



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Importancia de las Reservas de
Hidrocarburos en México y las
oportunidades en su Regulación**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Carlos Daniel Gallegos Ramírez

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Gaspar Franco Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Contenido

Resumen.....	1
Introducción.....	2
Capítulo 1. Marco Normativo.....	6
Normatividad asociada a las Reservas de la Nación.....	11
Cuantificación y Certificación de Reservas.....	14
Ciclo de Certificación de Reservas.....	16
Calendario Anual.....	17
Aviso de inicio del procedimiento anual de Cuantificación y Certificación de Reservas	18
Terceros Independientes en Materia de Reservas	20
Aprobación para la contratación del Tercero Independiente.....	21
Informe relativo al Año de Evaluación	22
Criterios para la revisión de la información	23
Capítulo 2. Reservas de Hidrocarburos.....	26
Definición y clasificación de Reservas.....	26
Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo	26
Clasificación de Reservas de las Naciones Unidas para los Recursos y Reservas Minerales	32
Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación del Reino Unido	35
Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación Chino.....	36
Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación Ruso.....	39
Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación Noruego..	42
Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación Canadiense	46
Capítulo 3. Reservas de Hidrocarburos en México	50
Contexto actual	50
Contexto futuro de las Reservas de hidrocarburos en México.....	66

Capítulo 4. Oportunidades en la regulación mexicana	73
Congruencia con los Planes de Desarrollo Extracción aprobados.....	74
Modelo de Contratación entre Operador Petrolero y Tercero Independiente	76
Modelo para el Informe Anual de Reservas del Operador Petrolero y del Tercero Independiente	78
Implementación de la Clasificación Marco de las Naciones Unidas.....	79
Conclusiones y Recomendaciones.....	81
Bibliografía.....	83

Índice de Figuras

Figura 1. Consumo de energía primaria a nivel mundial (datos en Exajoules).....	2
Figura 2. Distribución del consumo de energía primaria a nivel mundial.....	3
Figura 3. Recursos en México. Modificado de (Rangel Germán, 2014).	4
Figura 4. Asignaciones vigentes en México.....	8
Figura 5. Contratos en México.....	10
Figura 6. Objetivos de adoptar el PRMS por parte de la CNH.....	13
Figura 7. Objeto de la Cuantificación anual de Reservas y del Ciclo de Certificación.....	15
Figura 8. Involucrados en el Calendario Anual de Reservas.....	17
Figura 9. Aviso del inicio del procedimiento anual de Cuantificación y Certificación de Reservas.....	19
Figura 10. Criterios para considera un volumen como Reserva.....	27
Figura 11. Categoría de Reservas de hidrocarburos en razón de la probabilidad.	28
Figura 12. Categorías de Reservas.....	31
Figura 13. Distribución de Recursos conforme al UNFC 2019.	32
Figura 14. Clasificación de Reservas de hidrocarburos bajo el sistema Chino.....	37
Figura 15. Clasificación de Reservas de hidrocarburos bajo el sistema Noruego.	44
Figura 16. Evolución de las Reservas de petróleo en México (MMB).....	50
Figura 17. Evolución de las Reservas de gas natural en México (MMMPC).	51

Figura 18. Evolución de las Reservas de petróleo crudo equivalente en México (MMBPCE).....	51
Figura 19. Evolución del BOE (miles de pies cúbicos/barriles).	52
Figura 20. Reservas 3P de aceite por entidad federativa.....	53
Figura 21. Reservas Probadas, Probables y Posibles de aceite por ubicación.....	54
Figura 22. Reservas 3P de gas natural por entidad federativa.....	54
Figura 23. Reservas Probadas, Probables y Posibles de gas natural por ubicación.....	55
Figura 24. Reservas 1P por Operador a 1° de enero de 2023.	57
Figura 25. Reservas 2P por Operador a 1° de enero de 2023.....	58
Figura 26. Reservas 3P por Operador a 1° de enero de 2023.....	59
Figura 27. Balance de Reservas 1P, 2P y 3P de petróleo crudo equivalente.....	62
Figura 28. Gráfico de evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimiento.	64
Figura 29. Gráfico de evolución de la Tasa de Restitución Integral.....	65
Figura 30. Pronóstico de producción de aceite para las categorías de Reservas 1P, 2P y 3P.....	66
Figura 31. Pronóstico de producción de gas para las categorías de Reservas 1P, 2P y 3P.....	67
Figura 32. Distribución del factor de recuperación actual por campo considerando la producción a diciembre 2022 y los datos del volumen original certificados 2P de aceite (el tamaño de la burbuja depende del tamaño de la producción).....	69
Figura 33. Distribución del factor de recuperación incremental por campo considerando las reservas 2P de aceite (el tamaño de la burbuja depende del tamaño de la reserva 2P).....	70
Figura 34. Distribución del factor de recuperación actual por campo considerando la producción a diciembre 2022 y los datos del volumen original certificados 2P de gas natural (el tamaño de la burbuja depende del tamaño de la producción).....	71
Figura 35. Distribución del factor de recuperación incremental por campo considerando las reservas 2P de gas natural (el tamaño de la burbuja depende del tamaño de la reserva 2P).....	72
Figura 36. Mejoras regulatorias en materia de Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos.....	73
Figura 37. Resumen de las oportunidades en la regulación mexicana en materia de Cuantificación y Certificación de Reservas.....	82

Índice de Tablas

Tabla 1. Reservas de México a 1° de enero de 2023 y Recursos de México a marzo de 2021.	5
Tabla 2. Reguladores gubernamentales en materia de Reservas de hidrocarburos.....	7
Tabla 3. Características de los modelos de Contrato.	9
Tabla 4. Modalidades del Ciclo de Certificación de Reservas.	16
Tabla 5. Terceros Independientes Inscritos en el Padrón.	21
Tabla 6. Marco para la clasificación de Recursos.	29
Tabla 7. Sub-clases basadas en la madurez del proyecto.....	30
Tabla 8. Versión abreviada de la CMNU, con las Clases primarias.....	34
Tabla 9. Clases y Sub-clases definidas por Subcategorías.....	35
Tabla 10. Mapeo de Clases y Categorías mínimas entre la Clasificación CCPR 2004 y la UNFC 2019.	38
Tabla 11. Mapeo de Subclases y Categorías entre la Clasificación CCPR 2004 y la UNFC 2019.....	39
Tabla 12. Clasificación de Reservas de hidrocarburos bajo el sistema Ruso.....	40
Tabla 13. Mapeo de Clases y Categorías entre la Clasificación RFC 2013 y la UNFC 2019.....	41
Tabla 14. Mapeo de Sub-clases y Categorías entre la Clasificación RFC 2013 y la UNFC 2019.....	42
Tabla 15. Resumen Clases y sub-clases del sistema de Clasificación Noruego. .	43
Tabla 16. Mapeo de Clases y Categorías entre la Clasificación NPD 2016 y la UNFC 2019.....	45
Tabla 17. Mapeo de Sub-clases y Categorías entre la Clasificación NPD 2016 y la UNFC 2019.....	46
Tabla 18. Mapeo de Clases y Categorías entre la Clasificación PRMS-2018, COGEH 2018 y la UNFC 2019. (Society of Petroleum Engineers, 2018), (C. Elliot, 2010).....	48
Tabla 19. Mapeo de Sub-clases y Categorías entre la Clasificación PRMS-2018, COGEH 2018 y la UNFC 2019. (Society of Petroleum Engineers, 2018), (C. Elliot, 2010).....	49
Tabla 20. Distribución de las Reservas por Asignaciones y Contratos.....	56
Tabla 21. Evolución de la relación Reserva-Producción.....	60

Tabla 22. Concepto de Tasa de Restitución de Reservas.....	63
Tabla 23. Evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimiento.....	64
Tabla 24. Evolución de la Tasa de Restitución Integral.....	65
Tabla 25. Propuesta de contenido para el modelo del Informe Anual de Reservas del Operador Petrolero y para el Informe Anual de Reservas del Tercero Independiente.....	79

Resumen

El presente trabajo de tesis aborda la importancia de la Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos a nivel mundial, así como las áreas de oportunidad existentes en la regulación mexicana tomando en cuenta la relevancia de considerar todos los factores o variables que afectan el tener una certeza razonable para la estimación de los Recursos hidrocarburos que posee la Nación. Si bien, se han realizado esfuerzos para uniformar la manera de cuantificar las Reservas de la Nación mediante la regulación, aún existen aspectos importantes a considerar para mejorar la estimación de hidrocarburos.

La Cuantificación y Certificación de Reservas es importante para el Gobierno y las compañías petroleras ya que permite demostrar la calidad y la precisión de sus estimaciones de Reservas. Esto puede ayudar a mejorar la confianza de los mercados financieros y a atraer inversiones. Las Reservas de hidrocarburos son de extrema importancia para la economía global y el suministro energético, por lo tanto, es imprescindible su correcta administración para maximizar su beneficio económico minimizando los impactos negativos al medio ambiente y fomentando su gestión sostenible.

En el **Capítulo 1. Marco Normativo** se abordará el tema referente al Marco Normativo asociado a la Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos, tanto de manera mundial como en México.

Dentro del **Capítulo 2. Reservas de hidrocarburos** se detallará los distintos conceptos de Reservas de hidrocarburos conforme los diversos Sistemas Internacionales de Clasificación de Reservas.

En el **Capítulo 3. Reservas de Hidrocarburos en México** se incluye la información actualizada de las cifras de Reservas de hidrocarburos de la Nación, un análisis de su evolución y su distribución, así como el contexto futuro de estas.

Por último, el **Capítulo 4. Oportunidades en la regulación mexicana** detalla ejemplos que muestran las oportunidades existentes en la Regulación mexicana y su impacto en la certeza de los volúmenes de Reservas de hidrocarburos con los que cuentan las compañías petroleras y la Nación.

Introducción

A nivel mundial, los hidrocarburos son la principal fuente de energía, su consumo se ha vuelto una práctica indispensable para el desarrollo de las actividades cotidianas del ser humano y su entorno. Al año 2022, más del 50% del uso de la energía proviene de los Recursos hidrocarburos, tal como se muestra en la **Figura 1** y **Figura 2**.

Es importante mencionar que, aunque existan esfuerzos para incrementar el uso de energía renovable, los hidrocarburos siguen y seguirán siendo necesarios para el mundo, razón por la cual es imprescindible cuantificar las Reservas existentes de estos Recursos no renovables y administrar su extracción y uso a través de estrategias enfocadas en la sostenibilidad de estos.

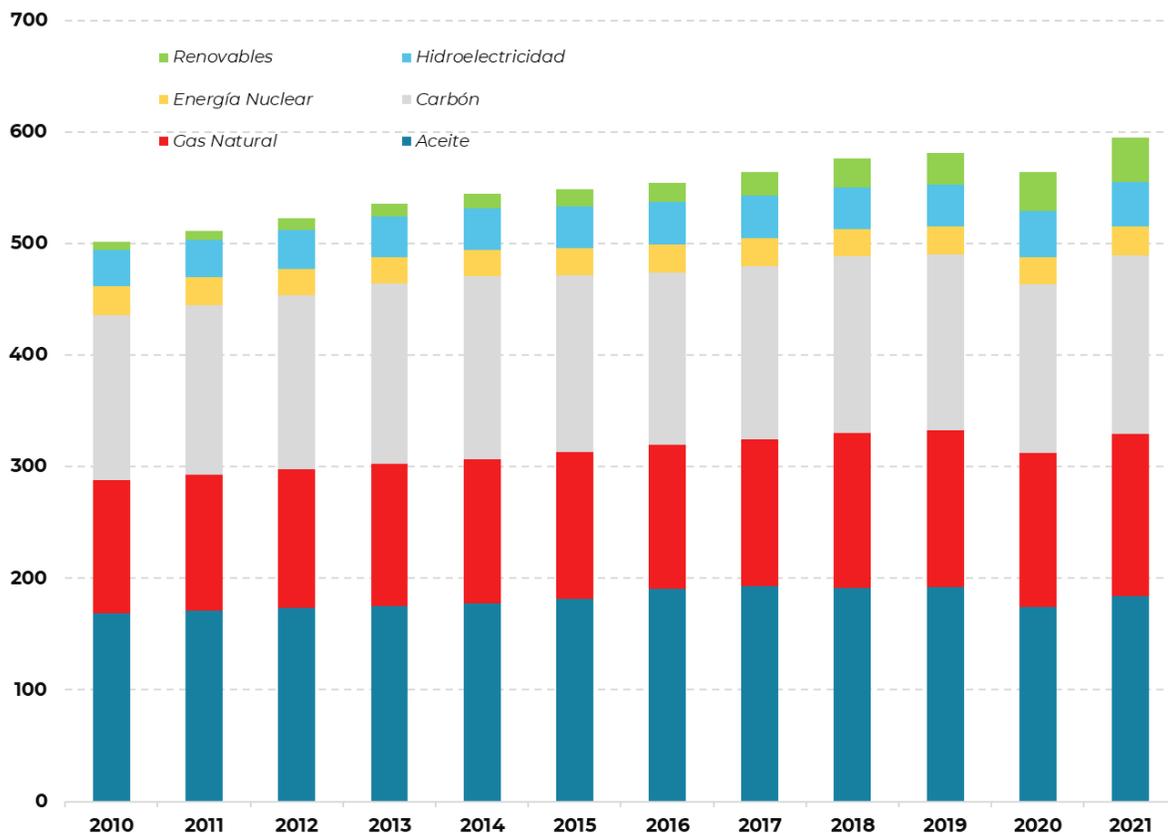


Figura 1. Consumo de energía primaria a nivel mundial (datos en Exajoules).
(British Petroleum, 2023).

