcio fue acreedor a cubrir una pena convencional por el incumplimiento de las actividades de evaluación conforme a lo señalado en el contrato. El 29 de mayo de 2018 se hizo formalmente efectiva la renuncia del contratista.
2. Área 19; el 13 de julio de 2017 el órgano de gobierno de la CNH aprobó la solicitud de suspensión del contrato por caso fortuito o fuerza mayor del contratista ganador del área contractual 19 Pontón, derivado de la imposibilidad del contratista para cumplir las obligaciones contractuales por la existencia de daño ambiental en el área por el anterior operador, en el entendido que tan pronto los hechos cesen el contratista deberá de regresar al cumplimiento de sus obligaciones.
3. Área 25; desde el 5 de septiembre de 2018 se encuentra cerrado el único pozo productor Topén-3, debido a que existe un bloqueo del acceso al pozo por parte de los propietarios. En agosto de 2018 el pozo tenía una producción promedio diaria de 180 bpd de aceite y 0.99 MMMpcd de gas natural. El contratista espera tener acceso al pozo y reactivar la producción de este.

A pesar de los retrasos y de los casos de los campos mencionados, también se sabe que, a partir de abril de 2016, fecha en que la mayoría de los contratistas recibieron las áreas contractuales, en general los campos con producción existente han tenido un mantenimiento o mejoramiento de esta, *Figura 38*.

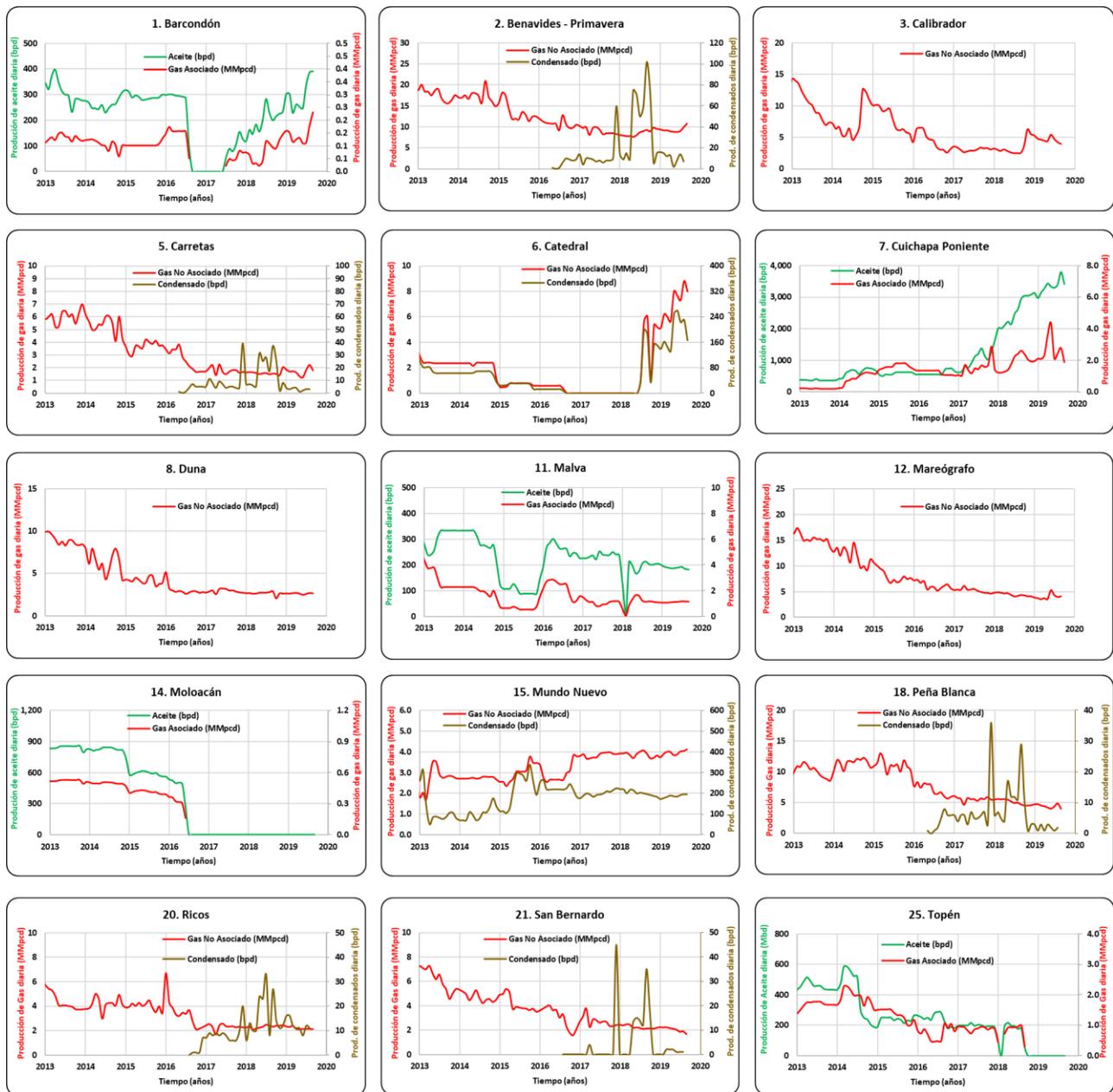


Figura 38 Campos con Producción Existente Previa a la Adjudicación⁶²

En general, si se agrupan las áreas con campos en producción podemos observar cómo es considerable el avance de la producción ya que han duplicado la producción de aceite y condensado de 2016 a 2019 y, con respecto al gas no asociado se observa que están alcanzando nuevamente los niveles del 2016, *Figura 39*.

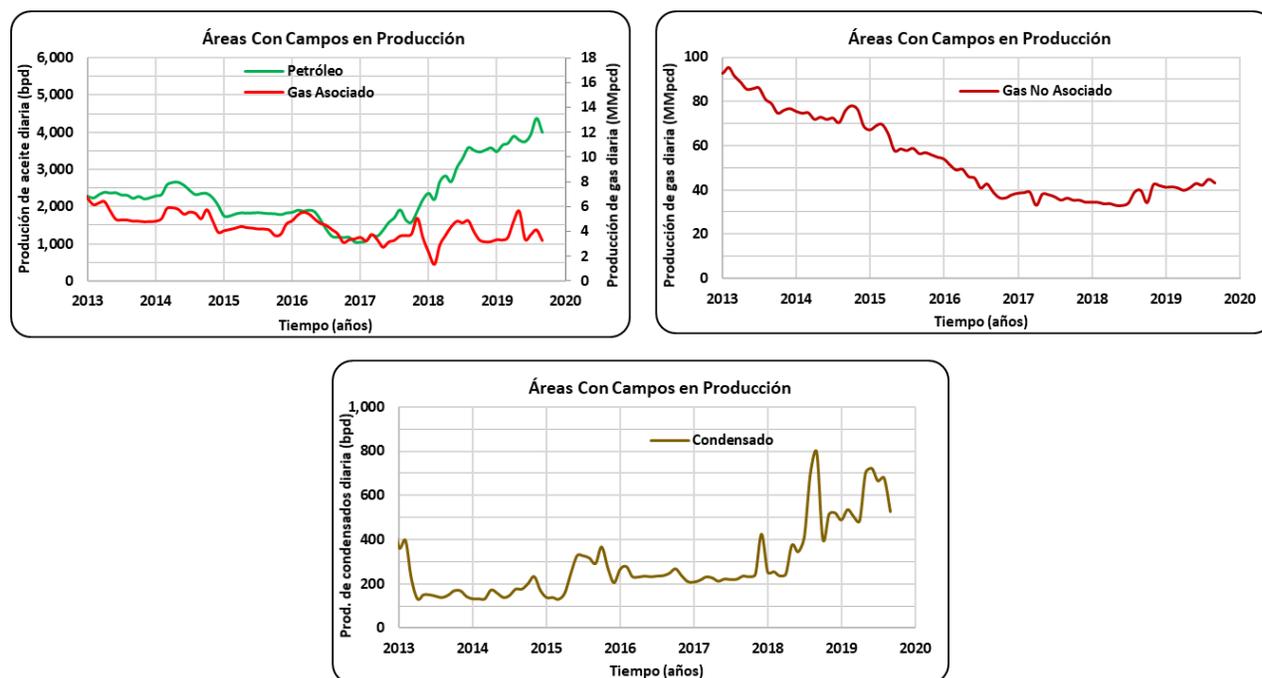


Figura 39 Producción Agrupada por Tipo de Fluido de los Campos con Producción Existente⁶²

Asimismo, se tiene documentado que las áreas contractuales 1, 5, 6, 7, 18 y 21 concluyeron la etapa de evaluación y se encuentran en el Periodo de Desarrollo (descrito en el numeral 4.8) de los contratos, lo que se traduce en la maximización del factor de recuperación de dichos campos, en condiciones económicamente viables.

Por otro lado, algunas de las áreas contractuales con campos sin producción ya reportan los primeros volúmenes extraídos, *Figura 40*, y continúan con la evaluación de los campos, con lo que se espera que pronto puedan entregar resultados exitosos.

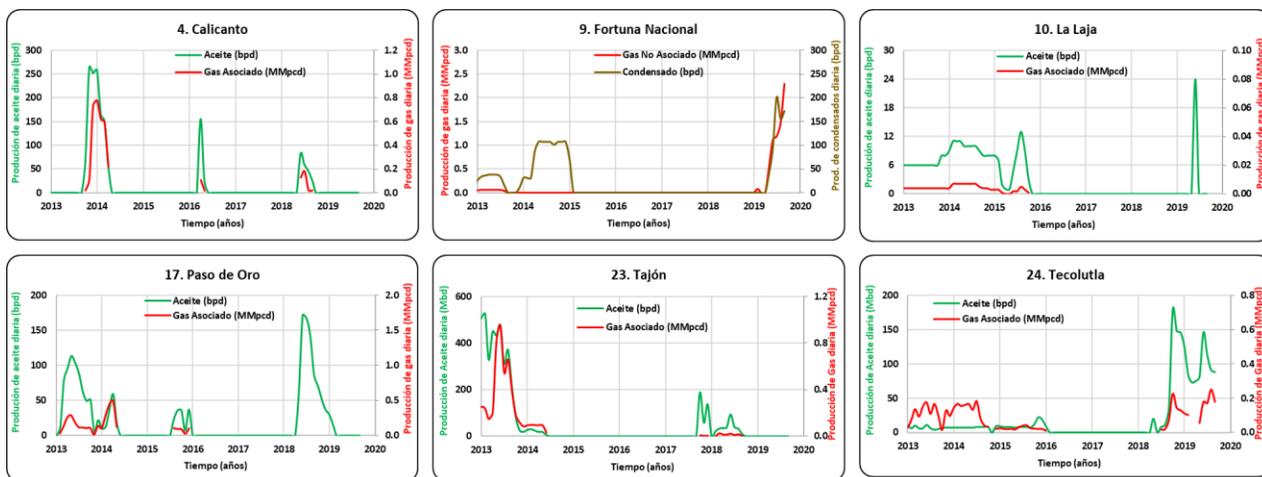


Figura 40 Producción Agrupada por Tipo de Fluido de los Campos con Producción Existente⁶²

Queda mucho trabajo para los campos de la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno, se espera que durante el Periodo de Desarrollo de los contratos se puedan materializar alternativas para el rejuvenecimiento de los campos maduros mediante la aplicación de tecnologías basadas en operaciones a pozos y/o en operaciones al yacimiento. Una vez que se hayan agotado las posibilidades de intervenciones a pozos (reparaciones, reentradas, estimulaciones, tratamientos de limpieza, fracturamientos, toma de información y aplicación de sistemas artificiales), se espera la aplicación de alternativas de inyección con propósitos de mantenimiento de presión o desplazamiento horizontal y vertical de algún fluido, precisando la recuperación secundaria o terciaria,⁶³ en el entendido de que dichas aplicaciones deben ser económicamente viables para los contratistas.

Aunado a los retos geológicos, tecnológicos y económicos que presentan los campos maduros, los contratistas de la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno han tenido que enfrentar complicaciones sociales y ambientales, que en algunos casos pueden ser igual o más difíciles de anticipar que los primeros.

La Ronda 1.3 fue la primera convocatoria en campos terrestres del territorio Nacional y ha sido un proceso de aprendizaje para todos los involucrados. Si bien, la implementación de las actividades de la primera etapa de los contratos no se ha llevado a cabo de acuerdo a lo programado se empiezan a materializar los resultados de la licitación.

8. Conclusiones

Ante la ausencia de grandes descubrimientos que permitan revertir el desplome de la producción de México, los Campos Maduros se presentan como el motor principal para garantizar la seguridad energética del país.

Más aún, gracias a la Reforma Energética, nuevos actores pueden colaborar con el país y trabajar en equipo para hacer frente a la oportunidad de generación de energía por medio de la exploración y extracción de hidrocarburos. Al mismo tiempo, el presente Informe deja en claro que, ante la dinámica de los procesos licitatorios convocados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se requiere de la evolución de los operadores petroleros para hacerle frente a las nuevas necesidades de la industria energética.

Sin duda, el espíritu de la Tercera Licitación de la Ronda Uno es la revitalización y evaluación de Campos Maduros mediante una adecuada administración de yacimientos y la adquisición de nueva información que resulte en incrementar los factores de recuperación, producción y reservas.