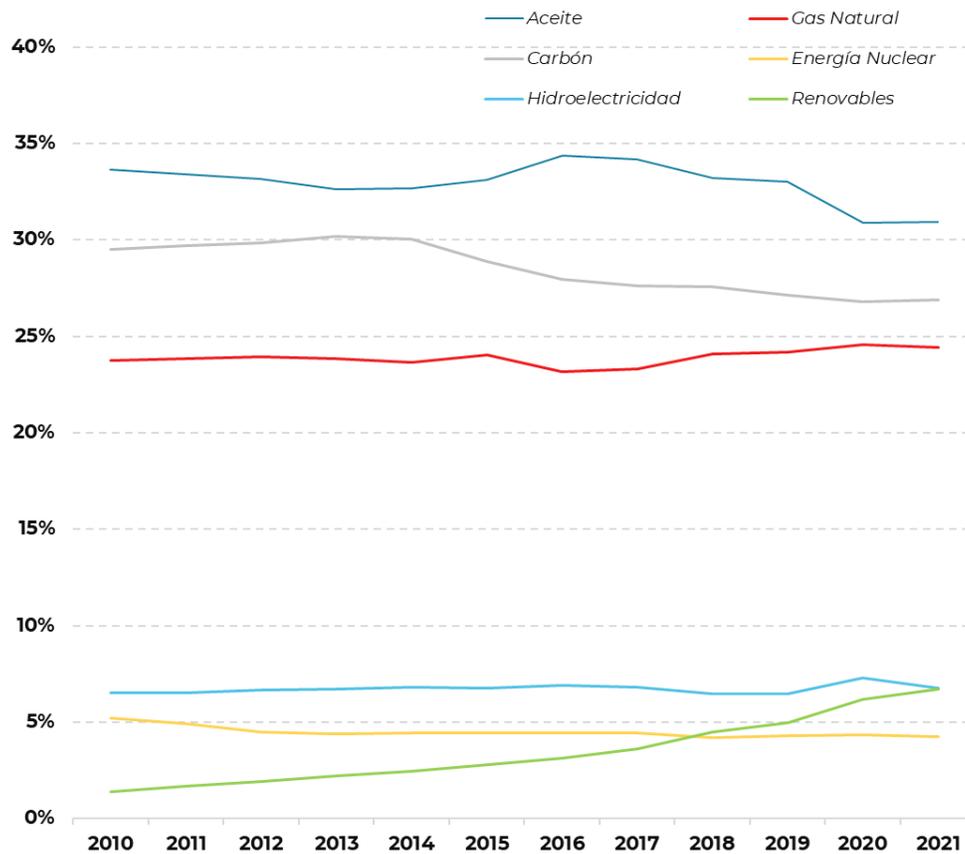


Figura 2. Distribución del consumo de energía primaria a nivel mundial. (British Petroleum, 2023).

En México, la industria petrolera es indispensable para el desarrollo del país ya que es una Nación que extrae y consume grandes cantidades de hidrocarburos. Cabe señalar que estos son una de sus más grandes fuentes de riqueza energética, por lo que no deben dejarse de lado las estrategias que maximicen el valor de estos Recursos.

México se caracteriza por ser un país con una basta diversidad de Recursos hidrocarburos y cuenta con campos en zonas terrestres, marinas someras, profundas y ultra profundas, yacimientos convencionales y no convencionales. Tal como se muestra en **Figura 3** y en la **Tabla 1**.

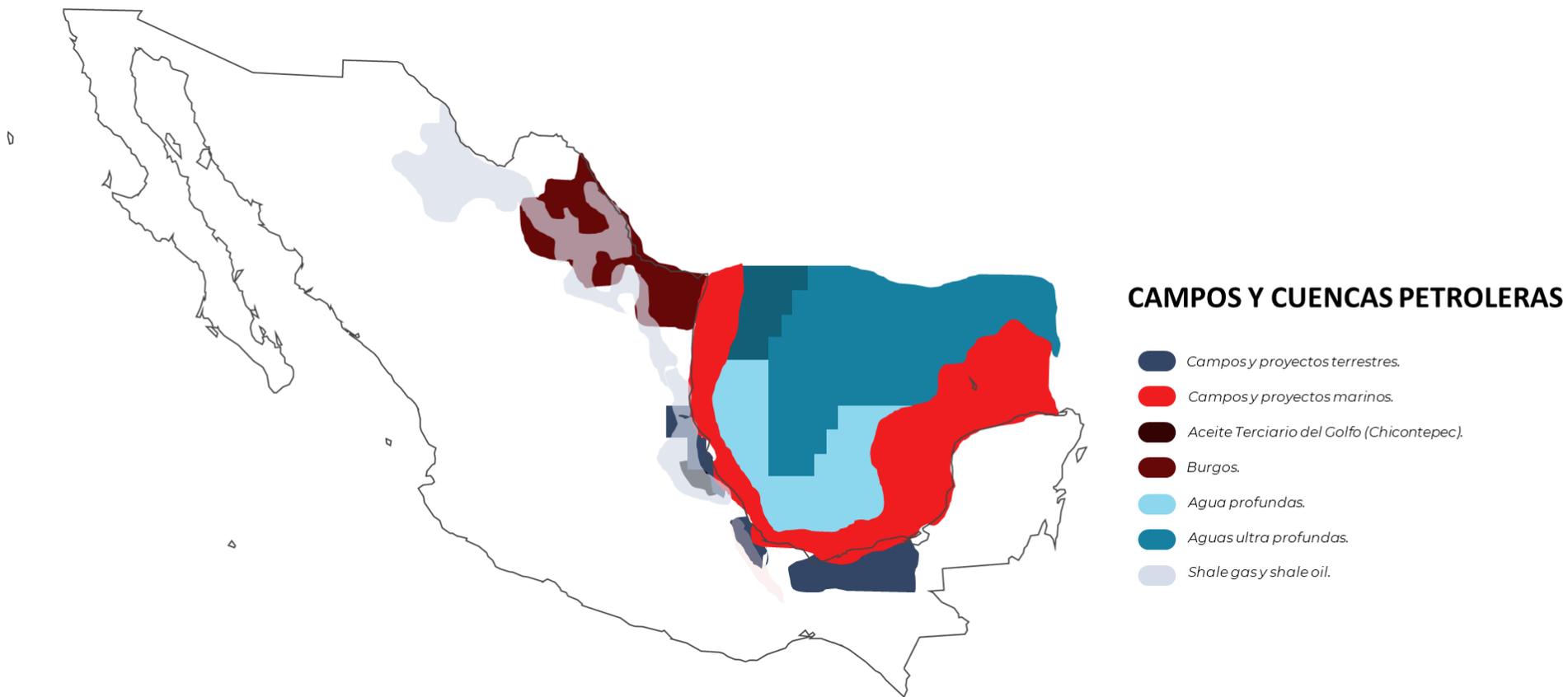


Figura 3. Recursos en México. Modificado de (Rangel Germán, 2014).

Tabla 1. Reservas de México a 1° de enero de 2023 y Recursos de México a marzo de 2021.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Cuenca	Reservas			Recursos	
	1P	2P	3P	Plays convencionales	Plays no convencionales
	90%	50%	10%		
Burgos	156.1	326.7	427.7	3,204.0	10,769.7
Cinturón Plegado de Chiapas	6.4	21.0	41.3	1,172.0	0.0
Cuencas del Sureste	6,227.1	10,146.8	14,499.9	14,466.0	0.0
Golfo Profundo	102.0	149.0	712.6	23,929.0	0.0
Plataforma de Yucatán	0.0	0.0	0.0	1,778.0	0.0
Sabinas-Burro-Picachos	1.7	3.0	3.7	395.0	13,950.2
Tampico-Misantla	986.7	3,117.0	5,257.1	2,347.0	38,941.8
Veracruz	674.7	1,366.4	2,130.7	1,432.0	562.8
Total	8,154.6	15,129.8	23,073.0	48,723.0	64,224.5

Datos en Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente

No considera 7.8 MMBPCE de reserva 1P, 2P y 3P de las Licitaciones.

Como se ha mencionado, uno de los indicadores más importantes en la industria son las Reservas de hidrocarburos ya que con ellas los gobiernos, el sector financiero y las empresas petroleras respaldan su valor ante los inversionistas y socios para la administración de su cartera de activos y su posibilidad de crecimiento. Aunado a lo anterior, las Reservas facilitan el acceso a los mercados de capital, a los créditos y a los financiamientos, es por ello que los gobiernos y las empresas muestran su empeño para determinar una buena estimación de sus Recursos estableciendo distintas normativas que regulen dichas Reservas.

Por lo anterior, el presente trabajo tiene como objetivo mostrar la importancia de la Cuantificación y Certificación de las Reservas de hidrocarburos. Asimismo, describir las áreas de oportunidad que existen en la regulación actual en México.

Capítulo 1. Marco Normativo

En el mundo existen distintas normativas enfocadas en regular la y clasificación y Cuantificación de las Reservas y los Recursos de cada Nación, que adoptan algún sistema de clasificación, de acuerdo con las necesidades del país.

Además, existe algún regulador gubernamental que es una entidad estatal enfocada en promover y regular las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de una manera sustentable, con el fin de maximización dichos Recursos y propiciar el crecimiento económico.

Respecto a las Reservas de hidrocarburos, el regulador gubernamental es el encargado de establecer qué clasificación y definiciones de Reservas y Recursos serán utilizados; lo cual, tiene como objetivo que las Reservas y Recursos del país reflejen adecuadamente el total de su potencial, permitiendo establecer los esquemas que optimicen la extracción de dichos volúmenes.

En la **Tabla 2**, se muestra una comparativa de los entes reguladores gubernamentales y los sistemas de clasificación de Reservas de hidrocarburos utilizados en distintos países.

Tabla 2. Reguladores gubernamentales en materia de Reservas de hidrocarburos.

País	Regulador Gubernamental	Clasificación de Recursos Utilizado
México	Comisión Nacional de Hidrocarburos	PRMS ¹
Reino Unido	Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial	PRMS
República Popular China	Administración Nacional de Energía	CCPR ²
Rusia	Ministro de Energía de la Federación Rusa	RFC ³
Noruega	Dirección Noruega del Petróleo	NPD ⁴
Canadá	Regulador de Energía de Canadá	COGEH ⁵
Malasia	Gestión de Petróleo en Malasia	PRMS
Brasil	Agencia Nacional de Petróleo	PRMS

Nota: 1.-PRMS = Petroleum Resources Management System; 2.-CCPR = China Petroleum Resources Classification System; 3.- RFC = Russia Federation Classification ; 4.-NPD = Norwegian Petroleum Directorate; 5.-COGEH = Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook.