Es de suma importancia realizar una evaluación integral que considere los aspectos técnicos, físicos, sociales, ambientales y económicos de cada Área Contractual, ya que cualquiera de ellos puede cambiar el rumbo del proyecto de desarrollo, razón por la cual se debe contar con un equipo de trabajo multidisciplinario que considere todas las variables al momento de realizar las estimaciones futuras, debido a que, gran parte de los yacimientos maduros que quedan por desarrollarse son de alta complejidad y baja producción.

Los resultados en términos de rentabilidad dependen de decisiones adecuadas, las cuales deben de ser atractivas para todas las partes: Contratistas, Estado y la Sociedad. De otra forma, pueden resultar en el abandono prematuro de los Campos Maduros, lo cual no es deseable para el país. Por lo que, indudablemente, el principal foco de atención para las nuevas compañías operadoras es contar con el capital humano con las competencias y los recursos

necesarios, solo de esta manera se podrán tener verdaderos casos de negocio, ser competitivos y formar grupos de excelencia.

El reto aún continúa, las compañías ganadoras están en proceso de concluir la evaluación de los Campos Maduros de la Tercera Licitación, mediante la toma de nueva información y la aplicación de tecnología, lo cual permitirá definir si continúan o no con el desarrollo de los campos. Para que todos estos esfuerzos tengan un propósito, debe existir una rentabilidad esperada como consecuencia de la evaluación de los campos.

Mucho camino queda por recorrer para los nuevos operadores petroleros y, ciertamente la ruta correcta es mediante la adecuada administración de yacimientos, lo que permitirá optimizar los costos para extender la vida productiva de los Campos Maduros y maximizar su producción, logrando así la rentabilidad petrolera para todos los actores involucrados: Contratistas, Estado y Sociedad.

9. Referencias

1. Diario Oficial de la Federación, (2013). *Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*. Publicado el 20 de diciembre de 2013, México.
2. Diario Oficial de la Federación, (2014): *Ley de Hidrocarburos*. Última reforma publicada el 11 de agosto de 2016, México.
3. Diario Oficial de la Federación, (2014): *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética*. Publicada el 11 de agosto de 2014, México.
4. Diario Oficial de la Federación, (2014): *Reglamento de la Ley de Hidrocarburos*. Publicado el 31 de octubre de 2014, México.
5. Diario Oficial de la Federación, (2014): *Resolución CNH.11.001/14 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite las disposiciones administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos*. Publicada el 28 de noviembre de 2014, México.
6. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015). *Bases de Licitación para la Adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales Terrestres – Tercera convocatoria*. Versión final del 20 de noviembre de 2015, México.
7. Elaboración propia a partir de Referencia [6]
8. Elaboración propia a partir Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015, julio-septiembre). *Gaceta Trimestral*. Número 004, México.
9. Elaboración propia a partir de Referencia [6]
10. Diario Oficial de la Federación (2014). *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. Versión del 11 de agosto de 2014, México.
11. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2017). *Libros Blancos CNH-R01-L03/2015 Tercera licitación de la Ronda 1, para la Adjudicación de 25 Contratos de licencia para la Extracción de Hidrocarburos en Áreas Terrestres*. México.
12. Elaboración propia a partir de Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015). *Calendario CNH-R01-L03/2015*. Recuperado el 5 de septiembre de 2019, desde: <https://rondasmexico.gob.mx/media/1802/r01103-calendario-01.jpg>

13. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015). *Modelo de Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia CNH-R01-L03/2015*. Versión final del 20 de noviembre de 2015, México.
14. Elaboración propia a partir de Referencia [13]
15. Elaboración propia a partir de Referencia [6] y Referencia [13]
16. Referencia [13]
17. Elaboración propia a partir de Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, (2014): *Reforma Energética, Principales Modificaciones al Régimen Fiscal en Materia de Hidrocarburos*. México.
18. Elaboración propia a partir de Referencia [10]
19. Diario Oficial de la Federación (2014). *Acuerdo por el que se establece la Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como para los permisos en la Industria de Hidrocarburos*. México.
20. Rangel Germán, E. (2015). *IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México*.
21. IHS Cambridge Energy Research Associates. (2011). *Mature Oil Fields - Unleashing the Potential*.
22. Palke, M.R. y Rietz, D.C. (2001). SPE 71430 *The Adaptation of Reservoir Simulation Models for Use in Reserves Certification Under Regulatory Guidelines or Reserves Definitions*. New Orleans, Louisiana.
23. Golike, C. (2014). *New Opportunities in Old Fields*. PetroSkills, MHA Petroleum Consultants, Inc.
24. Narváez, A., y Roca, L. (2005). *Reactivation of Mature Fields in Northern Mexico*.
25. Elaboración propia a partir de definiciones de Campos Maduros.
26. Dome Energy (2014). *The Profitability in Mature Field Redevelopment*. Houston, Texas. Recuperado el 10 de septiembre de 2019, desde: <https://www.domeenergy.com/mature-field-redevelopment/>
27. Babadagli. T. (2005). *SPE 93884 Mature Field Development - A review*. Trabajo presentado en la SPE, Madrid, España.

28. Elaboración propia a partir de los datos de producción de petróleo y gas recuperados el 15 de julio de 2019, desde: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
29. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018). *Reporte de Reservas de Hidrocarburos*. Recuperados el 10 de junio de 2019, desde: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-reservas-de-hidrocarburos>
30. Franco Hernández, G. (2018). *Campos Maduros en México*. Comisión Nacional de Hidrocarburos.
31. Elaboración propia a partir de datos de producción y reservas de petróleo y gas recuperados el 20 de julio de 2019, desde: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/> y <https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-reservas-de-hidrocarburos>
32. Elaboración propia.
33. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019): *Reservas de Hidrocarburos en México, Conceptos Fundamentales y Análisis 2018*. México.
34. Montoya Barcenas, R. (2005). *Evaluación Moderna de las Reservas de Hidrocarburos*. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
35. Elaboración propia.
36. Elaboración propia.
37. Yilmaz, O. (2001). *An image volume of data derived from 3-D prestack time migration*. Recuperada desde: https://wiki.seg.org/wiki/Time_structure_maps
38. Andersen M. A., Duncan, B. y McLin, R. (2013). *Los Núcleos en la Evaluación de Formaciones*. Oilfield Review Schlumberger, volumen 25, número 2.
39. Stevens E. (2019). *Petrofísica*. Imagen recuperada de Seminario de Evaluación de Propiedades Petroleras Ciudad de México, México.
40. Elaboración propia.
41. Elaboración propia.
42. Martínez R., (2016): *Aspectos de Explotación Primaria. Imagen recuperada a partir del curso Caracterización Dinámica de Yacimientos Naturalmente Fracturados*. Compañía SPECTRUM, Poza Rica, Veracruz.
43. Meza, M. M. (1987). *Evaluación Práctica de los Mecanismos de Empuje y Volumen Original de Hidrocarburos*. Asociación de Ingenieros Petroleros de México.

44. Thakur, G. C. y Satter, A. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management - A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Books.
45. Fleshman R., y Obren H. (1999). *Artificial Lift for High-Volume Production*. Oilfield Review.
46. Gonzalez J. (2019). *Los Conflictos Sociales en los Proyectos de Hidrocarburo: ¿Una Situación Evitable?* Oil & Gas Magazine. México.
47. Vanclay, F. (2002). *Conceptualizing Social Impacts*. Environmental Impact Assessment Review 22.
48. Doing International (2019). *Taller Introductorio a la Gestión Ambiental en la Industria de los Hidrocarburos*. Imagen recuperada desde: <https://doinginternational.com/cursos/26/detalles>
49. Elaboración propia a partir de Moix M., R. (2014): *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*. Pacific Rubiales Energy.
50. Elaboración propia a partir de Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015, octubre-diciembre). *Gaceta Trimestral* (número 005). México.
51. Elaboración propia a partir de Referencia [11]
52. Elaboración propia a partir de Referencia [11] y Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015). *Fichas Técnicas de Campos*. Recuperados el 12 de mayo de 2015, desde: www.ronda1.gob.mx
53. Elaboración propia a partir de Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015, octubre-diciembre). *Gaceta Trimestral* (número 005). México.
54. Toledo, T.A. (2019). *Evolución de los costos de producción mundiales en la fase de upstream y sus efectos en la renta petrolera, 1990 a 2008*.
55. Energy Information Administration (2019): *Glosario*. Recuperado el 9 de septiembre de 2019, desde: <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=finance>
56. Elaboración propia a partir de Referencia [2], Referencia [10], Referencia [13] y Secretaría de Energía (2018): *Lineamientos que establecen parámetros para determinar la contraprestación por extracción comercial que el asignatario o contratista entregará a los propietarios cuando sus proyectos alcancen la extracción comercial de hidrocarburos*.

57. Elaboración propia a partir de Vielma L., (2016). *Ronda Uno: buen balance pese al entorno energético*. Revista Energía y Debate 2016.
58. Petroleros Mexicanos (2015). *Presentación a Inversionistas*. Recuperada el 11 de septiembre de 2019, desde: https://www.pemex.com/ri/herramientas/Presentaciones%20Archivos/PEMEX%20Presentacion%20Inversionistas_150908.pdf
59. Elaboración propia a partir de Referencia [13].
60. Elaboración propia a partir de Comisión Nacional de Hidrocarburos (2016-2019). *Planes de Evaluación aprobados por la CNH*. Recuperados el día 11 de noviembre de 2019, desde: <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-r01-l03-a12015/>
61. El Economista (2017): *CNH aprueba terminar contrato*. Recuperado el 11 de noviembre de 2019, desde: <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/CNH-aprueba-terminar-contrato-con-Canamex-Energy--20171107-0092.html>
62. Elaboración propia a partir de datos de producción de petróleo y gas por campo recuperados el 11 de noviembre de 2019, desde: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
63. Cortés Vara, A. (2012). *Rejuvenecimiento de Campos Maduros en México*. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.

10. ANEXO 1

ANEXO 1

- En esta sección se presenta la información de reservas, producción acumulada y producción diaria de cada uno de los **campos activos** a enero de 2018 y el análisis propuesto para clasificarlos como Campos Maduros, con base a los dos criterios mencionados en el numeral 5.2 (página 34). En la parte final se presenta un resumen.

N_p : producción acumulada de aceite
 q_o : gasto promedio diario de aceite
 R_{A2P} : reserva original de aceite 2P

G_p : producción acumulada de gas
 q_g : gasto promedio diario de gas
 R_{G2P} : reserva original de gas 2P

#	Campo	Reservas Remanentes 1P		Reservas Remanentes 2P		Reservas Remanentes 3P		Producción Acumulada a ene/18		Producción Diaria ene/2018		Reserva Original 2P (R _{2P})		Años de Prod.	>25 Años	$N_p > 0.5R_{A2P}$ (MMb)	$G_p > 0.5R_{G2P}$ (MMMpc)
		Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	N_p (MMb)	G_p (MMMpc)	q_o (Mbd)	q_g (MMpcd)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)				
1	Abkatún	5.0	5.8	77.3	116.6	135.2	209.5	2,252.9	1,862.6	11.4	14.4	2,330.3	1,979.2	39	✓	✓	✓
2	Acuatempa	1.1	1.1	2.3	2.1	2.3	2.1	30.4	39.1	0.4	0.5	32.7	41.1	59	✓	✓	✓
3	Agave	0.9	5.0	0.9	5.0	0.9	5.0	137.8	1,273.8	0.8	5.9	138.7	1,278.9	42	✓	✓	✓
4	Agua Fría	42.4	97.2	124.6	296.3	148.6	354.3	50.5	128.1	3.6	18.9	175.2	424.4	42	✓		
5	Agua Nacida	5.3	9.6	41.9	130.4	54.3	171.3	1.5	2.0	0.3	0.4	43.4	132.4	41	✓		
6	Aguacate	0.9	0.2	2.9	0.5	6.0	1.0	6.5	1.8	0.74	0.14	9.4	2.3	21		✓	✓
7	Akal	553.0	842.0	1,588.7	1,862.7	2,569.1	2,171.8	12,935.1	9,066.5	55.0	1,026.2	14,523.8	10,929.2	40	✓	✓	✓
8	Álamo San Isidro	0.3	0.3	0.4	0.4	0.8	0.7	73.0	33.2	0.2	0.2	73.4	33.5	59	✓	✓	✓
9	Alazán	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	19.8	10.4	0.1	0.1	19.9	10.5	38	✓	✓	✓
10	Alondra	0.0	7.7	0.0	7.7	0.0	7.7	0.0	158.1	0.0	4.2	0.0	165.8	38	✓		✓
11	Altamira	5.7	0.4	7.3	0.6	14.7	1.4	14.3	17.6	1.2	0.1	21.6	18.2	52	✓	✓	✓
12	Amatitlán	2.0	5.6	24.5	81.3	150.4	504.9	0.2	0.9	0.01	0.00	24.7	82.2	18			
13	Angostura	0.5	0.1	0.5	0.1	0.5	0.1	30.6	4.4	0.5	0.1	31.1	4.6	59	✓	✓	✓
14	Anguilas	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	6.0	0.00	1.11	0.0	8.2	3			✓
15	Anona	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.00	0.30	0.0	0.4	5			✓
16	Antiguo	0.0	1.8	0.0	1.8	0.0	1.8	0.0	19.0	0.00	1.92	0.0	20.8	14			✓
17	Apertura	0.0	1.5	0.0	1.5	0.0	1.5	0.0	325.2	0.00	3.71	0.0	326.7	14			✓
18	Árabe	0.0	2.3	0.0	3.3	0.0	3.3	0.0	17.9	0.00	1.31	0.0	21.1	18			✓
19	Aragón	9.5	6.6	62.5	70.7	94.8	109.7	2.2	1.5	1.1	0.5	64.7	72.2	44	✓		
20	Arcabuz	0.0	36.4	0.0	49.3	0.0	72.1	0.0	646.6	0.0	39.2	0.0	695.9	47	✓		✓
21	Arcos	0.0	35.9	0.0	62.1	0.0	70.6	0.0	688.2	0.0	24.6	0.0	750.3	42	✓		✓
22	Arenque	37.9	98.0	44.6	103.9	44.6	103.9	148.6	419.2	3.7	19.2	193.2	523.1	49	✓	✓	✓
23	Arroyo Prieto	1.5	1.3	1.7	1.5	1.9	1.7	3.4	3.6	0.9	0.6	5.1	5.1	29	✓	✓	✓
24	Artesa	1.1	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	58.7	99.5	2.5	2.6	59.8	100.5	42	✓	✓	✓
25	Artimón	0.0	6.3	0.0	12.1	0.0	20.1	0.0	1.9	0.00	0.65	0.0	14.0	10			
26	Aventurero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.00	0.08	0.0	0.9	14			✓
27	Axón	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	3.4	0.00	0.59	0.0	4.5	11			✓
28	Ayapa	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	7.2	4.0	0.1	0.0	7.7	4.4	41	✓	✓	✓