Lo anterior, puede ampliar el reflejo de la importancia que tienen la Reservas de aceite y gas en el mundo, tal es así que existe regulación internacional enfocada específicamente en las Reservas, así como distintos marcos para la clasificación de estas, véase el **Capítulo 2. Reservas de Hidrocarburos**. Por lo tanto, la regulación debe seguir mejorando, en conjunto con el avance tecnológico y el desarrollo humano, para establecer una estimación de Reservas y Recursos con mayor certidumbre.

Respecto a México, tras un diagnóstico de la situación petrolera en la Nación y como estrategia de modernizar el sector energético e incrementar las capacidades técnicas, operativas y financieras para lograr la maximización del valor de los hidrocarburos se aprobó la Reforma Constitucional en materia Energética (Reforma) el 20 de diciembre de 2013.

Como resultado de la Reforma, para la realización de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos se le brindó al Estado la posibilidad de otorgar Asignaciones o suscribir Contratos.

Una Asignación petrolera es aquel *“acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía (SENER), otorga exclusivamente a Petróleos Mexicanos (PEMEX) el derecho para realizar actividades de exploración y explotación petrolera, en un área determinada y por una duración específica”*, (Secretaria de Energía, 2015).

Durante el proceso de la Reforma, SENER otorgó a PEMEX en el marco de la Ronda Cero 489 Asignaciones, sin embargo, a inicios del primer trimestre del 2023 sólo se cuentan con 412 Asignaciones vigentes, **Figura 4**.

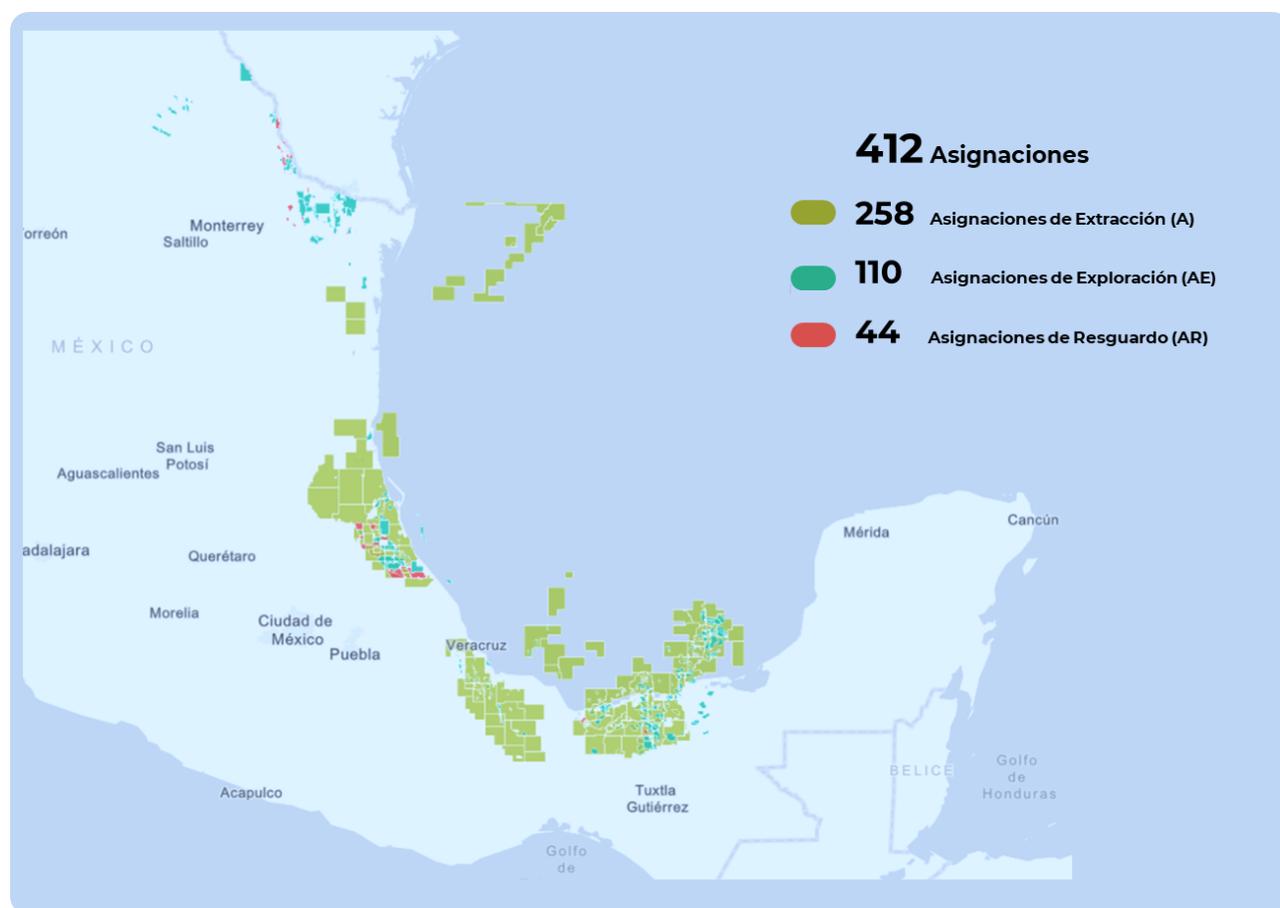


Figura 4. Asignaciones vigentes en México. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE o Contratos, indistintamente) son aquellos “actos jurídicos que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), por el que se conviene la Exploración y Extracción de hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica”, (Secretaría de Energía, 2015).

Los CEE pueden ser adjudicados mediante procesos de licitación, migración de Asignaciones a Contratos, o a empresas con concesiones mineras, sin perder de vista que en todo caso el Estado mantiene la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo.

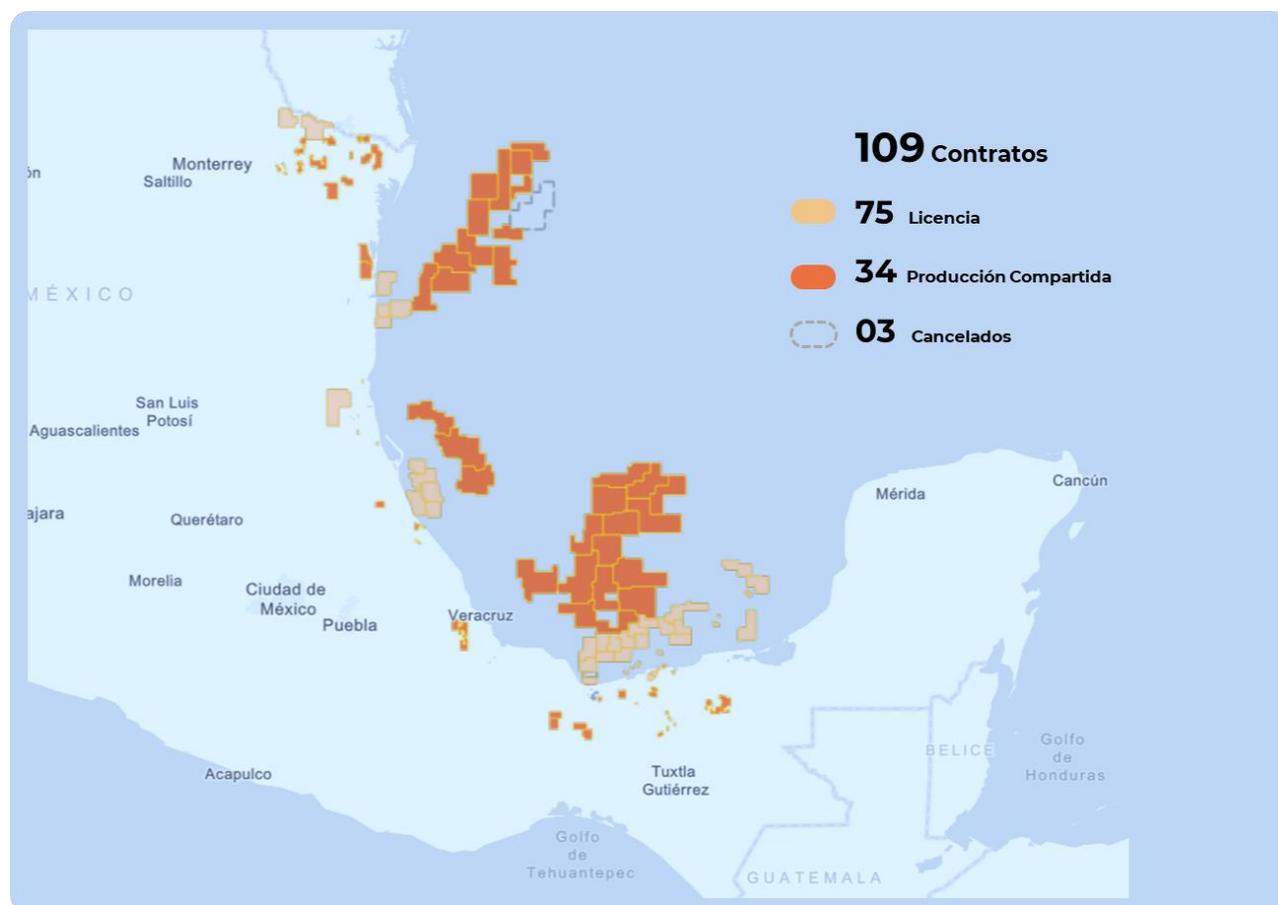
El modelo mexicano considera 4 tipos de CEE que son: Licencia, Utilidad Compartida, Producción Compartida y Servicios, **Tabla 3**.

Tabla 3. Características de los modelos de Contrato.
(Reyes Pimentel & Meneses).

Tipos de Contratos	Comercialización de hidrocarburos	Contraprestaciones	
		Estado	Contratista
Licencia	Contratista	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Bono a la firma ◦ Cuota Contractual ◦ Regalías ◦ Valor Hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Valor Hidrocarburos
Utilidad Compartida	Estado	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Cuota Contractual ◦ Regalías ◦ Utilidad Operativa 	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Recuperación de Costos ◦ Utilidad Operativa
Producción Compartida	Contratos y Estado	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Cuota Contractual ◦ Regalías ◦ Utilidad Operativa 	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Recuperación de Costos (opcional) ◦ Utilidad Operativa
Servicios	Estado	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Efectivo

Durante los distintos procesos licitatorios para la adjudicación de los Contratos, se firmaron 112 Contratos (77 bajo la modalidad de Licencia y 35 bajo la

modalidad de Producción Compartida), sin embargo, a inicios del primer trimestre del 2023 sólo se cuentan con 109 Contratos vigentes, **Figura 5**.



*Figura 5. Contratos en México.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).*

Como resultado de la publicación de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y las demás Leyes Secundarias publicadas en agosto de 2014, se fortaleció a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH o Comisión, indistintamente) como el órgano regulador para las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en México, otorgándole la facultad para la administración de las Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

De acuerdo con lo señalado en el artículo 43, fracción I, incisos f) y g) de la Ley de Hidrocarburos, le corresponde a la CNH regular y supervisar el

cumplimiento por parte de los Asignatarios y Contratistas autorizados en las materias de su competencia, así con las actividades petroleras, entre las cuales destacan:

- La Cuantificación de Reservas y los Recursos prospectivos y contingentes;
- La Certificación de Reservas de la Nación por parte de terceros independientes, así como el proceso de selección de los mismos.

Normatividad asociada a las Reservas de la Nación

El 20 de diciembre de 2017, la CNH publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los Lineamientos que regulan el procedimiento de Cuantificación y Certificación de Reservas de la Nación (Lineamientos de Reservas), mismos que entraron en vigor al día siguiente de su publicación. Es importante mencionar que estos han sufrido dos reformas, la primera publicada en el DOF el 16 de julio de 2019 y la segunda publicada en el 31 de mayo de 2022.

Dichos Lineamientos de Reservas tienen por objeto establecer la regulación aplicable a la Cuantificación y Certificación de Reservas que llevan a cabo los Operadores Petroleros y Terceros Independientes, respectivamente; estableciendo, entre otros puntos, lo siguiente¹:

- I. El procedimiento de Cuantificación anual de Reservas.
- II. La metodología aceptada por la CNH para realizar el análisis, clasificación, Cuantificación, categorización y evaluación de las Reservas.
- III. Los términos y condiciones para las notificaciones y entrega de información materia.
- IV. Los criterios y mecanismos que se deben cumplir para poder realizar trabajos de Cuantificación y Certificación de las Reservas de la Nación.
- V. El proceso y criterios para el registro de los Terceros Independientes para integrar el Padrón y su actualización, así como la vigencia de dicho registro, y
- VI. Los elementos que deberá considerar la CNH en la aprobación de Terceros Independientes para su contratación por los Operadores Petroleros.