29	Ayatsil	610.1	69.6	1,041.5	119.9	1,350.7	156.0	22.3	2.5	37.91	4.27	1,063.8	122.5	4			
30	Ayocote	8.6	6.6	9.9	7.9	9.9	7.9	12.1	10.8	7.69	6.59	22.0	18.8	5		✓	✓
31	Azor	0.0	1.4	0.0	1.4	0.0	1.4	0.0	28.5	0.00	1.27	0.0	29.9	21			✓
32	Azúcar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.00	0.06	0.0	2.1	24			✓
33	Bacab	8.6	2.5	54.4	19.3	74.5	25.6	70.0	19.5	6.6	1.6	124.4	38.7	28	✓	✓	✓
34	Bacal	1.7	2.6	1.8	3.0	1.8	3.0	109.8	154.3	0.6	1.3	111.6	157.3	42	✓	✓	✓
35	Bagre	2.9	6.1	10.2	22.4	10.2	22.4	75.1	105.5	1.6	3.6	85.3	127.9	45	✓	✓	✓
36	Balam	107.7	31.4	298.8	87.1	298.8	87.1	138.4	32.2	19.1	5.5	437.2	119.2	26	✓		
37	Barajas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	0.00	0.05	0.0	4.1	8			✓
38	Barcodón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.8	9.6	0.1	0.1	14.8	9.6	58	✓	✓	✓
39	Barunda	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.00	0.41	0.0	1.7	8			✓
40	Batab	6.2	4.8	6.2	4.8	6.2	4.8	49.3	51.1	0.7	0.6	55.5	55.9	32	✓	✓	✓
41	Bato	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.00	0.79	0.0	1.0	5			✓
42	Bayo	0.0	4.5	0.0	6.2	0.0	7.8	0.0	29.7	0.00	2.45	0.0	35.9	14			✓
43	Bedel	9.5	10.3	17.9	12.9	22.5	14.2	4.2	1.7	3.49	2.12	22.0	14.5	7			
44	Bellota	10.9	49.1	10.9	49.1	13.8	55.2	188.5	382.7	3.5	3.7	199.4	431.8	37	✓	✓	✓
45	Benavides	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.0	0.0	7.7	0.0	117.0	47	✓		✓
46	Blasillo	5.0	19.5	5.3	20.6	5.3	20.6	69.5	147.6	1.8	6.2	74.7	168.2	53	✓	✓	✓
47	Bocaxa	0.0	4.1	0.0	7.0	0.0	7.0	0.0	5.6	0.00	1.74	0.0	12.6	7			
48	Bolontikú	11.5	29.9	11.5	29.9	11.5	29.9	170.5	297.8	11.29	31.16	182.0	327.7	15		✓	✓
49	Bonanza	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	1.3	0.0	10.4	0.00	1.12	0.0	10.8	12			✓
50	Bragado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.00	0.08	0.0	1.1	6			✓
51	Bricol	4.4	5.3	7.8	10.7	13.0	17.2	26.5	37.0	4.38	5.67	34.3	47.8	10		✓	✓
52	Brillante	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4	8.5	6.7	1.09	1.07	8.8	7.0	8		✓	✓
53	Buena Suerte	0.0	0.3	0.0	0.3	0.0	0.3	0.0	73.5	0.0	0.4	0.0	73.8	39	✓		✓
54	Caan	3.0	11.8	3.0	11.8	3.0	11.8	909.1	1,845.5	6.0	24.1	912.1	1,857.3	34	✓	✓	✓
55	Cabeza	0.0	8.3	0.0	12.7	0.0	26.5	0.0	41.6	0.0	2.9	0.0	54.3	46	✓		✓
56	Cacahuatengo	1.4	1.7	20.8	35.2	54.6	93.7	0.1	0.2	0.04	0.03	20.9	35.4	12			
57	Cacalilao	14.0	2.0	17.1	2.4	18.8	2.6	341.7	976.4	1.5	0.4	358.8	978.8	52	✓	✓	✓
58	Cactus	2.7	4.7	2.8	4.7	2.8	4.7	341.0	672.3	3.8	10.2	343.8	677.0	47	✓	✓	✓
59	Cafeto	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	12.3	0.03	0.32	1.6	12.3	17		✓	✓
60	Calabaza	0.0	14.9	0.0	15.6	0.0	16.4	0.0	24.0	0.00	2.65	0.0	39.6	21			✓
61	Cali	0.0	19.6	0.0	24.3	0.0	27.1	0.0	61.8	0.00	8.28	0.0	86.1	10			✓
62	Calibrador	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.2	0.00	3.22	0.0	34.2	11			✓
63	Cañón	0.0	12.5	0.0	14.3	0.0	18.1	0.1	144.7	0.0	6.4	0.1	158.9	46	✓	✓	✓
64	Caparroso-Pijije-Escuintle	8.8	28.2	8.8	28.2	8.8	28.2	234.4	658.9	7.8	22.4	243.3	687.2	37	✓	✓	✓
65	Caravana	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	1.0	0.0	6.0	0.00	0.36	0.0	6.1	14			✓
66	Cárdenas	14.4	89.1	22.2	122.0	22.9	123.8	464.8	942.3	4.2	14.1	487.0	1,064.3	39	✓	✓	✓
67	Carlos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.3	0.0	1.1	0.0	25.3	29	✓		✓
68	Carpa	0.5	0.1	0.5	0.1	0.5	0.1	12.0	2.3	0.83	0.09	12.6	2.3	13		✓	✓
69	Carretas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	62.3	0.0	1.6	0.0	62.3	50	✓		✓
70	Casta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.00	0.22	0.0	2.2	15			✓
71	Castarrical	3.2	3.0	3.2	3.0	3.2	3.0	43.6	49.3	0.3	0.4	46.8	52.3	52	✓	✓	✓
72	Catarrín	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	11.3	0.0	0.2	0.0	11.4	37	✓		✓

73	Cauchy	0.0	56.6	0.0	56.6	0.0	56.6	0.0	443.5	0.00	68.00	0.0	500.0	10			✓
74	Caudaloso	0.0	1.2	0.0	3.0	0.0	9.3	0.0	57.3	0.00	2.54	0.0	60.3	18			✓
75	Centurión	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.01	0.02	0.2	0.1	20		✓	✓
76	Cerro del Carbón	0.3	0.6	1.0	2.3	1.5	3.4	8.1	11.5	0.1	0.2	9.1	13.8	54	✓	✓	✓
77	Cerro Nanchital	0.4	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	22.1	3.6	0.3	0.0	22.5	3.7	31	✓	✓	✓
78	Cerro Viejo	0.5	0.4	0.8	0.6	1.1	0.9	26.6	13.8	0.2	0.2	27.4	14.4	31	✓	✓	✓
79	Chac	4.7	2.0	4.7	2.0	9.7	4.1	209.1	88.8	8.0	3.3	213.8	90.8	28	✓	✓	✓
80	Chalupa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	0.00	0.14	0.0	4.2	15			✓
81	Chapul	0.0	10.5	0.0	16.5	0.0	31.4	0.0	53.7	0.00	7.46	0.0	70.1	17			✓
82	Ché	0.6	8.0	0.6	8.0	0.6	8.0	1.6	20.0	0.00	6.01	2.2	28.0	8		✓	✓
83	Chiapas-Copanó	2.3	7.7	2.3	7.7	2.3	7.7	143.6	1,401.2	0.0	4.6	145.9	1,408.8	41	✓	✓	✓
84	Chichimantla	0.1	0.0	0.2	0.2	0.5	0.5	6.0	2.6	0.1	0.0	6.2	2.8	59	✓	✓	✓
85	Chiconcoa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.01	0.00	0.1	0.1	25		✓	✓
86	Chilapilla	0.0	2.9	0.0	6.2	0.0	6.2	0.0	1,338.6	0.0	4.7	0.0	1,344.8	58	✓		✓
87	Chinchorro	12.9	60.4	12.9	60.4	12.9	60.4	85.1	96.3	3.6	12.3	98.0	156.7	28	✓	✓	✓
88	Chipilín	0.6	1.7	0.6	1.7	0.6	1.7	23.9	41.4	0.6	2.0	24.5	43.1	31	✓	✓	✓
89	Chocol	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.75	0.50	0.0	0.0	2			
90	Chuc	19.6	22.6	19.6	22.6	28.7	24.4	1,000.9	1,121.3	17.6	22.1	1,020.5	1,143.9	37	✓	✓	✓
91	Chuhuk	2.3	3.0	2.3	3.0	2.3	3.0	32.9	41.2	4.91	7.03	35.2	44.2	6		✓	✓
92	Cinco Presidentes	11.7	17.7	15.2	25.3	16.0	26.0	330.0	457.7	4.6	5.5	345.2	483.0	56	✓	✓	✓
93	Coapechaca	49.6	91.4	108.5	228.4	135.1	290.1	34.5	64.4	5.8	13.1	143.0	292.7	48	✓		✓
94	Cobo	0.0	11.1	0.0	19.2	0.0	19.2	0.0	108.6	0.0	5.7	0.0	127.9	33	✓		✓
95	Cocuite	0.0	0.8	0.0	0.8	0.0	0.8	0.0	257.5	0.0	1.8	0.0	258.3	36	✓		✓
96	Comitas	0.0	27.5	0.0	50.5	0.0	72.7	0.0	221.3	0.0	23.2	0.0	271.7	54	✓		✓
97	Comoapa	1.6	1.9	1.6	1.9	3.5	3.4	45.1	97.2	1.4	2.0	46.7	99.1	40	✓	✓	✓
98	Copal	0.1	0.0	0.5	0.2	0.5	0.2	4.2	2.8	0.2	0.0	4.7	2.9	52	✓	✓	✓
99	Cópite	0.0	2.9	0.0	2.9	0.0	2.9	3.3	404.4	0.0	3.9	3.3	407.3	41	✓	✓	✓
100	Corcovado	3.8	0.4	4.5	0.4	5.0	0.5	35.5	64.8	0.5	0.1	39.9	65.2	48	✓	✓	✓
101	Corindón	0.0	19.3	0.0	34.8	0.0	49.5	0.0	324.4	0.0	12.9	0.0	359.2	43	✓		✓
102	Corralillo	79.1	123.3	257.3	394.6	384.8	588.6	24.8	72.9	3.6	15.0	282.1	467.5	44	✓		
103	Costero	5.7	122.7	8.2	132.7	8.2	132.7	58.7	514.1	3.84	68.68	66.9	646.8	13		✓	✓
104	Cougar	0.0	2.6	0.0	2.6	0.0	2.6	0.0	46.5	0.00	4.08	0.0	49.2	10			✓
105	Coyol	5.6	11.7	62.1	180.9	199.2	592.4	2.9	6.1	0.8	1.9	64.9	187.0	32	✓		
106	Coyotes	22.5	36.9	97.1	198.6	155.7	325.4	12.4	20.6	0.8	1.2	109.5	219.2	41	✓		
107	Coyula	6.1	11.3	47.9	136.5	62.3	179.8	3.9	8.5	0.4	1.4	51.8	145.0	29	✓		
108	Cráter	0.2	1.9	0.2	1.9	0.2	1.9	11.0	87.0	0.00	2.41	11.2	88.9	12		✓	✓
109	Cuatro Milpas	0.0	12.3	0.0	17.0	0.0	19.9	0.0	160.2	0.0	13.2	0.0	177.2	49	✓		✓
110	Cucaña	0.0	5.6	0.0	9.0	0.0	10.2	0.0	3.4	0.00	0.56	0.0	12.4	10			
111	Cuervito	0.0	95.6	0.0	145.0	0.0	174.8	0.0	206.8	0.0	21.6	0.0	351.8	52	✓		✓
112	Cuichapa Poniente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	160.0	314.7	2.0	1.2	160.0	314.7	59	✓	✓	✓
113	Cuitláhuac	0.0	85.7	0.0	163.0	0.0	206.1	0.3	807.4	0.0	51.5	0.3	970.4	46	✓	✓	✓
114	Culebra	0.0	36.3	0.0	41.6	0.0	47.7	0.0	1,428.0	0.0	43.5	0.0	1,469.6	55	✓		✓
115	Cunduacán	10.0	30.9	10.0	30.9	10.0	30.9	579.0	951.9	2.8	61.2	588.9	982.9	45	✓	✓	✓
116	Cupache	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0	0.8	0.9	2.7	0.11	0.09	1.9	3.5	9			✓
117	Dragón	0.0	2.1	0.0	4.5	0.0	11.8	0.0	22.2	0.00	1.71	0.0	26.7	16			✓