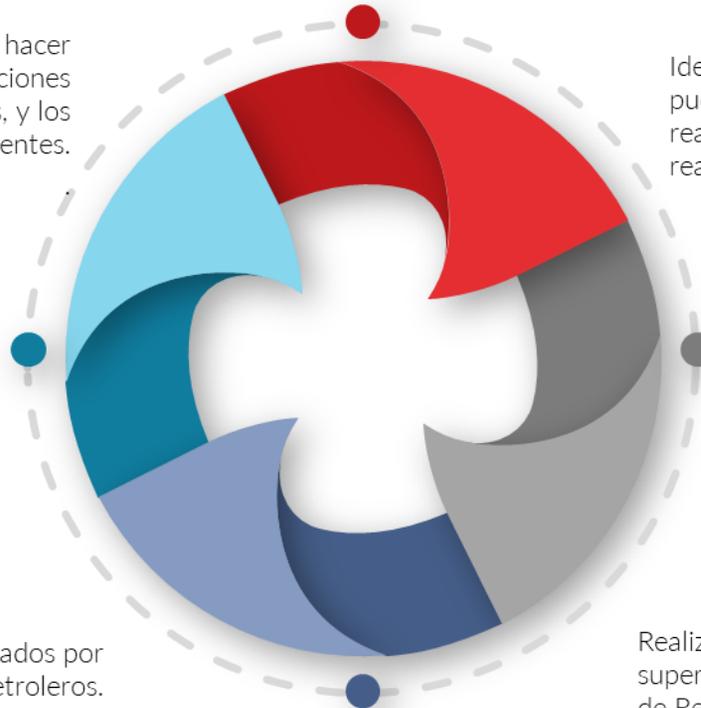
¹ De conformidad con el Artículo 1 de los Lineamientos de Reservas.

Para el ejercicio de las atribuciones en materia de estimación de las Reservas de la Nación, la CHN adoptó la metodología del Petroleum Resources Management System, conocida en español como el Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS, por sus siglas en inglés), para estandarizar el fundamento de referencia para los análisis y estudios de evaluación y verificación de las Reservas. En la **Figura 6**, se muestran los objetivos de adoptar el PRMS².

Conviene enfatizar que la CNH debe realizar sus funciones en materia de Reservas conforme a la metodología del PRMS en su versión en inglés que se encuentre vigente a la fecha en que inicie su procedimiento anual de Cuantificación y hará del conocimiento aquellos aspectos del PRMS que no se tomarán en cuenta para la evaluación del ejercicio correspondiente.

² De acuerdo con el Artículo 11 de los Lineamientos de Reservas, la Comisión adopta el PRMS como metodología de referencia para la evaluación y consolidación de Reservas de la Nación.

I. Establecer la metodología que permita hacer comparables las estimaciones y evaluaciones realizadas por los Operadores Petroleros, y los Terceros Independientes.



III. Identificar y cuantificar las diferencias que pudieran existir entre las estimaciones realizadas por los Operadores Petroleros, y las realizadas por los Terceros Independientes.

II. Evaluar los informes y reportes realizados por los Operadores Petroleros.

IV. Realizar revisiones a las estimaciones y supervisar el cumplimiento de los Lineamientos de Reservas.

*Figura 6. Objetivos de adoptar el PRMS por parte de la CNH.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2022).*

Cuantificación y Certificación de Reservas

Para iniciar con la Cuantificación y Certificación de las Reservas de la Nación asociadas a las áreas de Asignación o Contractuales es importante que los Operadores Petroleros se apeguen al Ciclo de Certificación de Reservas y al Calendario Anual.

El objetivo de la Cuantificación anual de Reservas es que los Operadores Petroleros proporcionen los elementos técnicos para que la CNH supervise y consolide la información relativa a las Reservas de la Nación.

Algunos de los fines, **Figura 7**, que tiene la Cuantificación y Certificación de Reservas es:

- Brindar certeza sobre las cifras de Reservas de la Nación,
- Analizar el cálculo del máximo factor de recuperación final de los hidrocarburos.
- Establecer los elementos para calcular la Tasa de Restitución nacional de Reservas
- Contar cada año con la Clasificación de Reservas de la Nación por cada categoría,
- Supervisar y evaluar la maduración y evolución de las Reservas mediante la verificación de su congruencia con los Planes de Desarrollo para la Extracción aprobados,
- Establecer los periodos para los ejercicios de Certificación de Reservas de la Nación.
- Identificar coherencia entre la Cuantificación y la Certificación de Reservas de la Nación
- Promover independencia y rotación de los Terceros Independientes respecto de las certificaciones.
- Disponer la información que se obtenga de los reportes de Cuantificación y la Certificación de Reservas de la Nación

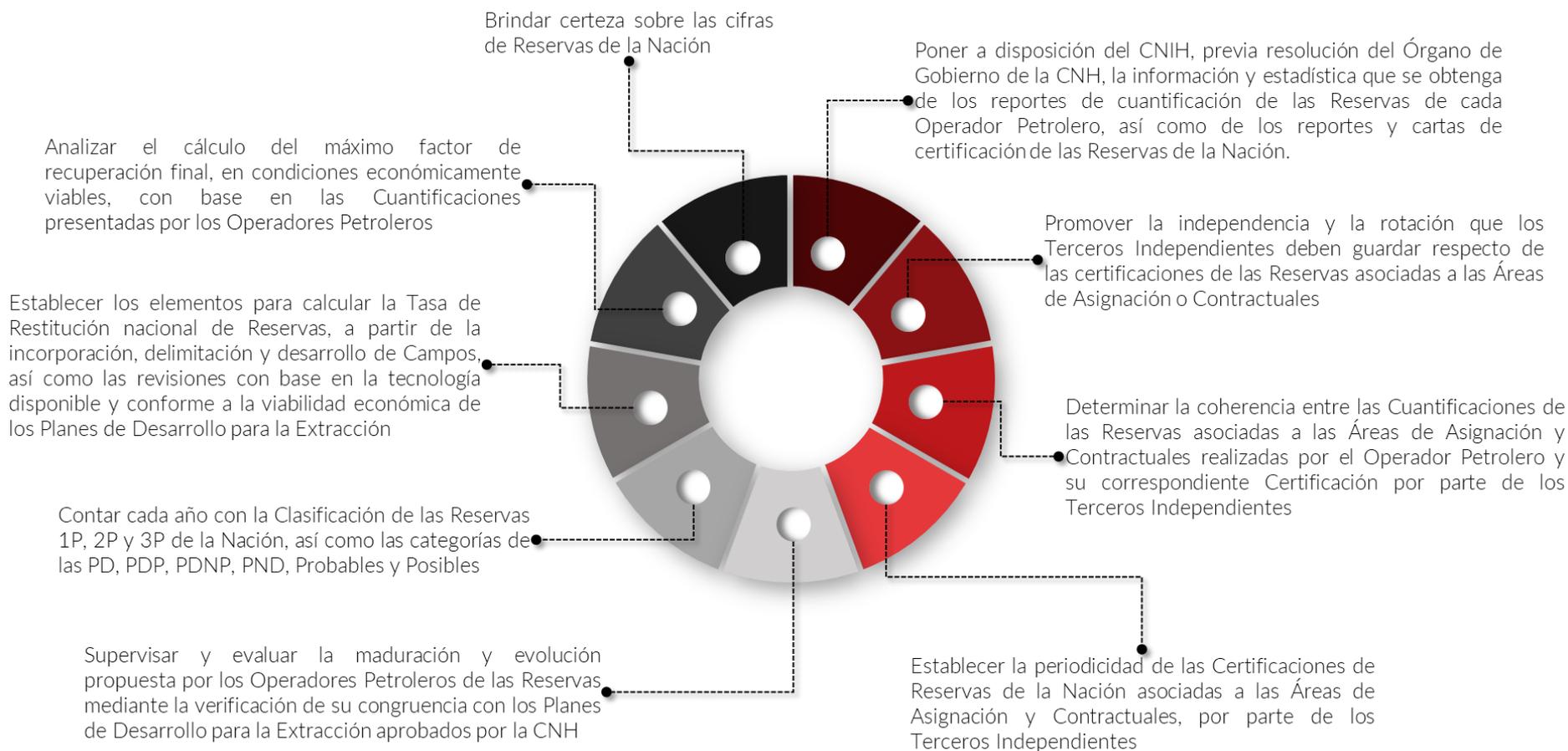


Figura 7. Objeto de la Cuantificación anual de Reservas y del Ciclo de Certificación.

Ciclo de Certificación de Reservas

El Ciclo de Certificación de Reservas³ tiene una duración de tres años y comienza con el aviso del inicio del procedimiento anual de Cuantificación y Certificación de Reservas. Al término del Ciclo de Certificación de Reservas se deberá contar con la Cuantificación y Certificación del 100% de Reservas 1P, 2P y 3P, a través de Terceros Independientes. Cabe señalar que el Ciclo de Certificación de Reservas tiene dos modalidades sobre la distribución del porcentaje de Reservas a cuantificar y certificar por cada año⁴, tal como se muestra en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Modalidades del Ciclo de Certificación de Reservas.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2022).

Modalidad	Ciclo de Certificación			Consideraciones
	Año 1	Año 2	Año 3	
I	Certificar al menos 40% de las Reservas 1P, 2P y 3P.	Certificar el 60% o el porcentaje restante de las Reservas 1P, 2P y 3P.		Para efectos de coherencia en la evaluación, la totalidad de las Reservas certificadas en un mismo año, deberán corresponder a un mismo Yacimiento o Campo.
II	Certificar 100% de las Reservas 1P, 2P y 3P.	Señalar que no existen modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción en el informe relativo al Año de Evaluación		Para los casos de modificación de Planes, se deberá certificar el 100% por ciento de las Reservas 1P, 2P y 3P asociadas a las Áreas de Asignación o Contractuales correspondientes a dicho Plan, en la cuantificación anual inmediata siguiente a la aprobación de la modificación.

³ De acuerdo con el Artículo 3 de los Lineamientos de Reservas, el Ciclo de Certificación de Reservas se define como el periodo de tres Años de Evaluación respecto de los cuales se realiza y reporta la certificación realizada por Terceros Independientes sobre el cien por ciento de las Reservas 1P, 2P y 3P de la Nación que hayan sido cuantificadas por cada Operador Petrolero, de conformidad con las Asignaciones o Contratos de los que sean titulares, según corresponda.

⁴ Conforme con el Artículo 19 de los Lineamientos de Reservas.

Calendario Anual

El Calendario Anual⁵ contempla las principales actividades que deben llevarse a cabo para la Cuantificación y Certificación de las Reservas de la Nación y en él están involucrados la CNH, los Operadores Petroleros, los Terceros Independientes y los Lineamientos de Reservas, **Figura 8**.

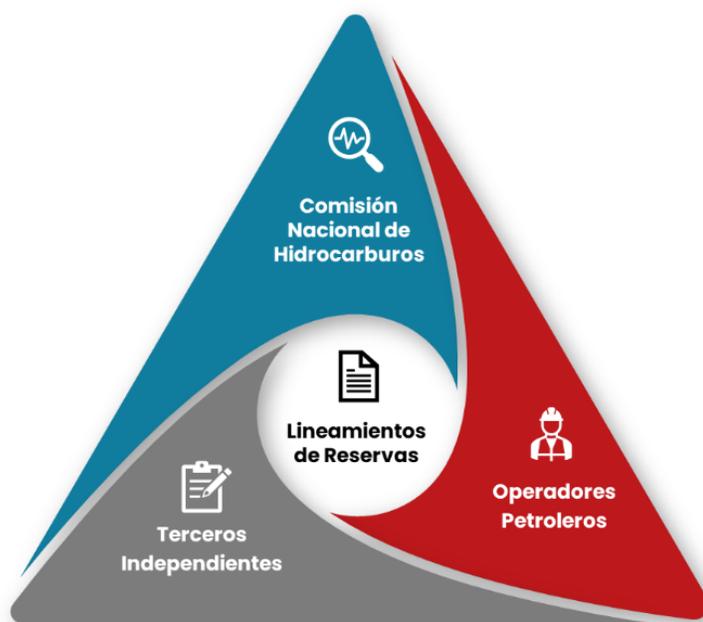


Figura 8. Involucrados en el Calendario Anual de Reservas.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2022).

El Calendario Anual se estructura de acuerdo con tres puntos importantes:

⁵ De conformidad con el Artículo 3 de los Lineamientos de Reservas, el Calendario Anual se define como la programación que realiza la CNH respecto de las actividades para la presentación de reportes de cuantificación de las Reservas elaborados por los Operadores Petroleros, así como los reportes finales de las certificaciones de las Reservas elaborados por los Terceros Independientes como parte del procedimiento anual de cuantificación y certificación de Reservas para su consolidación.

- El aviso de inicio del procedimiento anual de Cuantificación y Certificación de Reservas, el cual debe presentarse los primeros cinco días hábiles del mes de julio de cada año.
- El Informe relativo al Año de Evaluación, el cual debe presentarse entre el 1 de enero y el 15 de febrero de cada año.
- Resolución definitiva por parte de la CNH sobre las cifras de Reservas 1P, 2P y 3P cuantificadas por los Operadores Petroleros, que debe ser emitida a más tardar la segunda semana de abril o, en el caso de que exista un mecanismo de revisión, a más tardar la segunda semana de septiembre de cada año.

Aviso de inicio del procedimiento anual de Cuantificación y Certificación de Reservas

El aviso de inicio del procedimiento anual de Cuantificación y Certificación de Reservas es aquel trámite que da inicio al Ciclo de Certificación de Reservas⁶ y este se presenta conforme a la temporalidad de la presentación o conforme a la aprobación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, como se muestra en la **Figura 9**.

⁶ En conformidad con el Artículo 21 de los Lineamientos de Reservas, los Operadores Petroleros deberán entregar a la Comisión el aviso de inicio del procedimiento anual de cuantificación y certificación de las Reservas. Con dicha entrega dará inicio al procedimiento citado.

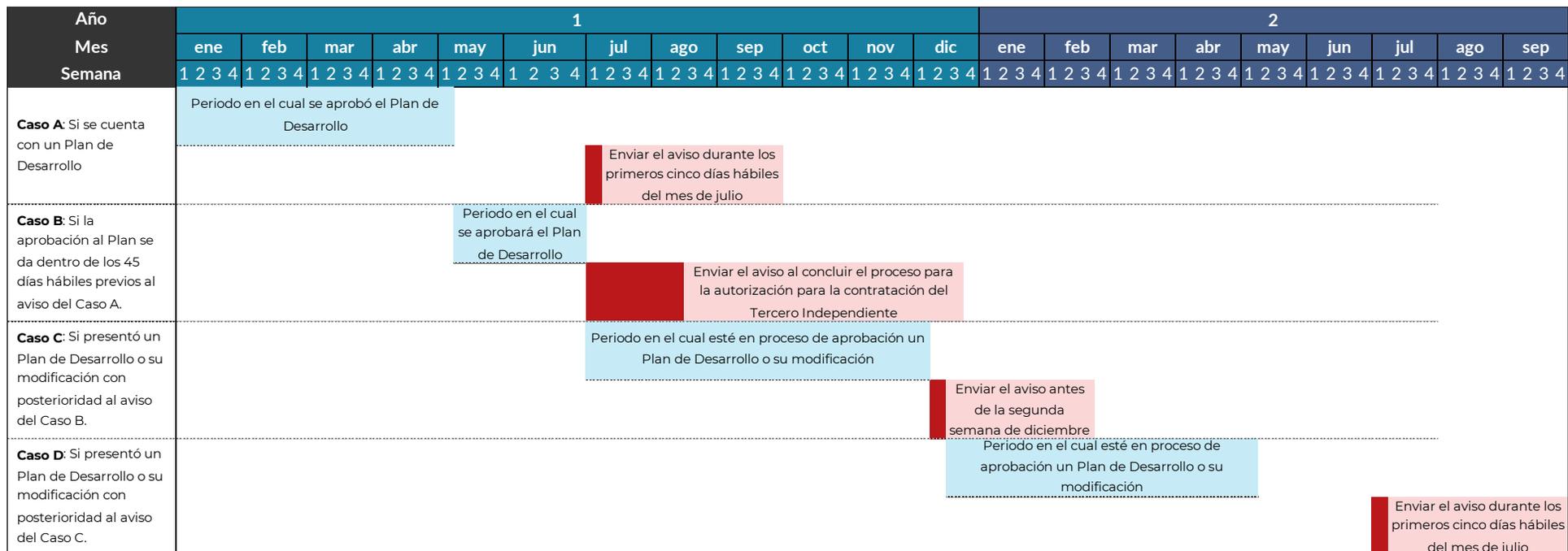


Figura 9. Aviso del inicio del procedimiento anual de Cuantificación y Certificación de Reservas. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2022).

Terceros Independientes en Materia de Reservas

La Certificación de las Reservas 1P, 2P y 3P debe realizarse a través de Terceros Independientes⁷, mismos que deben estar inscritos en el Padrón de Terceros Independientes en materia de Reservas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos⁸. La **Tabla 5** muestra los Terceros Independientes inscritos en el Padrón a inicios del primer trimestre del 2023.

El registro en el Padrón⁹ como Terceros Independientes permite a las empresas ser contratados por los Operadores Petroleros para realizar la Certificación de las Reservas de la Nación asociadas a una Asignación o Contrato, según sea el caso.

⁷ De conformidad con el Artículo 3 de los Lineamientos de Reservas, el Tercero Independiente es aquel experto en materia de Clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de Reservas propiedad de la Nación, que se encuentra registrado en el Padrón.

⁸ En acuerdo con los Artículos 19 y 30 de los Lineamientos de Reservas.

⁹ De acuerdo al Artículo 3 de los Lineamientos de Reservas, el Padrón es el conjunto de personas morales registradas por la Comisión como Terceros Independientes, que cumplen con los requisitos para realizar la certificación de las Reservas de la Nación, en términos de los Lineamientos.

Tabla 5. Terceros Independientes Inscritos en el Padrón.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Número	Empresa	Clave de Registro
1	AGR Group Americas, Inc.	RPR-AGR-US-16-4I7
2	DeGolyer and MacNaughton	RPR-DAM-US-15-5G4
3	ERC EQUIPOISE LIMITED	RPR-ERC-UK-16-6R9
4	FRAGUVA ENERGY, S.A. de C.V.	RPR-FEN-MX-23-9E3
5	GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, INC.	RPR-GCA-US-15-1F4
6	GLJ LTD.	RPR-GLJ-CA-17-5C8
7	GX Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.	RPR-GXG-MX-16-1D9
8	McDaniel & Associates Consultants Ltd.	RPR-MDA-CA-17-4I1
9	Netherland, Sewell & Associates, Inc.	RPR-NSA-US-21-4F9
10	RPS Group, Inc.	RPR-RPS-US-17-4F3
11	Ryder Scott Company, L.P.	RPR-RCS-US-15-7C9
12	SGS de México, S.A. de C.V.	RPR-SGS-MX-16-8A7
13	SPROULE INTERNATIONAL LIMITED	RPR-SIL-CA-16-8OA
14	TRACS International Limited	RPR-TIL-UK-21-4Z7

Aprobación para la contratación del Tercero Independiente

Previo a la entrega del aviso de inicio del procedimiento anual de Cuantificación y Certificación de Reservas se debe presentar a la CNH la propuesta de Tercero Independiente para llevar a cabo la Certificación de Reservas y esta debe resolver sobre la autorización. Una vez que se obtenga la

autorización, el Operador Petrolero podrá proceder a la contratación del Tercero Independiente¹⁰.

Posteriormente, los Operadores Petroleros deberán enviar a la CNH el aviso de la firma de la contratación celebrada con los Terceros Independientes. Además, de ser el caso, deberán notificar a la CNH la modificación o terminación anticipada de los contratos, señalando la razón de las mismas¹¹.

Es importante mencionar que, concluido el Ciclo de Certificación de Reservas, los Operadores Petroleros no podrán celebrar contratos de servicios para el Ciclo de Certificación inmediato siguiente con el mismo Tercero Independiente que los certificó¹².

Informe relativo al Año de Evaluación

El Informe relativo al Año de Evaluación está compuesto por los reportes relativos al análisis, estimación y Cuantificación de las Reservas de la Nación realizada tanto por el Operador Petrolero como la Certificación realizada por el Tercero Independiente.

El reporte del Operador Petrolero debe contener, al menos¹³:

- Información General del área de Asignación o Contractual
- La evaluación y Cuantificación de las Reservas
- La descripción general del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la estimación y Cuantificación de las Reservas
- Tabla comparativa de la Cuantificación de las Reservas determinada por los Terceros Independientes y aquéllas sustentadas por los Operadores Petroleros, así como una explicación por cada Campo que contenga diferencias.
- Los volúmenes brutos de Reservas.

¹⁰ De acuerdo con el Artículo 36 de los Lineamientos de Reservas.

¹¹ Conforme al Artículo 39 de los Lineamientos de Reservas.

¹² En relación con el Artículo 40 de los Lineamientos de Reservas, concluido el Ciclo de Certificación de los Campos asociados a una determinada Área de Asignación o Contractual, los Operadores Petroleros no podrán celebrar contratos de servicios para el Ciclo de Certificación inmediato siguiente con el mismo Tercero Independiente que los certificó.

¹³ En línea con el Artículo 12 y el Anexo I de los Lineamientos de Reservas.

- La evaluación y Cuantificación de las Reservas por Campo, al Límite Económico y a la fecha de término de la Asignación o Contrato.
- Los elementos para determinar la Tasa de Restitución de las Reservas
- Perfil de producción histórico, así como los pronósticos de producción asociados a las Reservas. Particularmente se deberán contemplar al menos los siguientes elementos.
- La ubicación de los pozos a los cuales están referidos los valores de Reservas que se reportan, así como su estado.
- Los precios por tipo de Hidrocarburo.
- Indicadores económicos.

Adicionalmente, debe ser entregado:

- Currícula y ficha técnica de los responsables del proyecto de Certificación, de petrofísica, de ingeniería de Yacimientos, de recuperación avanzada, de producción, de geología y de geofísica que fueron designados por los Terceros Independientes para la Certificación de las Reservas de la Nación.
- Las cartas de Certificación firmadas y apostilladas expedidas por los Terceros Independientes, conforme al Calendario Anual.

Es importante mencionar que los volúmenes de Hidrocarburos estimados a ser producidos con posterioridad a la fecha de terminación de los Contratos deberán ser clasificados como Recursos Contingentes por los Operadores Petroleros, sin embargo, dichos volúmenes serán considerados Reservas para la Nación.

Criterios para la revisión de la información

Dentro de la revisión de la información, la CNH debe identificar las diferencias en las cifras presentadas entre el Operador Petrolero y los Terceros Independientes partiendo de lo siguiente¹⁴:

¹⁴ De conformidad con el Artículo 16 de los Lineamientos de Reservas.

a) Cuando la diferencia absoluta entre las estimaciones de las Reservas en Petróleo Crudo Equivalente al Límite Económico sea menor o igual al 10% para la Categoría 1P, y menor o igual al 20% en las Categorías 2P y 3P, la CNH considerará las cifras reportadas por el Operador Petrolero en el informe relativo al Año de Evaluación.

I. Para Reservas 1P:

$$\frac{|Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero} - Vol Reservas por campo_{Tercero Independiente}|}{Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero}} * 100\% \leq 10\%$$

II. Para Reservas 2P y 3P:

$$\frac{|Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero} - Vol Reservas por campo_{Tercero Independiente}|}{Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero}} * 100\% \leq 20\%$$

b) Cuando la diferencia absoluta entre las estimaciones de las Reservas en Petróleo Crudo Equivalente al Límite Económico sea mayor al 10% para la Categoría 1P, y mayor al 20% en las Categorías 2P y 3P, la CNH realizará audiencias y reuniones de trabajo.