118	Dulce	0.0	1.4	0.0	1.4	0.0	1.4	0.0	4.9	0.00	2.31	0.0	6.3	9			✓
119	Duna	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.2	0.0	2.7	0.0	37.2	32	✓		✓
120	Ébano Chapacao	35.9	3.2	41.2	3.8	51.2	4.9	215.5	280.1	7.5	0.7	256.7	283.9	52	✓	✓	✓
121	Ecatl	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	0.00	0.86	0.0	12.4	12			✓
122	Eclipse	0.0	0.8	0.0	1.8	0.0	2.4	0.0	10.3	0.00	0.76	0.0	12.1	17			✓
123	Edén-Jolote	10.2	30.0	14.8	38.9	18.8	46.7	212.1	368.6	1.4	7.9	227.0	407.5	36	✓	✓	✓
124	Ek	80.0	11.8	162.9	25.8	162.9	25.8	166.3	15.5	15.0	0.9	329.2	41.2	25	✓	✓	
125	El Golpe	5.3	6.0	5.3	6.0	5.3	6.0	97.8	103.3	0.7	2.0	103.1	109.3	53	✓	✓	✓
126	Eltreinta	16.0	19.1	22.3	91.4	22.8	111.2	4.7	8.9	5.24	9.90	26.9	100.3	6			
127	Emergente	0.0	0.1	0.0	13.7	0.0	13.7	0.0	1.2	0.00	0.23	0.0	15.0	8			
128	Emú	0.0	2.8	0.0	4.0	0.0	7.3	0.0	54.3	0.0	3.4	0.0	58.3	27	✓		✓
129	Enlace	0.0	1.3	0.0	1.3	0.0	1.3	0.0	74.2	0.00	2.34	0.0	75.4	17			✓
130	Escobal	17.3	37.3	49.8	123.2	62.3	156.4	8.7	20.6	0.9	3.7	58.5	143.8	32	✓		
131	Espejo	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	7.6	0.00	0.65	0.0	7.7	10			✓
132	Étkal	3.0	83.9	3.0	83.9	3.0	83.9	1.5	26.9	0.00	9.87	4.5	110.8	6			
133	Explorador	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.7	0.0	2.8	0.00	0.07	0.0	3.5	13			✓
134	Ezequiel Ordóñez	0.3	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	66.0	43.0	0.4	0.3	66.3	43.3	59	✓	✓	✓
135	Filadelfia	0.0	0.9	0.0	0.9	0.0	0.9	0.0	3.1	0.00	1.05	0.0	3.9	11			✓
136	Fitón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	0.00	0.13	0.0	1.5	11			✓
137	Forastero	0.0	4.4	0.0	4.4	0.0	4.4	0.0	149.3	0.00	5.07	0.0	153.8	12			✓
138	Forcado	0.0	4.4	0.0	9.9	0.0	15.4	0.0	2.0	0.00	0.77	0.0	11.9	6			
139	Fósil	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	0.00	0.25	0.0	2.9	11			✓
140	Fronterizo	0.0	13.2	0.0	17.8	0.0	18.7	0.0	45.8	0.0	5.5	0.0	63.6	46	✓		✓
141	Fundador	0.0	21.5	0.0	29.3	0.0	31.6	0.0	241.2	0.00	23.50	0.0	270.5	17			✓
142	Furbero	10.5	20.0	36.4	93.9	114.8	317.5	11.7	30.7	1.6	8.1	48.1	124.6	30	✓		
143	Galia	0.0	0.3	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	8.0	0.00	0.57	0.0	8.6	17			✓
144	Gallo	5.6	16.2	60.0	204.7	74.5	255.3	0.3	0.6	0.03	0.13	60.2	205.3	19			
145	Garufa	0.0	4.5	0.0	6.4	0.0	9.0	0.0	8.5	0.00	0.50	0.0	14.9	15			✓
146	Gasífero	11.8	77.2	16.0	95.6	16.0	104.2	10.6	87.8	5.68	71.42	26.6	183.4	7			
147	Gaucha	0.3	0.4	1.8	5.1	2.6	7.2	9.2	44.3	0.09	0.18	11.0	49.5	21		✓	✓
148	Géminis	0.0	22.0	0.0	34.4	0.0	36.2	0.0	100.3	0.0	6.5	0.0	134.7	39	✓		✓
149	General	0.0	1.1	0.0	2.5	0.0	3.8	0.0	40.1	0.00	2.27	0.0	42.6	17			✓
150	Gigante	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	31.1	0.0	0.8	0.0	31.4	39	✓		✓
151	Giraldas	2.1	133.7	2.3	139.7	2.3	139.7	175.1	1,999.9	0.0	30.9	177.3	2,139.6	41	✓	✓	✓
152	Granaditas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	0.00	0.57	0.0	8.8	13			✓
153	Grande	0.0	2.3	0.0	2.3	0.0	2.3	0.0	3.8	0.00	1.16	0.0	6.1	9			✓
154	Guaricho	9.0	10.1	9.0	10.1	10.5	11.3	43.1	37.2	3.19	3.95	52.1	47.3	16		✓	✓
155	Habano	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	3.6	0.00	1.01	0.0	3.9	6			✓
156	Hallazgo	0.4	0.8	0.4	0.8	0.4	0.8	93.0	95.8	0.5	0.7	93.4	96.7	58	✓	✓	✓
157	Hidalgo	0.0	0.5	0.0	0.5	0.0	1.9	0.0	0.9	0.00	0.03	0.0	1.3	10			✓
158	Homol	41.6	67.3	50.9	132.5	50.9	132.5	134.9	160.1	43.74	49.52	185.8	292.6	12		✓	✓
159	Horcón	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	4.0	2.3	0.1	0.2	4.1	2.5	59	✓	✓	✓
160	Horcones	8.6	11.4	30.4	50.6	123.5	218.1	3.3	4.3	0.1	0.1	33.7	54.9	42	✓		
161	Hormiguero	0.0	8.0	0.0	14.7	0.0	14.7	0.0	793.8	0.00	2.07	0.0	808.5	0			✓
162	Huatempo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.4	0.0	0.9	0.0	6.4	25	✓		✓

163	Huizache	0.0	1.5	0.0	1.5	0.0	1.5	0.0	24.9	0.00	0.72	0.0	26.4	0			✓
164	Huizotate	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	0.02	0.03	0.3	0.6	22		✓	✓
165	Humapa	23.5	42.7	110.0	302.2	210.9	604.9	8.7	18.0	1.19	2.95	118.8	320.3	15			
166	Integral	0.0	3.2	0.0	8.9	0.0	10.5	0.0	5.4	0.00	0.70	0.0	14.3	9			
167	Iride	22.8	94.8	30.6	95.9	32.5	96.9	508.4	986.4	5.6	88.4	539.0	1,082.4	45	✓	✓	✓
168	Ita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	0.00	0.09	0.0	23.0	12			✓
169	Ixtal	23.8	34.6	42.0	37.4	42.0	37.4	314.0	638.7	18.05	33.87	356.0	676.0	14		✓	✓
170	Ixtoc	14.4	14.5	14.4	14.5	14.4	14.5	146.8	153.5	14.7	14.5	161.2	168.0	34	✓	✓	✓
171	Jabalina	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.00	0.09	0.0	1.0	18			✓
172	Jacinto	4.1	18.6	5.6	21.7	18.1	29.1	70.7	272.0	0.8	4.1	76.4	293.7	34	✓	✓	✓
173	Jaujal	0.0	2.4	0.0	2.4	0.0	2.4	0.0	56.1	0.0	2.8	0.0	58.5	43	✓		✓
174	Jiliapa	0.5	0.5	2.4	2.0	3.2	2.9	40.9	46.6	0.6	0.7	43.2	48.6	59	✓	✓	✓
175	José Colomo	0.0	2.8	0.1	12.5	0.1	12.5	4.6	2,608.6	0.1	7.4	4.7	2,621.1	59	✓	✓	✓
176	Juan Felipe	0.6	0.3	0.8	0.5	1.2	0.7	14.7	8.1	0.3	0.2	15.5	8.5	31	✓	✓	✓
177	Jujo-Tecominoacán	75.2	476.7	75.2	476.7	75.2	476.7	1,185.8	1,546.1	9.5	59.2	1,261.0	2,022.8	39	✓	✓	✓
178	Juspi	0.3	2.9	0.3	2.9	0.3	2.9	11.6	73.3	0.0	0.8	12.0	76.2	28	✓	✓	✓
179	Kab	37.6	54.5	49.0	71.5	94.5	138.5	55.1	78.8	11.98	16.12	104.1	150.2	12		✓	✓
180	Kabuki	0.0	3.2	0.0	5.0	0.0	16.8	0.0	61.3	0.00	3.35	0.0	66.3	9			✓
181	Kambesah	31.9	20.0	31.9	20.0	31.9	20.0	45.4	20.9	20.02	9.14	77.3	41.0	6		✓	✓
182	Kanaab	6.9	7.0	6.9	7.0	7.6	26.2	29.9	24.4	4.62	4.08	36.8	31.4	22		✓	✓
183	Kax	17.9	39.7	17.9	39.7	17.9	39.7	87.6	168.9	16.62	20.17	105.5	208.6	24		✓	✓
184	Kriptón	0.0	5.4	0.0	7.9	0.0	8.7	0.0	52.8	0.00	3.24	0.0	60.6	18			✓
185	Ku	185.2	181.8	290.0	246.8	365.6	289.2	2,797.7	1,751.6	89.6	265.2	3,087.7	1,998.4	38	✓	✓	✓
186	Kuil	22.3	34.4	22.3	34.4	22.3	34.4	74.5	109.3	21.01	34.52	96.9	143.7	7		✓	✓
187	Kutz	2.5	1.1	2.5	1.1	2.5	1.1	56.5	25.4	1.58	0.68	59.0	26.5	18		✓	✓
188	Lacamango	2.6	2.4	3.0	2.7	3.0	2.7	32.4	52.6	1.0	0.9	35.3	55.3	44	✓	✓	✓
189	Lankahuasa	0.0	12.0	0.0	12.0	0.0	87.7	0.0	153.9	0.00	14.15	0.0	165.8	13			✓
190	Limón	0.5	0.0	0.6	0.0	2.3	0.2	16.3	25.0	0.1	0.0	16.9	25.0	59	✓	✓	✓
191	Lizamba	0.0	8.4	0.0	8.4	0.0	8.4	0.0	613.4	0.00	13.45	0.0	621.7	18			✓
192	Lobo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	0.0	0.3	0.0	9.0	47	✓		✓
193	Lomitas	0.0	4.6	0.0	6.4	0.0	6.9	0.0	111.6	0.0	5.1	0.0	118.0	55	✓	✓	✓
194	Los Soldados	8.7	32.8	8.7	32.8	9.0	33.7	43.2	114.0	32.8	5.9	51.8	146.7	59	✓	✓	✓
195	Lum	20.6	4.3	43.7	9.3	93.8	20.1	13.6	1.5	4.96	0.79	57.3	10.8	10			
196	Luna-Palapa	0.7	4.4	0.7	4.4	0.7	4.4	128.8	722.7	1.1	8.4	129.5	727.1	31	✓	✓	✓
197	Madrefil	15.2	24.0	20.3	31.4	39.7	56.9	37.9	58.0	11.76	17.61	58.2	89.3	10		✓	✓
198	Magallanes-Tucán-Pajonal	5.8	10.4	23.3	33.1	28.1	38.7	194.0	219.0	2.5	7.7	217.3	252.1	59	✓	✓	✓
199	Maloob	1,200.6	628.0	1,218.8	651.0	1,356.2	711.2	1,319.8	478.8	442.1	150.5	2,538.6	1,129.8	31	✓	✓	
200	Malva	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	26.6	0.12	0.55	2.9	26.6	14		✓	✓
201	Mandarín	0.0	4.7	0.0	8.4	0.0	8.4	0.0	0.0	0.00	0.02	0.0	8.6	4			
202	Manik	11.0	5.4	11.0	5.4	11.0	5.4	22.3	29.0	4.68	2.46	33.3	34.4	12		✓	✓
203	Mareógrafo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.0	0.00	4.81	0.0	48.0	11			✓
204	Marsopa	3.5	1.0	6.9	1.9	6.9	1.9	19.2	6.4	0.2	0.0	26.2	8.2	43	✓	✓	✓
205	Master	0.0	11.5	0.0	11.5	0.0	19.5	0.0	13.9	0.00	1.94	0.0	25.4	6			✓
206	Mata Pionche	0.0	3.7	0.0	3.7	0.0	3.7	33.4	211.6	0.0	4.1	33.4	215.4	45	✓	✓	✓

207	May	11.9	95.6	11.9	95.6	11.9	95.6	147.6	941.7	0.00	114.62	159.5	1,037.2	14		✓	✓
208	Mecayucan	0.0	3.7	0.0	3.7	0.0	3.7	4.1	217.4	0.0	5.0	4.1	221.1	42	✓	✓	✓
209	Merced	0.0	3.0	0.0	3.0	0.0	3.0	0.0	104.2	0.0	3.1	0.0	107.1	32	✓		✓
210	Mesa Cerrada	0.1	0.1	0.3	0.3	0.7	0.5	13.7	5.6	0.1	0.1	14.0	5.8	59	✓	✓	✓
211	Miahuapán	0.6	0.6	24.6	38.2	94.2	146.8	0.1	0.0	0.04	0.02	24.7	38.2	4			
212	Miquetla	17.6	41.5	135.6	419.0	234.0	733.8	13.3	26.5	1.3	3.2	148.9	445.5	59	✓		
213	Miralejos	0.0	1.2	0.0	1.2	0.0	1.2	3.0	92.3	0.0	1.2	3.0	93.4	40	✓	✓	✓
214	Misión	0.0	7.2	0.0	35.9	0.0	46.3	2.0	116.7	0.0	3.1	2.0	152.6	59	✓	✓	✓
215	Mojarreñas	0.0	3.8	0.0	5.4	0.0	14.0	0.0	166.4	0.0	5.9	0.0	171.8	50	✓		✓
216	Monclova	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	172.6	0.0	0.7	0.0	173.2	40	✓		✓
217	Monterrey	0.0	2.8	0.0	4.0	0.0	5.3	12.5	301.7	0.0	3.9	12.5	305.6	59	✓	✓	✓
218	Mora	9.7	34.0	9.7	34.0	9.7	34.0	138.4	230.1	1.3	3.6	148.1	264.1	38	✓	✓	✓
219	Moralillo	0.4	0.5	0.9	0.9	1.2	1.1	20.3	14.1	0.3	0.3	21.2	15.0	38	✓	✓	✓
220	Mozutla	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.8	9.6	4.4	0.1	0.2	10.2	5.1	58	✓	✓	✓
221	Mundo Nuevo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.7	323.2	0.2	3.9	34.7	323.2	41	✓	✓	✓
222	Murex	0.0	17.5	0.0	27.7	0.0	35.1	0.0	27.6	0.00	3.92	0.0	55.3	10			✓
223	Muro	0.2	0.1	0.5	0.3	0.5	0.3	23.2	8.0	0.2	0.1	23.7	8.3	53	✓	✓	✓
224	Muspac	0.6	8.7	0.6	8.7	0.6	8.7	77.5	1,532.1	0.0	7.1	78.1	1,540.8	35	✓	✓	✓
225	Narváez	0.0	8.5	0.0	8.5	0.0	8.5	0.0	221.3	0.00	13.81	0.0	229.7	13			✓
226	Nejo	0.0	112.0	0.0	246.4	0.0	301.6	6.9	538.2	0.00	123.32	6.9	784.6	12		✓	✓
227	Nelash	3.5	9.1	4.4	11.2	5.4	13.4	3.6	8.5	0.27	0.89	8.0	19.8	10			✓
228	Nispero	4.5	7.5	8.3	15.0	8.3	15.0	156.0	254.1	0.9	1.2	164.2	269.0	45	✓	✓	✓
229	Nohoch	11.3	4.3	11.3	4.3	11.3	4.3	642.0	283.4	5.8	2.1	653.4	287.7	40	✓	✓	✓
230	Nuevo Progreso	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	0.4	10.0	14.4	0.2	0.2	10.3	14.8	58	✓	✓	✓
231	Numerador	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	2.8	0.00	0.23	0.0	2.9	16			✓
232	Oasis	0.0	0.6	0.0	1.2	0.0	3.1	0.0	100.6	0.0	1.5	0.0	101.8	44	✓		✓
233	Obertura	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	10.6	0.00	0.87	0.0	11.2	10			✓
234	Och	8.4	18.7	8.4	18.7	28.1	57.7	133.0	270.4	9.83	18.02	141.3	289.1	25		✓	✓
235	Ocotepec	0.2	0.1	0.9	0.4	1.4	0.5	20.3	8.5	0.2	0.1	21.2	8.8	59	✓	✓	✓
236	Ogarrio	21.1	50.4	22.0	52.0	30.9	59.8	223.3	409.3	6.3	20.7	245.3	461.3	59	✓	✓	✓
237	Onel	117.0	392.6	125.9	411.0	125.9	411.0	70.7	99.5	49.76	69.80	196.6	510.5	6			
238	Oporto	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.00	0.11	0.0	0.5	6			✓
239	Organdí	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.00	0.20	0.0	0.3	4			✓
240	Orozco	0.0	0.2	0.0	5.7	0.0	10.9	0.0	28.4	0.0	0.4	0.0	34.1	41	✓		✓
241	Otates	1.5	2.7	2.1	3.8	2.3	4.0	41.7	91.8	0.9	2.8	43.8	95.6	53	✓	✓	✓
242	Oveja	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	36.6	0.00	1.20	0.0	36.8	20			✓
243	Oxiacaque	7.1	27.9	7.1	27.9	7.1	27.9	176.8	578.1	1.1	14.3	183.9	606.0	42	✓	✓	✓
244	Paché	2.2	4.1	6.8	13.2	6.8	13.2	8.1	18.4	1.35	2.39	15.0	31.6	11		✓	✓
245	Paje	0.0	5.1	0.0	7.6	0.0	10.1	0.0	0.7	0.00	0.27	0.0	8.3	6			
246	Palangre	1.4	3.4	1.4	3.4	1.4	3.4	11.7	14.1	0.30	0.99	13.1	17.5	25		✓	✓
247	Palearcos	0.0	3.3	0.0	3.3	0.0	7.4	0.0	10.4	0.00	2.01	0.0	13.7	14			✓
248	Palmito	0.0	26.6	0.0	35.9	0.0	57.3	0.0	129.3	0.0	22.0	0.0	165.2	46	✓		✓
249	Palo Blanco	9.8	10.6	98.0	275.3	122.9	350.0	0.5	1.0	0.1	0.1	98.5	276.3	42	✓		
250	Pame	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	0.00	0.83	0.0	6.0	15			✓
251	Pamorana	0.0	16.9	0.0	27.6	0.0	41.4	0.0	29.2	0.0	1.6	0.0	56.8	48	✓		✓

252	Pandura	0.0	7.6	0.0	12.6	0.0	15.2	0.0	193.6	0.0	4.0	0.0	206.2	44	✓		✓
253	Pánuco	10.8	2.6	13.5	2.9	17.9	3.4	369.4	1,068.1	0.9	0.9	382.9	1,071.0	59	✓	✓	✓
254	Papán	0.0	17.9	0.0	17.9	0.0	17.9	0.0	466.9	0.00	22.48	0.0	484.9	12			✓
255	Papantla	0.3	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	5.9	11.1	0.1	0.1	6.2	11.3	53	✓	✓	✓
256	Paredón	8.7	27.7	13.6	40.0	18.4	52.0	191.3	527.8	1.3	6.3	205.0	567.9	41	✓	✓	✓
257	Pareto	4.1	15.7	4.1	15.7	9.1	28.2	13.1	32.8	1.34	6.02	17.2	48.6	8		✓	✓
258	Pascualito	0.0	0.4	0.0	0.7	0.0	1.0	0.0	74.4	0.0	1.1	0.0	75.1	50	✓		✓
259	Patlache	0.0	1.0	0.0	4.0	0.0	4.0	0.0	10.4	0.00	1.82	0.0	14.3	13			✓
260	Patriota	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2	0.00	0.52	0.0	3.2	16			✓
261	Peña Blanca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.7	0.0	5.5	0.0	114.7	46	✓		✓
262	Percutor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.97	0.0	0.0	5			
263	Perdiz	1.6	3.8	2.8	4.2	3.6	5.0	9.9	8.4	1.10	2.68	12.6	12.6	15		✓	✓
264	Pesero	0.0	1.4	0.0	1.8	0.0	1.8	0.0	0.3	0.00	0.15	0.0	2.1	5			
265	Picadillo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.0	1.4	0.0	34.1	49	✓		✓
266	Pípila	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.4	0.00	0.58	0.0	23.4	22			✓
267	Pirata	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.00	0.11	0.0	0.3	9			✓
268	Pirineo	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	15.4	0.00	0.22	0.0	15.5	10			✓
269	Pital y Mozutla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.9	0.0	0.0	1.4	0.9	49	✓	✓	✓
270	Platanal	5.4	14.5	5.4	14.5	5.4	14.5	24.4	42.7	0.7	2.4	29.8	57.2	36	✓	✓	✓
271	Pol	2.6	3.6	2.6	3.6	2.6	3.6	953.6	907.5	4.5	5.7	956.2	911.1	38	✓	✓	✓
272	Potrero del Llano Horcones	0.5	0.3	0.5	0.3	1.1	0.7	119.8	64.4	0.2	0.1	120.3	64.7	48	✓	✓	✓
273	Poza Rica	31.3	34.7	67.5	71.2	121.1	126.0	1,433.9	1,934.7	7.2	8.6	1,501.4	2,005.9	59	✓	✓	✓
274	Presa	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	18.7	0.0	0.7	0.0	19.0	45	✓		✓
275	Presidente Alemán	27.0	64.2	184.4	536.2	265.4	779.5	36.3	83.8	3.1	9.4	220.6	620.0	59	✓		✓
276	Presidente Alemán PR	0.5	0.4	0.6	0.5	0.7	0.5	0.0	0.0	0.07	0.16	0.6	0.5	2			
277	Primavera	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0	0.0	0.4	0.0	16.0	47	✓		✓
278	Puerto Ceiba	27.0	15.7	29.8	16.5	39.0	22.2	210.8	145.7	6.5	4.4	240.6	162.3	34	✓	✓	✓
279	Quitrín	0.0	2.7	0.0	3.6	0.0	3.6	0.0	32.3	0.0	0.6	0.0	35.8	41	✓		✓
280	Rabasa	16.7	25.4	18.6	28.2	19.2	28.9	45.2	55.9	11.46	21.60	63.8	84.1	11		✓	✓
281	Rabel	0.0	4.7	0.0	4.7	0.0	4.7	0.0	33.9	0.00	4.78	0.0	38.6	7			✓
282	Rancho Nuevo	2.1	0.9	6.6	3.2	6.6	3.2	15.8	5.9	0.5	0.2	22.4	9.1	49	✓	✓	✓
283	Rasha	0.0	1.7	0.0	3.4	0.0	3.4	0.0	8.7	0.00	2.36	0.0	12.1	11			✓
284	Remolino	21.1	41.8	146.2	417.1	321.2	942.0	33.7	48.2	1.6	3.3	179.9	465.3	55	✓		
285	Reno	0.0	0.5	0.0	2.8	0.0	2.8	0.0	8.9	0.0	0.7	0.0	11.7	30	✓		✓
286	Reynosa	0.0	2.0	0.0	2.0	0.0	2.0	3.0	2,310.4	0.0	2.0	3.0	2,312.5	59	✓	✓	✓
287	Riachuelo	0.1	0.1	0.1	0.1	0.8	1.6	3.7	4.0	0.1	0.3	3.8	4.1	43	✓	✓	✓
288	Ricos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.9	0.00	2.26	0.0	18.9	17			✓
289	Rincón Pacheco	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	85.7	0.0	0.7	0.0	86.1	56	✓		✓
290	Río Bravo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.00	0.18	0.0	0.6	18			✓
291	Río Nuevo	0.6	1.4	0.6	1.4	0.6	1.4	87.1	179.7	0.5	1.0	87.7	181.0	42	✓	✓	✓
292	Rodador	7.0	9.9	11.5	12.4	12.0	13.2	48.1	68.9	3.3	4.2	59.6	81.3	47	✓	✓	✓
293	Rosal	0.0	0.3	0.0	0.5	0.0	2.3	0.0	9.0	0.00	1.22	0.0	9.6	11			✓
294	Rusco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	0.00	1.32	0.0	6.6	9			✓
295	Salinas Barco Caracol	0.5	0.1	0.7	0.1	1.3	0.2	17.7	90.3	0.0	2.7	18.4	90.4	52	✓	✓	✓