I. Para Reservas 1P:

$$\frac{|Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero} - Vol Reservas por campo_{Tercero Independiente}|}{Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero}} * 100\% \geq 10\%$$

II. Para Reservas 2P y 3P:

$$\frac{|Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero} - Vol Reservas por campo_{Tercero Independiente}|}{Vol Reservas por campo_{Operador Petrolero}} * 100\% \geq 20\%$$

- c) Analizará la Clasificación y Categorización de las Reservas propuestas por los Operadores Petroleros y Terceros Independientes a fin de verificar su congruencia con los Planes de Desarrollo que tengan aprobados y, en su caso, señalará las inconsistencias que se detecten, para su ajuste por parte de estos.

Si a pesar de las audiencias o reuniones de trabajo sostenidas las diferencias no pudieran quedar resueltas, la CNH instruirá que inicie el mecanismo de revisión únicamente para aquellos Campos que excedan las diferencias absolutas en Petróleo Crudo Equivalente en 15, 50 y 75 millones de barriles para las Reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Capítulo 2. Reservas de Hidrocarburos

Definición y clasificación de Reservas

A través del tiempo, se han realizado los esfuerzos para armonizar los criterios utilizados para clasificar y evaluar Reservas, ya que las compañías operadoras han utilizado la clasificación de Recursos y Reservas en función de criterios técnicos y económicos que más les han convenido.

Algunas veces los criterios y las metodologías empleadas para elaborar un informe de Reservas cambian en función del propósito de un gobierno o una empresa. Sin embargo, no siempre estas nuevas clasificaciones resultan ser prácticas cuando se desea hacer una compilación de informes realizados por distintos Operadores Petroleros para un regulador. Lo ideal es que se establezca un sólo sistema de clasificación para ser utilizados por las agencias reguladoras, las entidades gubernamentales e, internamente, por los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes en materia de Reservas.

Cabe mencionar que una de las claves para una correcta Cuantificación y Certificación de Reservas es la experiencia, integridad y competencia del evaluador tanto como la cantidad y calidad de datos disponibles, por lo que se convierte en una ciencia inexacta producto de un proceso subjetivo.

A continuación, se abordarán algunos de los sistemas de clasificación reconocidos de manera internacional que han servido para homologar los criterios implementados en la Clasificación de Reservas.

Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo

El Sistema de Gestión de Recursos Petroleros es un sistema desarrollado a partir de la colaboración de la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), la Society of Exploration Geophysicists (SEG), la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) y de la European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE).

El PRMS tiene como objetivo proveer los principios y definiciones para la evaluación y clasificación de las Reservas y Recursos de Hidrocarburos, permitiendo la flexibilidad para que los Operadores Petroleros, entidades, gobiernos, agencias y reguladores, adapten la aplicación de este sistema a sus necesidades particulares.

La aplicación del PRMS considera tanto los factores técnicos como los económicos que impactan en la viabilidad del proyecto, en su vida productiva y en sus flujos de efectivo relacionados.

De acuerdo con el PRMS, las Reservas son volúmenes comerciales de hidrocarburo que son recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada y bajo condiciones definidas. La **Figura 10** muestra los cuatro criterios que deben satisfacer las Reservas.

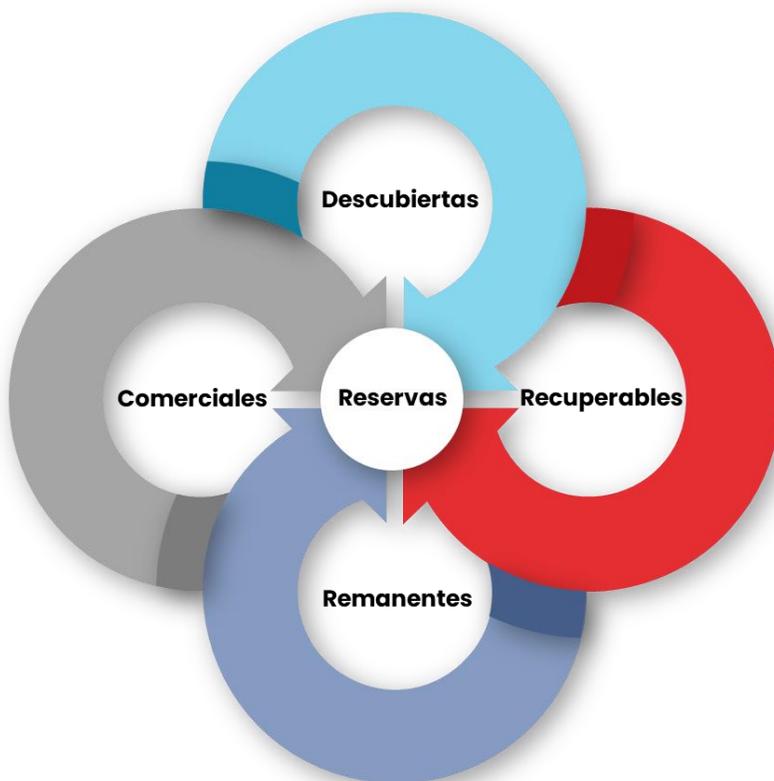


Figura 10. Criterios para considera un volumen como Reserva.

Las Reservas deben ser medidas como las cantidades de hidrocarburos a la venta según lo medido en el punto de referencia. Asimismo, se deben categorizar con mayor detalle de acuerdo con el rango de incertidumbre y deberían ser sub-clasificadas en función de la madurez del proyecto y/o caracterizarse por el estatus de desarrollo y producción.

En términos probabilistas, las Reservas pueden observarse como una distribución de probabilidad continua de volúmenes determinada por un rango de incertidumbre. A consecuencia de lo anterior, una estimación baja, media y alta se relaciona con las Categorías 1P, 2P y 3P, respectivamente, tal como se muestra en la **Figura 11**.

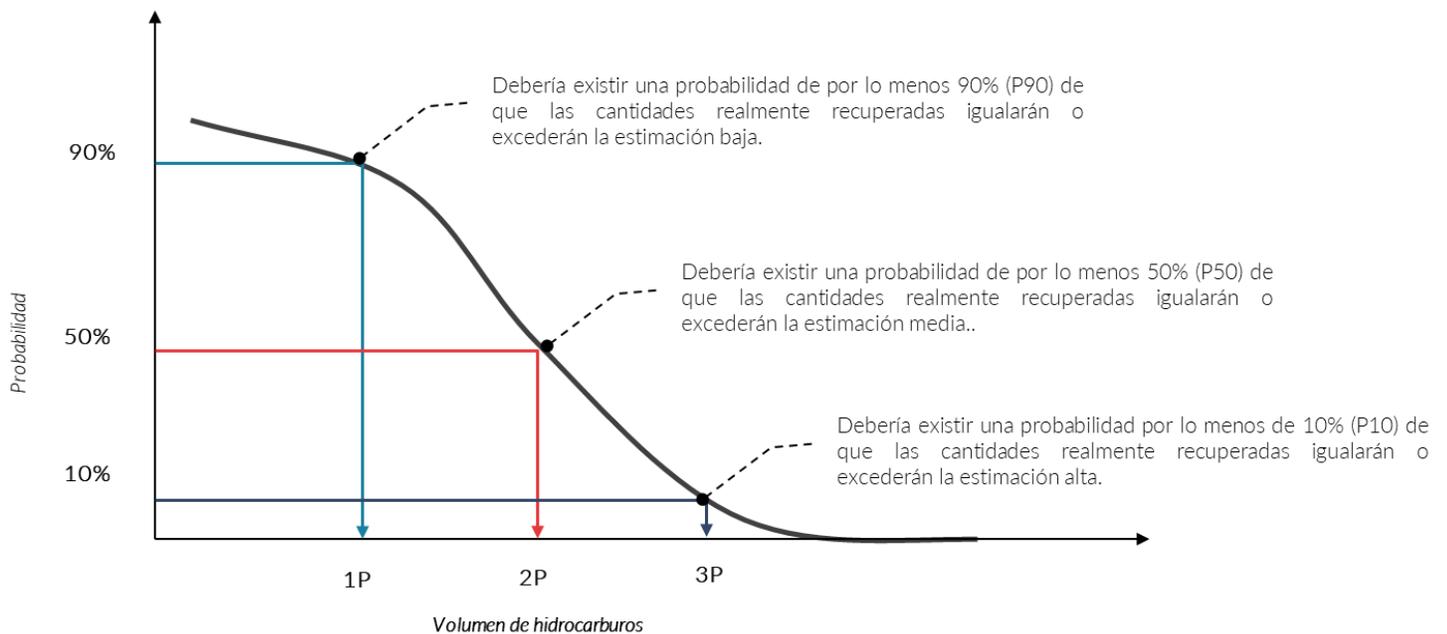
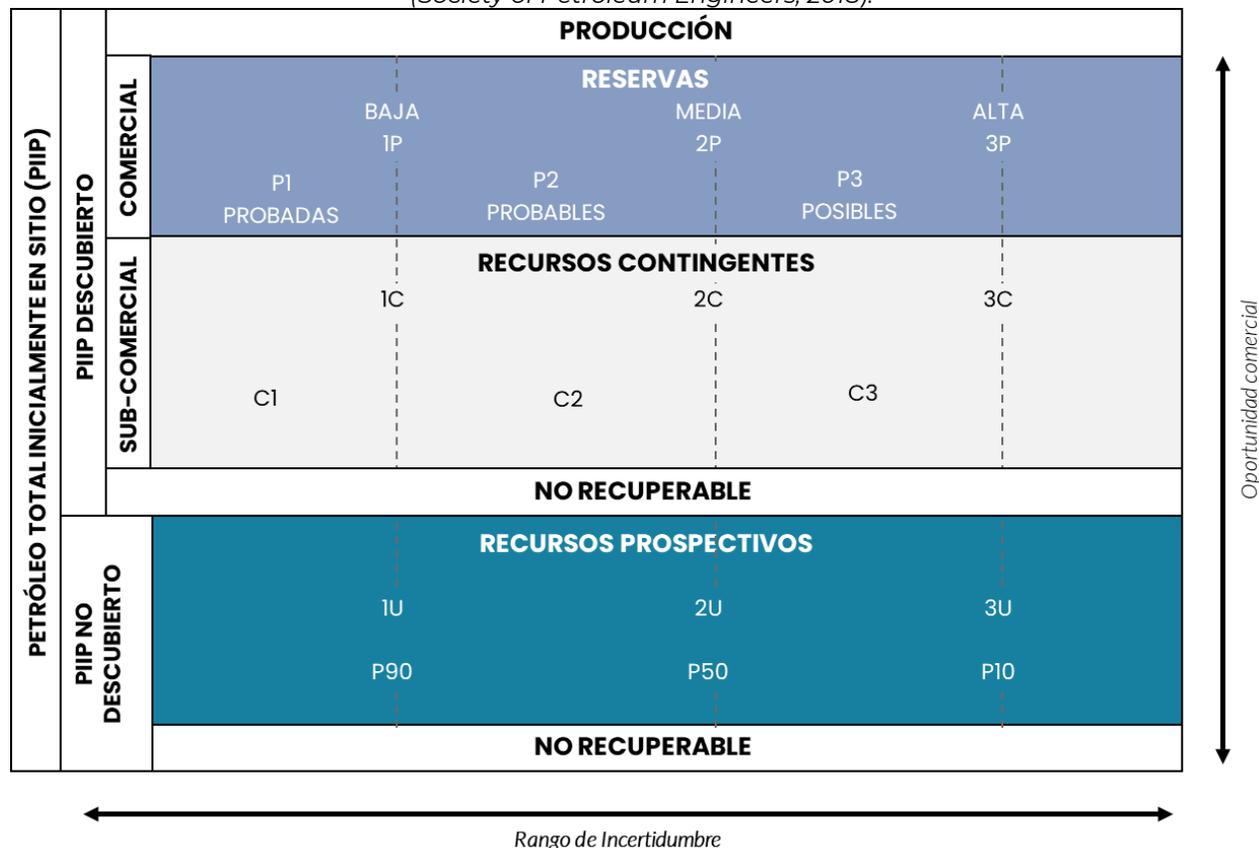


Figura 11. Categoría de Reservas de hidrocarburos en razón de la probabilidad.

En la **Tabla 6** se presenta el sistema de clasificación de Recursos del PRMS. Dicho sistema clasifica los Recursos en descubiertos y no descubiertos y establece clases de Recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos, así como Petróleo No Recuperable.