296	Samaria	80.6	70.8	99.6	75.5	116.2	77.9	1,691.5	2,108.2	23.8	12.1	1,791.2	2,183.7	54	✓	✓	✓
297	San Andrés	3.8	15.3	5.5	19.1	20.5	49.8	395.7	358.0	2.1	8.0	401.2	377.1	59	✓	✓	✓
298	San Bernardo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.9	0.0	2.4	0.0	23.9	46	✓		✓
299	San Diego Chiconcillo	0.1	0.1	0.2	0.1	1.1	0.6	0.9	0.5	0.1	0.1	1.1	0.6	29	✓	✓	✓
300	San Pablo	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	6.3	0.0	56.6	0.0	1.1	0.0	57.7	51	✓		✓
301	San Ramón	9.4	8.8	10.1	9.5	10.4	9.7	112.5	60.1	5.9	4.7	122.6	69.6	52	✓	✓	✓
302	Santa Águeda	1.8	1.2	2.9	2.1	3.1	2.3	125.3	126.2	1.1	2.2	128.2	128.3	59	✓	✓	✓
303	Santa Anita	0.0	55.5	0.0	88.0	0.0	104.8	0.0	263.9	0.0	24.5	0.0	351.9	53	✓		✓
304	Santa Rosalía	0.0	16.5	0.0	23.5	0.0	31.6	0.0	298.8	0.0	14.4	0.0	322.4	51	✓		✓
305	Santuario	95.8	50.9	112.3	59.5	112.3	59.5	64.0	46.2	6.1	4.0	176.3	105.7	51	✓		✓
306	Sen	11.6	39.8	11.6	39.8	11.6	39.8	314.5	862.8	3.5	9.6	326.1	902.5	32	✓	✓	✓
307	Shishito	1.5	1.6	2.2	1.9	2.9	2.3	29.8	27.6	2.26	2.83	32.1	29.5	16		✓	✓
308	Sigma	0.0	4.0	0.0	6.9	0.0	10.8	0.0	105.1	0.00	7.21	0.0	112.1	17			✓
309	Sihil	33.9	13.3	65.4	30.8	76.3	39.0	223.9	93.5	16.81	6.54	289.3	124.3	17		✓	✓
310	Sinán	5.3	24.4	5.3	24.4	39.4	85.8	195.2	459.5	7.34	17.44	200.5	483.9	16		✓	✓
311	Sini	7.7	19.7	7.7	19.7	7.7	19.7	13.3	29.0	9.48	21.32	21.0	48.7	6		✓	✓
312	Sitio Grande	0.3	2.2	0.3	2.2	0.3	2.2	364.8	593.5	0.2	1.3	365.1	595.6	47	✓	✓	✓
313	Socavón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.00	0.26	0.0	1.2	9			✓
314	Soledad	16.2	32.7	62.8	149.9	71.3	171.4	27.1	42.0	0.9	2.9	89.9	192.0	58	✓		
315	Soledad Norte	8.0	27.7	8.8	30.6	8.8	30.6	25.8	39.8	1.0	4.4	34.6	70.3	46	✓	✓	✓
316	Solís Tierra Amarilla	0.7	0.4	0.7	0.4	0.9	0.5	13.7	8.1	0.3	0.2	14.4	8.5	47	✓	✓	✓
317	Sultán	0.0	4.7	0.0	4.7	0.0	7.8	0.0	63.5	0.00	2.30	0.0	68.1	20			✓
318	Sunuapa	4.7	48.5	6.1	51.5	7.2	52.5	50.3	198.3	2.5	33.6	56.4	249.9	41	✓	✓	✓
319	Sur Chinampa Norte de Amatlán	3.1	1.6	3.8	2.0	4.4	2.3	215.2	125.6	0.5	0.2	219.0	127.6	31	✓	✓	✓
320	Sur de Amatlán	2.0	0.9	2.2	0.9	2.5	1.1	136.2	72.9	0.7	0.3	138.3	73.8	31	✓	✓	✓
321	Tajín	61.3	166.4	163.0	471.3	219.6	641.2	52.1	120.7	3.2	12.7	215.1	591.9	50	✓		
322	Takín	10.9	1.4	10.9	1.4	10.9	1.4	39.3	5.2	10.43	1.64	50.2	6.6	11		✓	✓
323	Tamaulipas Constituciones	45.9	50.4	74.3	72.1	96.9	89.2	291.2	270.5	6.0	10.2	365.5	342.6	59	✓	✓	✓
324	Taratunich	6.6	16.7	19.1	37.1	19.1	37.1	275.1	445.2	4.1	17.3	294.2	482.3	29	✓	✓	✓
325	Tejada	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	4.5	5.5	0.2	0.2	4.7	5.6	44	✓	✓	✓
326	Temapache	0.5	0.3	0.5	0.3	0.5	0.3	4.1	2.7	0.23	0.12	4.5	3.0	17		✓	✓
327	Teotleco	17.7	132.0	33.3	270.4	33.3	270.4	33.2	139.9	4.89	44.70	66.5	410.3	11			
328	Tepetate Norte Chinampa	0.6	0.3	1.3	0.7	3.2	1.6	167.7	84.3	0.2	0.1	169.0	84.9	31	✓	✓	✓
329	Tepetitán	0.0	4.5	0.0	4.5	0.0	4.5	0.0	69.6	0.0	4.3	0.0	74.1	28	✓		✓
330	Tepozán	0.0	1.6	0.0	3.6	0.0	3.6	0.0	1.1	0.00	0.37	0.0	4.7	6			
331	Terra	12.5	40.7	13.0	41.7	34.2	102.5	49.4	159.6	13.61	48.51	62.3	201.3	10		✓	✓
332	Terregal	0.0	0.5	0.0	0.5	0.0	0.5	0.0	18.4	0.0	1.1	0.0	18.9	46	✓		✓
333	Tierra Blanca Chapopote Núñez	0.9	0.5	0.9	0.5	4.4	2.5	105.6	59.0	0.3	0.2	106.5	59.6	48	✓	✓	✓
334	Tintal	12.3	2.7	12.3	2.7	12.3	2.7	8.5	3.7	1.2	0.1	20.8	6.4	48	✓		✓
335	Tiumut	0.9	1.7	1.3	2.9	4.5	11.2	2.2	3.8	0.60	1.57	3.5	6.7	12		✓	✓
336	Tizón	18.4	101.7	22.5	130.1	22.5	130.1	85.0	485.2	21.9	116.6	107.5	615.2	28	✓	✓	✓
337	Tokal	4.6	3.9	5.9	5.0	7.8	6.5	2.7	3.1	1.41	1.18	8.6	8.1	8			

338	Topén	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	20.3	0.1	0.4	7.8	20.3	40	✓	✓	✓
339	Topila	0.3	1.6	0.5	1.6	0.5	1.6	36.0	164.2	0.0	3.2	36.5	165.8	52	✓	✓	✓
340	Topo	0.0	19.0	0.0	20.8	0.0	24.7	0.0	160.5	0.0	15.9	0.0	181.3	47	✓		✓
341	Torreallas	0.0	12.1	0.0	14.1	0.0	15.1	0.0	140.9	0.0	6.4	0.0	155.0	53	✓		✓
342	Toteco Cerro Azul	3.8	1.9	3.9	2.0	4.3	2.2	378.1	210.6	1.1	0.5	382.0	212.5	31	✓	✓	✓
343	Trapiche	0.0	9.5	0.0	16.2	0.0	25.5	0.0	12.4	0.00	1.63	0.0	28.6	10			
344	Tres Hermanos	3.7	19.2	5.1	21.5	5.1	21.5	140.8	293.9	1.3	4.8	145.9	315.4	59	✓	✓	✓
345	Tsimin	18.4	154.7	18.4	154.7	18.4	154.7	87.9	385.3	24.85	111.64	106.4	540.0	7		✓	✓
346	Tupilco	14.3	12.0	14.4	12.1	16.4	13.5	70.2	56.2	3.9	6.0	84.6	68.3	59	✓	✓	✓
347	Uech	5.8	15.6	5.8	15.6	5.8	15.6	120.8	268.5	6.8	18.8	126.5	284.1	28	✓	✓	✓
348	Usumacinta	0.0	5.7	0.0	6.4	0.0	6.4	0.0	512.8	0.0	2.6	0.0	519.2	47	✓		✓
349	Valioso	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.00	0.08	0.0	1.3	14			✓
350	Velero	0.0	34.3	0.0	47.6	0.0	53.7	0.0	349.0	0.0	33.0	0.0	396.6	42	✓		✓
351	Vernet	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	30.9	0.1	0.1	9.1	30.9	50	✓	✓	✓
352	Viboritas	0.0	1.1	0.0	5.1	0.0	8.5	0.0	102.3	0.0	3.2	0.0	107.4	48	✓		✓
353	Viche	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.8	0.00	1.46	0.0	17.8	16			✓
354	Viernes	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	0.00	0.33	0.0	5.5	12			✓
355	Vigilante	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	0.00	0.23	0.0	4.3	11			✓
356	Vistoso	0.0	1.3	0.0	1.3	0.0	3.8	0.0	185.0	0.00	1.75	0.0	186.3	16			✓
357	Xanab	103.5	69.3	236.9	157.8	263.0	175.7	242.7	164.9	168.17	129.18	479.5	322.6	10		✓	✓
358	Xocotla	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	1.8	0.8	0.1	0.0	1.8	0.8	45	✓	✓	✓
359	Xux	49.0	213.3	64.0	294.9	91.3	440.3	78.7	386.5	63.18	362.55	142.6	681.4	5		✓	✓
360	Yac	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	0.00	0.30	0.0	1.5	0			✓
361	Yagual	4.7	14.7	5.2	15.3	5.2	15.3	56.4	70.4	1.7	4.7	61.6	85.7	28	✓	✓	✓
362	Yaxché	24.8	11.0	66.7	28.5	125.5	53.7	103.0	60.3	15.08	10.59	169.7	88.8	13		✓	✓
363	Yum	0.2	0.4	6.7	13.5	9.3	22.7	5.7	15.9	0.45	0.90	12.4	29.4	12			✓
364	Zaap	582.4	401.3	593.3	407.0	630.1	431.3	1,227.1	541.1	297.4	178.3	1,820.4	948.1	27	✓	✓	✓
365	Zacamixtle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.6	9.8	0.1	0.0	18.6	9.8	48	✓	✓	✓
366	Zacate	0.0	8.6	0.0	16.7	0.0	16.7	0.0	14.1	0.0	1.9	0.0	30.8	44	✓		✓
367	Zapotillo	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.2	1.0	1.9	0.0	0.0	1.1	2.0	43	✓	✓	✓

Resumen Campos Activos	Campos	Reservas Remanentes 1P		Reservas Remanentes 2P		Reservas Remanentes 3P	
		Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)
Reservas Nacionales 2018 de los Campos Activos a ene/18	367	5,429.2	8,169.7	9,520.4	15,013.7	13,107.8	20,549.0
Reservas de Campos Maduros Activos 2018	338	4,581.9	7,254.2	7,966.1	13,142.5	10,841.4	17,625.5
Porcentaje Asociado a Campos Maduros		84%	89%	84%	88%	83%	86%

- De la misma manera, se presenta la información de reservas, producción acumulada y producción diaria de cada uno de los **campos inactivos** a enero de 2018 y el análisis propuesto para clasificarlos como Campos Maduros, en la parte final de la Tabla se presenta un resumen.

#	Campo	Reservas Remanentes 1P		Reservas Remanentes 2P		Reservas Remanentes 3P		Producción Acumulada a ene/18		Producción Diaria ene/2018		Reserva Original 2P (R _{2P})		Años de Prod.	>25 Años	N _p >0.5R _{A2P} (MMb)	G _p >0.5R _{G2P} (MMMpc)
		Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	N _p (MMb)	G _p (MMMpc)	q _o (Mbd)	q _g (MMpcd)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)				
1	Acahual	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	-	-	0.0	3.8	21			✓
2	Acuyo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	-	-	0.2	0.8	2		✓	✓
3	Agami	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	0.0	-	-	0.0	0.2	0			
4	Ágata	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.2	22.8	-	-	14.2	22.8	42	✓	✓	✓
5	Agua Blanca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
6	Ahuatepec	2.0	1.8	18.9	25.4	80.3	111.0	0.0	0.0	-	-	18.9	25.4	12			
7	Akpul	0.0	32.7	0.0	105.8	0.0	231.8	0.0	0.0	-	-	0.0	105.8	0			
8	Alak	0.0	0.0	39.5	13.4	47.5	16.1	0.0	0.0	-	-	39.5	13.4	0			
9	Alambra	0.0	1.3	0.0	1.3	0.0	1.3	0.0	0.0	-	-	0.0	1.3	0			
10	Alameda	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	9.6	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
11	Alcaraván	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0		0			✓
12	Algodonero	0.0	0.3	0.0	0.3	0.0	0.3	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
13	Almendro	0.0	3.6	0.0	9.0	0.0	9.0	0.0	21.2	-	-	0.0	1.4	0			✓
14	Alux	3.4	1.1	14.9	4.9	30.5	10.1	2.4	0.8	-	-	17.3	15.9	2			
15	Amatista	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	-	-	0.0	0.0	8			✓
16	Ambos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	-	-	0.0	0.0	12			✓
17	Amoca	45.0	29.6	195.0	99.6	434.8	283.6	0.0	0.0	-	-	195.0	213.3	0			
18	Anáhuac	0.0	4.2	0.0	4.2	0.0	7.4	0.0	0.0	-	-	0.0	0.8	0			
19	Anhérido	0.0	0.8	0.0	0.8	0.0	0.8	0.0	0.3	-	-	0.0	0.1	1		✓	✓
20	Aral	0.0	1.7	0.0	1.7	0.0	1.7	0.0	3.0	-	-	0.0	0.3	4			✓
21	Aris	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	13.6	-	-	0.0	0.0	7			✓
22	Arquimia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	216.8	-	-	0.0	0.0	10			✓
23	Arrecife Medio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1		✓	✓
24	Arroyo Blanco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	2.9	-	-	3.8	0.0	35	✓	✓	✓
25	Arroyo Viejo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	-	-	0.1	0.0	19		✓	✓
26	Arroyo Zanapa	0.2	0.8	0.2	0.8	0.2	0.8	16.7	42.1	-	-	16.9	0.4	33	✓	✓	✓
27	Atajo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	4			✓
28	Atlapexco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	4			
29	Atún	2.3	32.0	4.4	67.1	6.4	101.3	41.0	203.4	-	-	45.4	8.1	41	✓	✓	✓
30	Ayín	36.7	10.8	91.5	27.0	206.5	59.7	0.0	0.0	-	-	91.5	97.1	0			
31	Azabache	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	1			✓
32	Baksha	0.0	0.0	41.5	5.7	41.5	5.7	0.0	0.0	-	-	41.5	42.7	0			
33	Barrilete	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	2.2	0.0	1.9	-	-	0.0	0.1	6			✓
34	Batsil	7.0	1.1	26.1	4.2	77.4	12.6	0.0	0.0	-	-	26.1	27.0	0			
35	Bejuco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.0	-	-	0.2	0.0	7		✓	✓