Conviene mencionar que el eje horizontal refleja el rango de incertidumbre de las cantidades estimadas mientras el eje vertical representa la oportunidad comercial.

Tabla 6. Marco para la clasificación de Recursos.
(Society of Petroleum Engineers, 2018).



Adicionalmente, la **Tabla 7** muestra la sub-clasificación de los proyectos de desarrollo y las cantidades recuperables de acuerdo con los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas y requeridas para categorizar un proyecto hacia la producción comercial. Esto a su vez se relaciona de manera análoga a las etapas de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos especificadas dentro de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos y la normatividad asociada.

Tabla 7. Sub-clases basadas en la madurez del proyecto.
(Society of Petroleum Engineers, 2018).

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EN SITIO (PIIP)		PRODUCCIÓN		Madurez del proyecto
		PIIP DESCUBIERTO	COMERCIAL	RESERVAS
COMERCIAL	RESERVAS		En Producción	
		Aprobado para el Desarrollo		
		Justificado para el Desarrollo		
		NO RECUPERABLE		
PIIP NO DESCUBIERTO	SUB-COMERCIAL	RECURSOS CONTINGENTES	Desarrollo Pendiente	
	SUB-COMERCIAL		RECURSOS CONTINGENTES	Desarrollo en Espera
Desarrollo Sin Definir				
Desarrollo No Viable				
NO RECUPERABLE				
PIIP NO DESCUBIERTO	NO RECUPERABLE	RECURSOS PROSPECTIVOS	Prospecto Exploratorio	
			Área de oportunidad Exploratoria	
			Concepto Exploratorio	
		NO RECUPERABLE		

Rango de Incertidumbre

Oportunidad comercial

A manera de resumen, en la **Figura 12** se muestran las Categorías de Reservas de acuerdo con el PRMS, mismas que se vinculan con las Categorías de Reservas presentadas en los reportes e informes solicitados por la CNH a los Operadores Petroleros y a los Terceros Independientes en materia de Reservas.

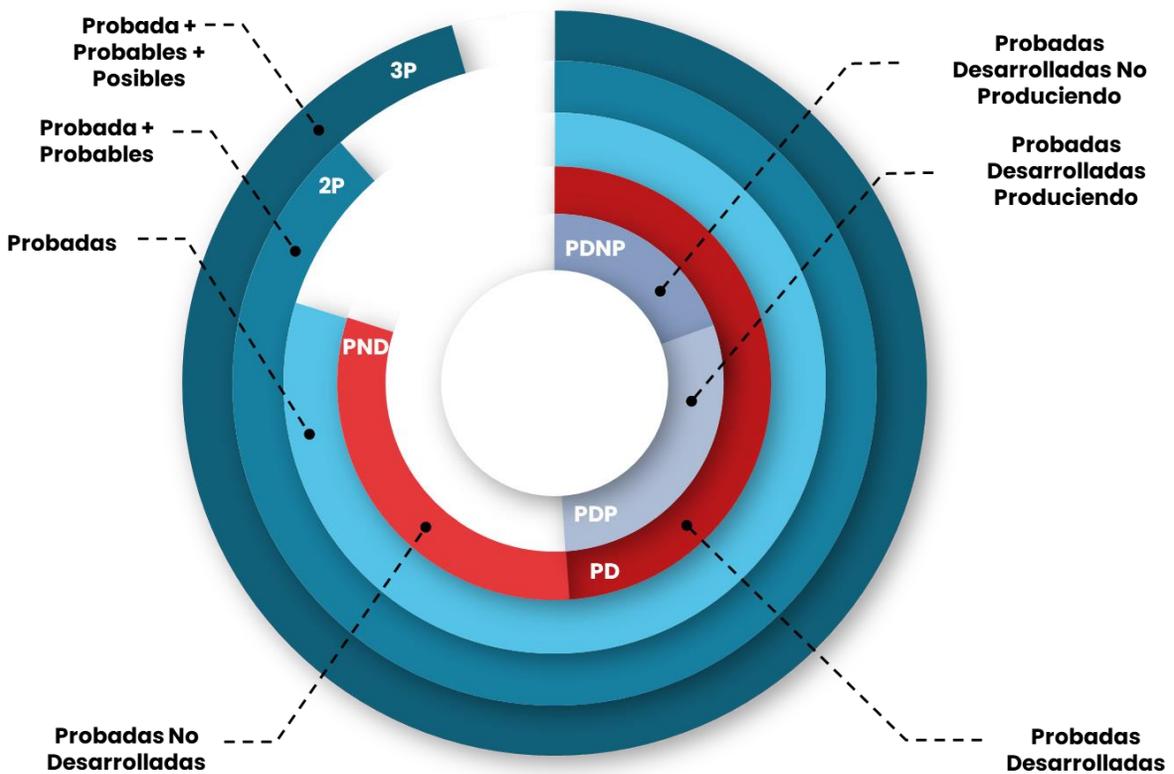
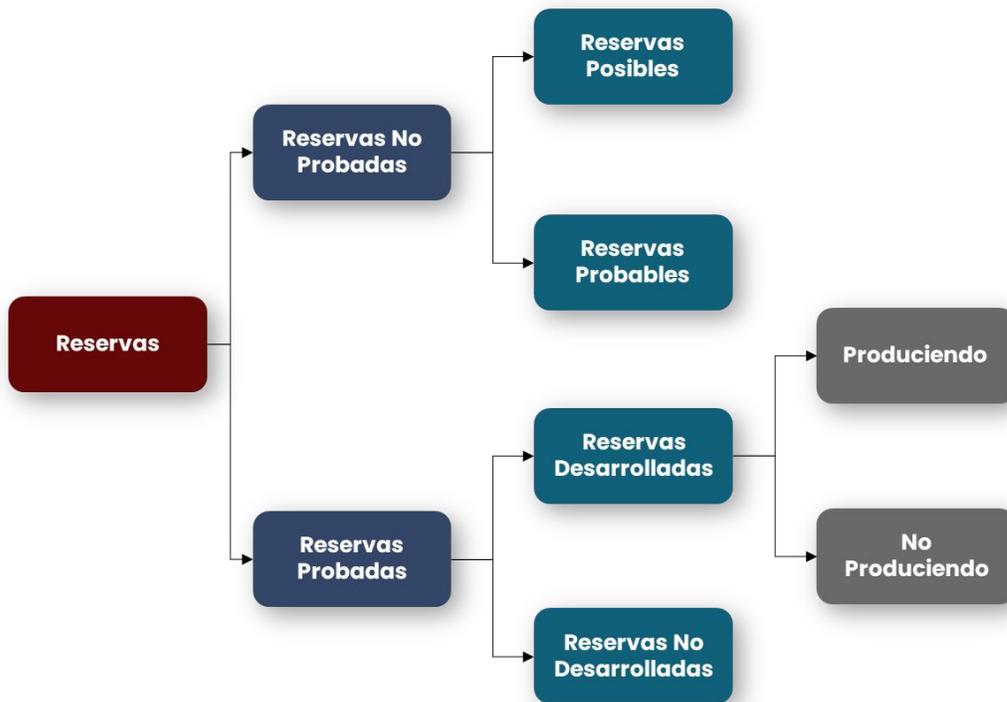


Figura 12. Categorías de Reservas.

Clasificación de Reservas de las Naciones Unidas para los Recursos y Reservas Minerales

La United Nations Framework Classification for Resources, conocida en español como Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos Fósiles o CMNU (UNFC, por sus siglas en inglés), es un sistema universalmente aceptable e internacionalmente aplicable basado en proyectos y principios, orientado a determinar la viabilidad ambiental, social y económica y la factibilidad técnica y la madurez de los proyectos de explotación de Recursos. La CMNU ofrece un marco sistemático para describir el nivel de certeza de las cantidades futuras de producción de un proyecto.

La CMNU se basa en el arreglo de tres criterios fundamentales, la viabilidad ambiental, social y económica (E), la factibilidad técnica (F), y el grado de certeza de la estimación (G), mediante un sistema de codificación numérico.

Las combinaciones de esos criterios generan un sistema tridimensional (**Figura 13**). Para cada uno de los tres criterios se definen Categorías y, en algunos casos, Subcategorías.

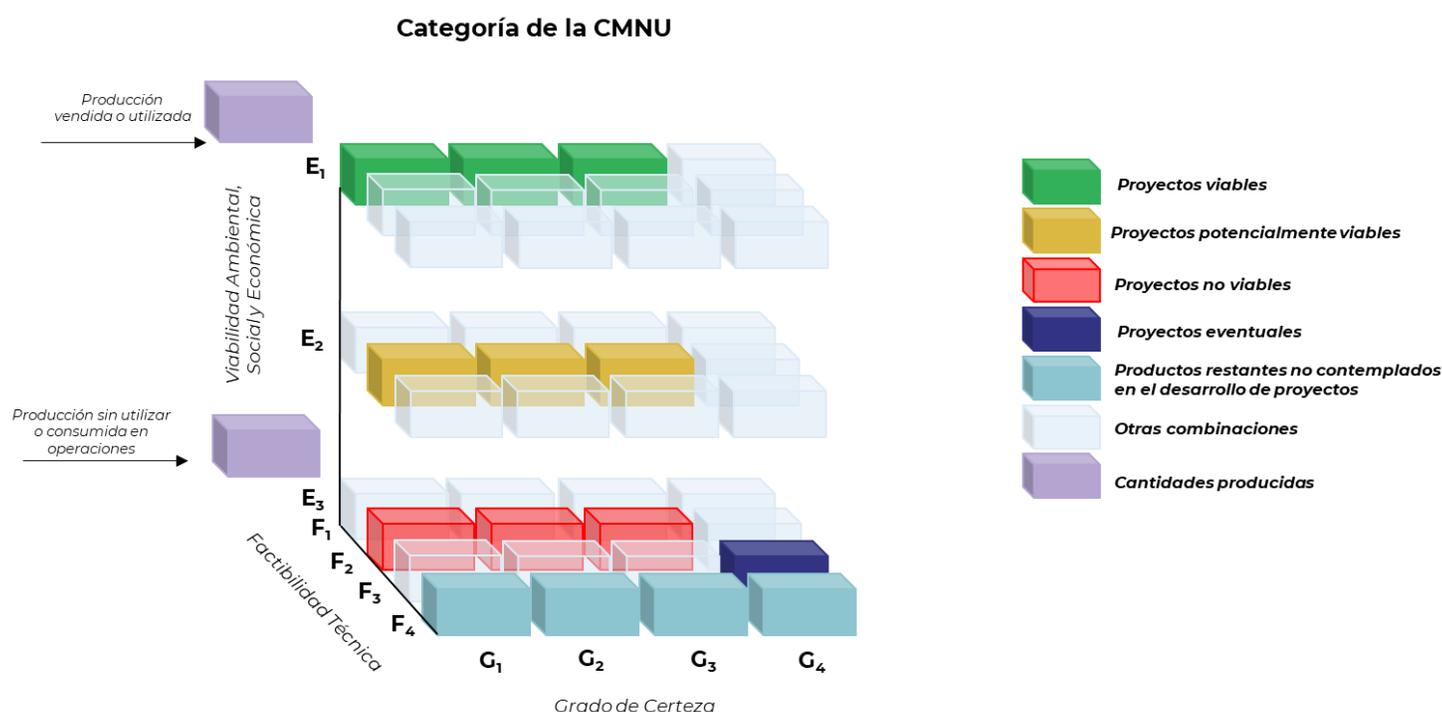


Figura 13. Distribución de Recursos conforme al UNFC 2019.

Las Categorías que contempla el Eje E se refieren a la medida en que las condiciones ambientales, sociales y económicas son favorables a la hora de establecer la viabilidad del proyecto, las Categorías del eje F recogen la madurez de la tecnología, los estudios y los compromisos necesarios para ejecutar el proyecto, por último, las Categorías del eje G se remiten al grado de certeza de la estimación de las cantidades de los productos que pueden obtenerse del proyecto. (Organización de las Naciones Unidas, 2020).

Por otro lado, es imprescindible mencionar la relevancia de los documentos puente que existen para el entendimiento de la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos Fósiles y las demás clasificaciones existentes en el mundo.