36	Bitzal	0.0	2.0	0.0	6.1	0.0	6.1	0.0	8.1	-	-	0.0	1.2	16			✓
37	Blanquita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	-	-	0.0	0.0	6			✓
38	Boca de Lima	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	-	-	0.2	0.0	0		✓	✓
39	Boca del Toro	0.0	1.4	0.0	1.4	0.0	1.4	0.0	0.0	-	-	0.0	0.3	0			
40	Brasil	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	412.3	-	-	0.0	0.0	43	✓		✓
41	Bugambilia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-	-	0.1	0.0	4		✓	✓
42	Caballero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-	-	0.0	0.0	23			✓
43	Cabellal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			
44	Cabo Nuevo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.7	2.1	-	-	12.7	0.0	32	✓	✓	✓
45	Cabo Rojo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-	-	0.1	0.0	0		✓	✓
46	Cacahuatengo PR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
47	Cacho López	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	14.0	-	-	2.3	0.0	6		✓	✓
48	Cadena	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	-	-	0.0	0.0	4			✓
49	Camaitlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	5		✓	✓
50	Camargo	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	5.9	-	-	0.0	0.0	13			✓
51	Candelaria	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		1		✓	✓
52	Candelilla Noralta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
53	Cangrejo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
54	Cantemec	0.0	0.0	0.0	12.8	0.0	12.8	0.0	1.0	-	-	0.0	2.0	21			
55	Cañón Oriental	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.3	-	-	0.0	0.0	5			✓
56	Capitán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	12			✓
57	Caracolillo*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	5.5	-	-	4.0	0.0	19		✓	✓
58	Cardo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	-	-	0.2	0.0	2		✓	✓
59	Cardona	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		1			
60	Caristay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	-	-	0.2	0.0	22		✓	✓
61	Carmito	0.0	2.4	0.0	2.4	0.0	2.4	26.7	387.6	-	-	26.7	0.6	27	✓	✓	✓
62	Caronte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
63	Carretón	0.0	1.4	0.0	3.5	0.0	3.5	0.0	5.3	-	-	0.0	0.8	9			✓
64	Carrizo	0.0	0.0	0.0	0.0	50.5	9.3	14.9	9.6	-	-	14.9	0.0	38	✓	✓	✓
65	Casa Roja	0.0	4.7	0.0	10.0	0.0	10.0	0.0	5.2	-	-	0.0	1.5	19			✓
66	Castell	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	-	-	0.0	0.0	4			✓
67	Castillo de Teayo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	2.9	-	-	1.7	0.0	32	✓	✓	✓
68	Catedral	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	501.2	-	-	20.0	0.0	25		✓	✓
69	Céfiro	0.0	24.8	0.0	24.8	0.0	24.8	0.0	0.0	-	-	0.0	4.8	0			
70	Cehualaca	0.0	0.7	0.0	0.7	0.0	0.7	0.0	1.3	-	-	0.0	0.1	3			✓
71	Cervelo	0.0	2.1	0.0	2.1	0.0	2.1	0.0	3.2	-	-	0.0	0.4	4			✓
72	Chancarro	0.0	5.4	0.0	5.4	0.0	5.4	0.0	15.1	-	-	0.0	1.0	5			✓
73	Chapabil	0.0	0.0	15.6	1.7	149.7	16.6	0.0	0.0	-	-	15.6	16.0	0			
74	Cheek	6.6	5.0	39.2	28.2	39.2	28.2	0.0	0.0	-	-	39.2	44.0	0			
75	Chicontepec	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	14		✓	✓
76	Chimolar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	9		✓	
77	China	0.0	0.4	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	4.7	-	-	0.0	0.2	17			✓
78	Chintul	0.0	0.0	0.6	20.3	1.4	48.2	0.0	0.4	-	-	0.6	5.5	0			
79	Chirimoyo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	44.0	-	-	2.4	0.0	17		✓	✓
80	Chucla	0.0	1.8	0.0	1.8	0.0	1.8	0.0	0.0	-	-	0.0	0.3	0			
81	Chukua	0.0	41.2	0.0	139.7	0.0	139.7	0.0	0.0	-	-	0.0	26.9	0			

82	Citam	2.1	0.9	2.1	0.9	30.2	13.1	4.7	3.1	-	-	6.8	2.3	4		✓	✓
83	Clavel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-	-	0.0	0.0	7			✓
84	Coapa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-	-	0.0	0.0	14			✓
85	Coapechaca PR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
86	Cobra	0.0	0.0	3.0	21.6	3.0	21.6	0.7	4.2	-	-	3.6	8.0	5			✓
87	Concepción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4	13.1	-	-	7.4	0.0	28	✓	✓	✓
88	Conquistador	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
89	Coyula PR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
90	Crisol	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
91	Cuatajapa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	-	-	0.1	0.0	4		✓	✓
92	Cuneta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	-	-	0.0	0.0	35	✓		✓
93	Cúpula	0.0	5.8	0.0	7.2	0.0	24.9	0.0	0.0	-	-	0.0	1.7	0			
94	Dandi	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	-	-	0.0	0.0	8			✓
95	Divisadero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	-	-	0.0	0.0	4			✓
96	Doctor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-	-	0.0	0.0	1			✓
97	Doctor Coss	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-	-	0.0	0.0	11			✓
98	Doctus	0.0	0.0	0.0	0.0	97.0	292.2	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
99	El Burro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.8	7.9	-	-	35.8	0.0	41	✓	✓	✓
100	El Plan	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	162.5	32.1	-	-	162.5	0.0	47	✓	✓	✓
101	El Tigre	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-	-	0.1	0.0	5		✓	✓
102	Enispe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	0			✓
103	Esah	10.0	11.8	119.6	75.6	119.6	75.6	0.0	0.0	-	-	119.6	135.6	0			
104	Escarbado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.9	45.6	-	-	17.9	0.0	24		✓	✓
105	Escorpión	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-	-	0.0	0.0	7			✓
106	Escualo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.9	-	-	1.9	0.0	10		✓	✓
107	Estanzuela	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
108	Faja	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
109	Faraón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
110	Fénix	0.5	5.6	0.5	5.6	0.5	5.6	61.2	230.7	-	-	61.7	1.8	29	✓	✓	✓
111	Ferreiro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			✓
112	Filisola	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.8	1.3	-	-	26.8	0.0	28	✓	✓	✓
113	Florida	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	-	-	0.0	0.0	7			✓
114	Fogonero	0.0	4.0	0.0	12.1	0.0	21.1	0.0	0.0	-	-	0.0	2.3	0			
115	Fortuna Nacional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	18.0	-	-	2.1	0.0	51	✓	✓	✓
116	Fotón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
117	Frijolillo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0		✓	✓
118	Furbero PR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
119	Gallo PR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
120	Gato	0.0	0.9	0.0	0.9	0.0	0.9	0.0	0.1	-	-	0.0	0.1	1			✓
121	Gomeño	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-	-	0.0	0.0	14			✓
122	Gran Morelos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	2.9	2.5	-	-	2.9	0.0	15		✓	✓
123	Guadalupe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.6	-	-	0.4	0.0	19		✓	✓
124	Gubicha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	-	-	0.2	0.0	2		✓	✓
125	Gurumal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-	-	0.0	0.0	0			✓
126	Gusano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
127	Hayabil	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	15.3	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			

128	Hechicera	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	7			✓
129	Higuerón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			
130	Hok	0.0	0.0	27.0	28.8	27.0	28.8	0.0	0.0	-	-	27.0	31.7	0			
131	Hokchi	122.2	37.7	177.7	54.7	178.1	54.8	0.0	0.0	-	-	177.7	187.2	0			
132	Huerta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-	-	0.0	0.0	0			✓
133	Ichalkil	8.3	14.4	31.3	39.9	117.4	134.9	0.0	0.0	-	-	31.3	40.6	0			
134	Ignacio Allende	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-	-	0.1	0.0	4		✓	✓
135	Indígena	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-	-	0.0	0.0	27	✓		✓
136	Irena	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	11			✓
137	Iris	0.3	3.1	0.3	3.1	0.3	3.1	18.6	145.4	-	-	18.8	1.0	35	✓	✓	✓
138	Isla de Lobos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.5	5.8	-	-	22.5	0.0	35	✓	✓	✓
139	Itla	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	4.4	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	12			
140	Ixachi	31.9	371.1	65.6	761.8	119.2	1,389.9	0.0	0.0	-	-	65.6	201.1	0			
141	Ixhuatlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.2	-	-	3.0	0.0	0		✓	✓
142	Ixhuatlán Oriente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.4	15.1	-	-	15.4	0.0	39	✓	✓	✓
143	Jaatsul	12.7	30.7	19.5	47.2	21.8	52.7	0.0	0.0	-	-	19.5	29.5	0			
144	Jabonera	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	-	-	0.3	0.0	6		✓	✓
145	Jade	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	-	-	0.0	0.0	16			✓
146	Jaf	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	-	-	0.0	0.0	5			✓
147	Jamaya	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			✓
148	Jaraguay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	0.0	0.7	-	-	0.0	0.0	6			✓
149	Jaribú	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	-	-	0.0	0.0	13			✓
150	Jazmín	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.5	0.0	0.0	-	-	0.0	0.1	0			
151	Jimbal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	0			✓
152	Jurel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
153	Kach	0.0	0.0	64.8	7.6	93.3	11.0	0.0	0.0	-	-	64.8	66.5	0			
154	Kamelot	0.0	11.6	0.0	11.6	0.0	11.6	0.0	0.0	-	-	0.0	2.2	0			
155	Kastelán	0.0	0.0	0.0	0.0	40.1	5.2	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
156	Kay	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	6.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
157	Kayab	174.9	24.5	225.7	31.1	889.4	95.8	0.0	0.0	-	-	225.7	225.7	0			
158	Kibo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2	-	-	0.0	0.0	8			✓
159	Kix	0.0	0.0	0.0	0.0	27.6	227.9	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
160	Kodiak	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
161	Kosni	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
162	La Central	0.2	0.8	0.2	0.8	0.2	0.8	1.1	17.6	-	-	1.2	0.2	23		✓	✓
163	La Venta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	62.4	62.1	-	-	62.4	0.0	42	✓	✓	✓
164	Lacantún	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1		✓	
165	Lagarto	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
166	Laguna Alegre	0.0	14.8	0.0	14.8	0.0	14.8	0.0	0.0	-	-	0.0	2.8	0			
167	Laguna Nueva	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	0			✓
168	Lajitas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-	-	0.0	0.0	4			✓
169	Lakach	0.0	361.7	0.0	937.8	0.0	937.8	0.0	0.0	-	-	0.0	164.7	0			
170	Lampazos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52.6	-	-	0.0	0.0	23			✓
171	Lerma	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
172	Limonaria	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	-	-	0.1	0.0	8		✓	✓
173	Llanura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	-	-	0.0	0.0	26	✓		✓
174	Llorón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	-	-	0.0	0.0	7			✓

175	Lobina	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.4	-	-	0.7	0.0	6		✓	✓
176	Macuile	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	2.2	-	-	0.0	0.1	2			✓
177	Macuspana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-	-	0.0	0.0	1			✓
178	Madera	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77.7	-	-	0.0	0.0	11			✓
179	Maderáceo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	-	-	0.0	0.0	9			✓
180	Maestros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-	-	0.0	0.0	1			✓
181	Makech	0.0	0.0	12.7	4.3	27.7	9.3	0.0	0.0	-	-	12.7	13.6	0			
182	Malta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
183	Manea	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-	-	0.0	0.0	1		✓	✓
184	Mangar	0.0	0.0	0.0	5.8	0.0	8.8	0.0	0.0	-	-	0.0	0.9	0			
185	Manuel Rodríguez Aguilar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	-	-	0.2	0.0	9		✓	✓
186	Marabú	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-	-	0.0	0.0	12			✓
187	Marqués	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			
188	Matamoros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	-	-	0.0	0.0	3			✓
189	Maximino	0.0	0.0	0.0	0.0	118.3	344.3	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
190	Mecatepec Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-	-	0.1	0.0	0		✓	✓
191	Mecoacán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	25.5	-	-	39.5	0.0	39	✓	✓	✓
192	Mejillón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
193	Men	0.0	0.0	0.0	105.3	0.0	187.0	0.0	0.0	-	-	0.0	20.2	0			
194	Mene	0.0	0.0	24.4	5.2	24.4	5.2	0.0	0.0	-	-	24.4	25.5	0			
195	Mesa Chica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	9		✓	✓
196	Mier	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	6			✓
197	Minero	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.4	-	-	0.0	0.0	2			✓
198	Miquetla PR	0.0	0.0	0.4	0.5	0.4	0.5	0.0	0.0	-	-	0.4	0.5	0			
199	Mirador	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	-	-	0.0	0.0	5			✓
200	Misión	10.2	8.6	22.4	18.9	30.8	25.9	0.0	0.0	-	-	22.4	26.3	0			
201	Mixtán	0.0	10.2	0.0	10.2	0.0	10.2	0.0	0.0	-	-	0.0	2.4	0			
202	Miztón	46.7	107.6	161.0	116.8	177.1	128.5	0.0	0.0	-	-	161.0	182.4	0			
203	Moral	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	1			✓
204	Morales	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
205	Morsa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	4.7	-	-	11.5	0.0	18		✓	✓
206	Nab	0.0	0.0	0.0	0.0	31.5	2.6	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
207	Nak	3.3	13.0	21.2	83.8	37.8	149.2	0.0	0.0	-	-	21.2	38.6	0			
208	Namaca	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	12.2	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
209	Náyade	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
210	Nazareth	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
211	Nicapa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.7	-	-	0.4	0.0	6		✓	✓
212	Nilo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2	-	-	0.0	0.0	15			✓
213	Nobilis	0.0	0.0	0.0	0.0	252.1	425.5	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
214	Nopaltepec	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.8	-	-	0.0	0.0	28	✓		✓
215	Novillero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	82.7	-	-	0.0	0.0	41	✓		✓
216	Nueva Colonia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	-	-	0.1	0.0	1		✓	✓
217	Nuevo Teapa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.1	-	-	1.2	0.0	17		✓	✓
218	Nuevos Lirios	0.0	2.6	0.0	2.6	0.0	2.6	0.0	24.4	-	-	0.0	0.5	8			✓
219	Numan	0.0	0.0	0.0	0.0	16.7	1.4	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
220	Nuncio	0.0	2.9	0.0	2.9	0.0	2.9	0.0	0.0	-	-	0.0	0.5	0			

221	Obsidiana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-	-	0.0	0.0	18			✓
222	Octli	0.0	0.0	27.9	46.5	33.2	52.0	0.0	0.0	-	-	27.9	35.4	0			
223	Ojillal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
224	Omega	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	-	-	0.0	0.0	11			✓
225	Ópalo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	13			✓
226	Orégano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	1			✓
227	Otoño	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
228	Pacífico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			✓
229	Palma Sola	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	4		✓	✓
230	Pálmara	0.0	2.9	0.0	2.9	0.0	2.9	0.0	0.0	-	-	0.0	0.5	0			
231	Palmitota Oriente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-	-	0.1	0.0	10		✓	✓
232	Palo Blanco PR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
233	Pamorana Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
234	Panal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.4	1.3	8.6	-	-	1.3	0.0	26	✓	✓	✓
235	Pastoría	0.1	0.1	9.0	22.4	119.9	300.1	0.1	0.1	-	-	9.0	14.2	5			
236	Patricio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			✓
237	Pecero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			
238	Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	7			✓
239	Piamonte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	7			✓
240	Piedra de Cal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	13		✓	✓
241	Piedras	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	-	-	0.0	0.0	15			✓
242	Pigua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			
243	Pingüino	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0		0			
244	Pinole	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
245	Pinta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-	-	0.0	0.0	6			✓
246	Pirámide	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.5	-	-	0.3	0.0	28	✓	✓	✓
247	Pit	148.6	12.9	307.8	27.3	453.4	40.5	0.0	0.0	-	-	307.8	313.5	0			
248	Pita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-	-	0.0	0.0	9			✓
249	Placetas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	-	-	0.1	0.0	19		✓	✓
250	Plan de Ayala	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	-	-	0.3	0.0	27	✓	✓	✓
251	Plan de Oro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	-	-	0.2	0.0	8		✓	✓
252	Planos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
253	Platinado	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.2	0			
254	Playuela	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.6	-	-	0.0	0.0	10			✓
255	Pobladores	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-	-	0.0	0.0	3			✓
256	Pohp	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	23.2	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
257	Pokche	43.8	79.5	77.9	141.3	143.4	260.1	0.0	0.0	-	-	77.9	101.2	0			
258	Pokoch*	24.1	34.1	36.7	52.0	36.7	52.0	0.0	0.0	-	-	36.7	45.8	0			
259	Polvareda	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.1	-	-	0.0	0.0	41	✓		✓
260	Pomela	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-	-	0.0	0.0	0			✓
261	Presita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	-	-	0.0	0.0	3			✓
262	Primo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
263	Puente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.8	-	-	1.1	0.0	25	✓	✓	✓
264	Quintal	0.0	0.7	0.0	0.7	0.0	1.1	0.0	1.2	-	-	0.0	0.1	5			✓
265	R01L03	5.3	25.7	24.6	56.5	26.4	105.1	0.0	0.0	-	-	24.6	37.7	0			
266	R02L02	0.0	24.4	0.0	62.3	0.0	70.3	0.0	0.0	-	-	0.0	11.1	0			
267	R02L03	0.2	1.6	0.5	5.4	1.4	20.2	0.0	0.0	-	-	0.5	1.8	0			

268	Rabón Grande	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	3.6	-	-	7.0	0.0	13		✓	✓
269	Rafael	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-	-	0.0	0.0	14			✓
270	Ramírez	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	-	-	0.0	0.0	40	✓		✓
271	Remolino PR	0.2	0.2	0.2	0.2	3.4	8.2	0.0	0.0	-	-	0.2	0.2	0			
272	Remudadero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1		✓	
273	René	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	-	-	0.0	0.0	9			✓
274	Ribereño	2.7	69.1	4.8	121.9	6.1	154.2	0.0	0.0	-	-	4.8	32.5	0			
275	Robulus	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	8.8	0.0	7.3	-	-	0.0	0.2	16			✓
276	Romarik	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	-	-	0.0	0.0	2			✓
277	Rosenblú	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	-	-	0.0	0.0	3			✓
278	Rotalia	0.0	0.0	0.0	4.3	0.0	4.3	0.0	6.4	-	-	0.0	0.8	18			✓
279	Sábana Grande	0.1	0.0	0.1	0.0	86.5	93.5	0.0	0.0	-	-	0.1	0.1	2			
280	Sabancuy	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	-	-	0.5	0.0	2		✓	✓
281	Salitrillo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	-	-	0.0	0.0	17			✓
282	San Alfonso	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	-	-	0.7	0.0	13		✓	✓
283	San Nicolás	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	7		✓	✓
284	San Pedro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-	-	0.0	0.0	6			✓
285	San Román	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	2			✓
286	San Vicente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	-	-	0.0	0.0	27	✓		✓
287	Santa Ana	0.0	0.0	0.4	0.3	0.4	0.3	30.4	37.9	-	-	30.8	0.5	21		✓	✓
288	Santa Fe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-	-	0.0	0.0	1			✓
289	Santa Lucía	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	2.0	-	-	1.6	0.0	43	✓	✓	✓
290	Santa Rosa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	1.1	-	-	6.0	0.0	41	✓	✓	✓
291	Santander	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0	1.4	-	-	0.0	0.2	11			✓
292	Santiago	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.1	-	-	1.2	0.0	25	✓	✓	✓
293	Saramako	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	41.9	-	-	1.8	0.0	10		✓	✓
294	Sarlat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	0.3	0.7	-	-	0.3	0.0	5		✓	✓
295	Siamés	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	4			
296	Sierrita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			
297	Silozúchil	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	10		✓	✓
298	Simbad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
299	Sitio	0.1	0.0	11.8	12.8	76.7	83.2	0.0	0.0	-	-	11.8	14.8	0			
300	Soledad PR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
301	Sotol	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1		✓	✓
302	Surco	0.0	0.7	0.0	0.7	0.0	0.7	0.0	0.0	-	-	0.0	0.1	0			
303	Suuk	31.6	20.6	54.9	35.7	205.1	133.3	0.0	0.0	-	-	54.9	60.8	0			
304	Tabascoob	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	140.7	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
305	Tacuilolapa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	7.0	-	-	3.3	0.0	36	✓	✓	✓
306	Tajín PR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
307	Talismán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			
308	Talud	0.0	1.4	0.0	1.4	0.0	4.3	0.0	0.0	-	-	0.0	0.3	0			
309	Tametute	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	4			
310	Tamiahua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	-	-	0.3	0.0	13		✓	✓
311	Tampamolón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
312	Tangram	0.0	17.9	0.0	17.9	0.0	17.9	0.0	0.0	-	-	0.0	3.4	0			
313	Tapijulapa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	4.6	-	-	0.5	0.0	18		✓	✓

314	Teca	0.0	0.0	28.0	120.7	100.1	395.4	0.0	0.0	-	-	28.0	53.7	0			
315	Tecoalli	4.7	4.6	13.0	20.9	14.3	24.3	0.0	0.0	-	-	13.0	16.9	0			
316	Tecoco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-	-	0.0	0.0	8			✓
317	Tecolutla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	1.7	-	-	1.9	0.1	47	✓	✓	✓
318	Tecuma	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	-	-	0.0	0.0	11			✓
319	Teekit	0.0	0.0	11.7	2.6	11.7	2.6	0.0	0.0	-	-	11.7	12.2	0			
320	Teekit Profundo	0.0	0.0	12.9	6.6	12.9	6.6	0.0	0.0	-	-	12.9	13.9	0			
321	Tekel	58.5	6.7	197.6	22.6	254.3	29.1	0.0	0.0	-	-	197.6	202.3	0			
322	Tenexcuila	0.1	0.4	3.0	15.1	23.5	119.6	0.0	0.0	-	-	3.0	6.5	0			
323	Tepeyil	0.0	0.0	0.0	0.0	4.7	2.7	2.2	7.4	-	-	2.2	0.0	17		✓	✓
324	Tequis	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	2			✓
325	Tetl	7.6	5.9	10.5	8.2	27.6	21.6	0.0	0.0	-	-	10.5	11.9	0			
326	Tiburón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	31	✓		
327	Tierra Colorada	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
328	Tigris	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			✓
329	Tijerina	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-	-	0.0	0.0	11			✓
330	Tilapia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
331	Tilingo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-	-	0.0	0.0	2			✓
332	Tinta	0.0	1.0	0.0	1.2	0.0	1.2	0.0	18.2	-	-	0.0	0.3	41	✓		✓
333	Tintorera	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	-	-	0.1	0.0	25	✓	✓	✓
334	Tlacame	0.0	0.0	33.7	11.3	61.9	20.7	0.0	0.0	-	-	33.7	35.5	0			
335	Tlacolula	0.3	0.2	0.3	0.2	102.5	132.7	0.0	0.0	-	-	0.3	0.3	9			
336	Toloc	0.0	0.0	11.3	1.5	11.3	1.5	0.0	0.0	-	-	11.3	11.6	0			
337	Tonalá	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.6	34.7	-	-	72.6	0.0	42	✓	✓	✓
338	Tordo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	1			
339	Totonaca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	-	-	0.0	0.0	4			✓
340	Tres Higueras	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.7	0.2	-	-	0.8	0.1	15		✓	✓
341	Trilobite	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	-	-	0.0	0.0	7			✓
342	Troje	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-	-	0.0	0.0	7			✓
343	Trompo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
344	Troncón	0.0	2.6	0.0	11.9	0.0	12.1	0.0	7.0	-	-	0.0	2.4	33	✓		✓
345	Tson	0.0	0.0	23.5	2.9	74.9	10.3	0.0	0.0	-	-	23.5	23.5	0			
346	Tumut	3.5	4.2	3.5	4.2	18.7	20.0	2.4	2.6	-	-	5.9	4.2	3			✓
347	Uchbal	0.0	0.0	12.3	6.3	22.5	11.6	0.0	0.0	-	-	12.3	13.3	0			
348	Után	0.0	14.0	0.0	15.9	0.0	57.8	0.0	0.0	-	-	0.0	3.1	0			
349	Utsil	41.2	4.2	142.9	14.5	221.2	22.4	0.0	0.0	-	-	142.9	145.9	0			
350	Vacas	0.0	0.9	0.0	2.7	0.0	8.0	0.0	2.4	-	-	0.0	0.5	12			✓
351	Vagabundo	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	1.3	-	-	0.0	0.1	12			✓
352	Valadeces	0.0	1.6	0.0	2.9	0.0	2.9	0.0	3.4	-	-	0.0	0.6	32	✓		✓
353	Valeriana	6.0	62.8	11.0	115.2	60.9	643.5	0.0	0.0	-	-	11.0	38.3	0			
354	Vara Alta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	-	-	0.2	0.0	10		✓	✓
355	Veinte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9	-	-	0.0	0.0	30	✓		✓
356	Verano	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	0.0	-	-	0.0	0.1	0			
357	Vigia	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	0.0	-	-	0.0	0.2	0			
358	Wayil	7.4	23.6	8.6	27.6	12.3	39.5	0.0	0.0	-	-	8.6	13.3	0			
359	Xaxamani	0.0	0.0	5.6	22.8	13.2	29.1	0.0	0.0	-	-	5.6	7.8	0			
360	Xicalango	0.0	4.2	0.0	4.2	0.0	4.2	0.0	41.0	-	-	0.0	0.8	38	✓		✓

361	Xicope	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.7	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
362	Xikin	122.5	157.3	190.0	243.8	190.0	243.8	0.0	0.0	-	-	190.0	230.3	0			
363	Xulum	0.0	0.0	17.3	2.1	95.2	11.4	0.0	0.0	-	-	17.3	17.8	0			
364	Yetic	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.1	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
365	Zaragoza	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0	1.3	-	-	0.0	0.0	5			✓
366	Zazil-Ha	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	3.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	0			
367	Zorro	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	0.2	-	-	0.0	0.1	4			✓
368	Zuloaga	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	-	-	0.0		9			✓
369	Cachas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	-	-	0.0	0.0	5			✓
370	Huehuetepic	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-	-	0.1	0.0	9		✓	✓
371	Pitahaya	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	4			
372	Tigrillo	0.0	3.2	0.0	3.2	0.0	5.1	1.5	11.2	-	-	1.5	0.6	37	✓	✓	✓
373	Tihuatlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.4	-	-	0.8	0.0	43	✓	✓	✓

Resumen Campos Inactivos

	Campos	Reservas Remanentes 1P		Reservas Remanentes 2P		Reservas Remanentes 3P	
		Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)
Reservas Nacionales 2018 de los Campos Inactivos a ene/18	373	1,035.0	1,852.7	2,760.3	4,364.2	6,312.0	9,471.4
Reservas de Campos Maduros Inactivos 2018	219	9.1	91.9	14.6	186.7	115.8	292.5
Porcentaje Asociado a Campos Maduros		1%	5%	1%	4%	2%	3%