En primer lugar, el documento puente explica la relación entre la CMNU y otro sistema de clasificación, e incluye instrucciones para clasificar las estimaciones generadas con arreglo a ese sistema utilizando los códigos numéricos de la CMNU. El documento puente que se utilice como base para una evaluación deberá hacerse público junto con las cantidades presentadas en el informe.

En segundo, los documentos puente pueden ser útiles para la UNFC como herramienta de coordinación y cooperación entre los países miembros y puede servir como base común para la discusión y el diálogo entre los países miembros en relación con la administración de los Recursos.

Hasta diciembre de 2019 (Organización de las Naciones Unidas, 2020), se habían publicado documentos puente entre la CMNU y:

- a) El Modelo del Comité de Normas Internacionales para la Presentación de Informes sobre Reservas Minerales (CRIRSCO).
- b) El Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS) de la SPE.
- c) La Clasificación del Uranio de la Agencia para la Energía Nuclear de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (AEN) y el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).
- d) La Clasificación de Reservas y Recursos de Petróleo y Gas Combustible de la Federación de Rusia de 2013.
- e) Las Normas Nacionales de la República Popular China “Clasificación de Recursos y Reservas de Combustibles Sólidos y Productos Minerales (GB/T 17766-1999)”.

- f) Las Normas Nacionales de la República Popular China “Clasificación de Recursos y Reservas de Petróleo (GB/T 19492-2004)”.

En el caso de México, una guía que sirve mejor para el entendimiento de la relación entre la PRMS y la UNFC es la prueba piloto realizada por la CNH y supervisada por el Grupo de Expertos en Clasificación de Recursos (EGRC) de Naciones Unidas. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Tabla 8. Versión abreviada de la CMNU, con las Clases primarias.
(Organización de las Naciones Unidas, 2020).

	Producido	Producción vendida o utilizada				
		Producción sin utilizar o consumida en las operaciones ^a				
		Clase	Categorías mínimas			
			E	F	G ^b	
Producción total	La viabilidad ambiental, social y económica y la factibilidad técnica del proyecto se han confirmado	Proyectos viables ^c	1	1	1, 2, 3	
	La viabilidad ambiental, social y económica y/o la factibilidad técnica del proyecto aún no se han confirmado	Proyectos potencialmente viables ^d	2 ^e	2	1, 2, 3	
		Proyectos no viables ^f	3	2	1, 2, 3	
	Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados ^g			3	4	1, 2, 3
	La información sobre la fuente es insuficiente para evaluar la viabilidad ambiental, social y económica y la factibilidad técnica del proyecto	Proyectos eventuales		3	3	4
	Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales			3	4	4

a. La producción futura que no se utiliza o se consume en las operaciones del proyecto se clasifica en la categoría E3.1. Esta puede existir en todas las clases de cantidades que pueden recuperarse.

b. Las categorías G pueden utilizarse de manera discreta o mediante escenarios cumulativos (por ejemplo, G1+G2).

c. Las estimaciones asociadas con los proyectos viables se definen en muchos sistemas de clasificación como reservas, pero hay algunas diferencias materiales entre las definiciones específicas que se aplican en los diferentes sectores, por lo que el término no se usa en esta publicación.

d. No todos los proyectos potencialmente viables se desarrollarán.

e. Los proyectos potencialmente viables podrán satisfacer los requisitos de E1.

f. Los proyectos no viables incluyen aquellos cuya evaluación se encuentra en una etapa temprana y aquellos cuyo desarrollo viable no se considera probable en el futuro previsible.

g. Los productos restantes que no hayan sido contemplados en el desarrollo de proyectos identificados o proyectos eventuales pueden serlo en el futuro en función de cambios de la tecnología o de las condiciones ambientales, sociales y económicas. Algunas o todas estas cantidades estimadas podrán no desarrollarse nunca debido a restricciones materiales y/o ambientales, sociales y económicas.

Esta clasificación puede ser menos útil en el caso de los proyectos de explotación de recursos renovables pero puede usarse, sin embargo, para indicar el nivel de potencial por explotar. Cabe destacar que los productos restantes equivalen a cantidades que, de producirse, podrían venderse, comprarse o utilizarse (como la electricidad y el calor, a diferencia de la energía eólica o la radiación solar).

Tabla 9. Clases y Sub-clases definidas por Subcategorías.
(Organización de las Naciones Unidas, 2020).

Clases de la CMNU definidas por categorías y subcategorías							
Producto	Producción vendida o utilizada						
	Producción sin utilizar o consumida en las operaciones						
Clase	Sub-clase	Categorías					
		E	F	G			
Producto total	Fuentes conocidas	Proyectos viables	En producción	1	1.1	1, 2, 3	
			Desarrollo aprobado	1	1.2	1, 2, 3	
			Desarrollo justificado	1	1.3	1, 2, 3	
		Proyectos potencialmente viables	Desarrollo pendiente	2	2.1	1, 2, 3	
			Desarrollo detenido	2	2.2	1, 2, 3	
		Proyectos no viables	Desarrollo sin aclarar	3.2	2.2	1, 2, 3	
			Desarrollo no viable	3.3	2.3	1, 2, 3	
		Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados		3.3	4	1, 2, 3	
		Fuentes potenciales	Proyectos eventuales	[No se definen subclases]	3.2	3	4
			Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales		3.3	4	4

Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación del Reino Unido

En el Reino Unido, las Reservas de hidrocarburos se clasifican según el PRMS (North Sea Transition Authority, 2021).

Es importante destacar que las Categorías en las cuales se clasifican las Reservas y Recursos de hidrocarburos se encuentran en función de la información disponible en un momento determinado, y que pueden variar a medida que se adquiere nueva información sobre el yacimiento.

Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación Chino

La República Popular China clasifica sus Reservas de hidrocarburos según la China Classification for Petroleum Reserves and Resources (CCPR 2004, por sus siglas en inglés) el cual es un sistema con tres Categorías principales basadas en el conocimiento geológico, así como en la madurez del proyecto (fase de exploración o de desarrollo), **Figura 14**.

Las principales Categorías de Reservas son las siguientes:

- **Reservas Geológicas Medidas (MEGR):** Reservas que se estiman con un alto nivel de confianza y un error relativo no superior a $\pm 20\%$ posterior a la confirmación de comercialidad de los yacimientos. Se basan en datos geológicos, geofísicos y de producción, y que tienen la mayor certeza de existencia y recuperación.
- **Reservas Geológicas Indicadas (IDGR):** Reservas que se estiman con un nivel de confianza moderado y un error relativo no superior a $\pm 50\%$ cuando el volumen económicamente recuperable de hidrocarburo se obtiene de un pozo asociado a la fase de exploración. Se basan en datos geológicos y geofísicos, y tienen una mayor certeza de existencia y recuperación que los volúmenes inferidos.
- **Reservas Geológicas Inferidas (IFGR):** Las Reservas geológicas inferidas se estiman con un nivel bajo de confianza, dicho de otra manera, cuando el volumen económicamente recuperable de hidrocarburo se obtiene de un pozo preliminar o cuando se determine que probablemente existe un depósito de petróleo y/ gas natural. Se basan en la interpretación geológica y tienen una menor certeza de existencia y recuperación.

En China, la clasificación de las Reservas de hidrocarburos se realiza principalmente por la China National Petroleum Corporation (CNPC) y la China National Offshore Oil Corporation (CNOOC).

Es importante tener en cuenta que el sistema de clasificación de Reservas de China es diferente del sistema de clasificación de la PRMS, que se utilizan ampliamente en otros países.

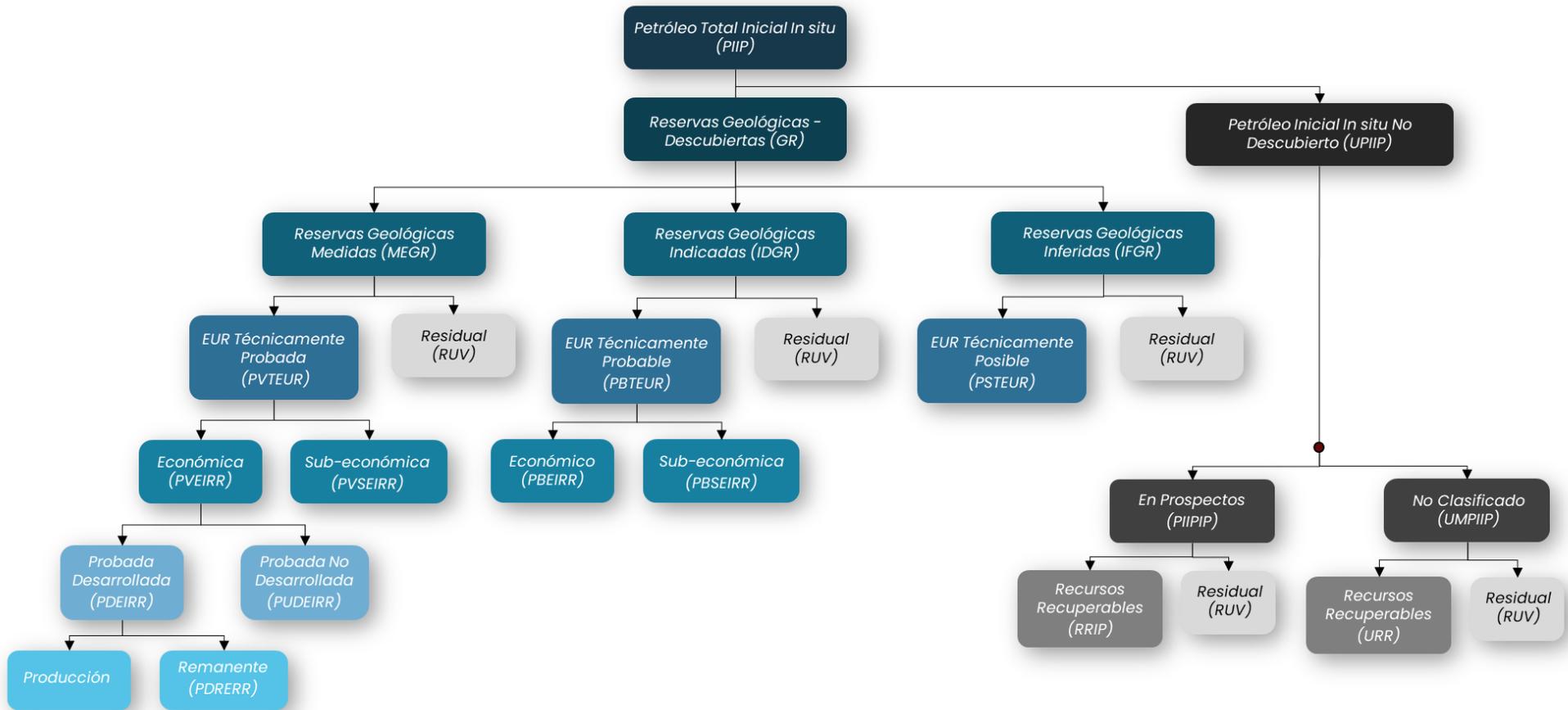


Figura 14. Clasificación de Reservas de hidrocarburos bajo el sistema China. (Yongxiang, Junfeng, & Xiaowen, 2011).

En el año 2018, se desarrolló el documento puente entre la CCPR 2004 y la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos de 2009 que sirven para el mapeo de las Clases, Sub-clases y Categorías entre estos dos sistemas de clasificación, tal como se muestran en la **Tabla 10** y en la **Tabla 11**.

Tabla 10. Mapeo de Clases y Categorías mínimas entre la Clasificación CCPR 2004 y la UNFC 2019. (Bridging Document National Standard of the People's Republic of China "Classification for Petroleum Resources/Reserves" (GB/T 19492-2004) and "United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009", 2018).

Categorías de la CCPR 2004					UNFC 2019			
					Clase	Categorías mínimas		
Descubiertas	MEGR	PVTEUR	PVEIRR	PDEIRR	Proyectos viables	E1	F1	G1
			PUDEIRR			E1	F1	G1
			PVSEIRR		Proyectos potencialmente viables	E2	F2	G1
	IDGR	PBTEUR	PBEIRR	E2		F2	G1+G2	
			PBSEIRR	E2		F2	G1+G2	
	IFGR	PSTEUR		E2		F2	G1+G2+G3	
	MEGR	RUV		Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados	E3	F4	G1	
	IDGR	RUV			E3	F4	G1+G2	
	IFGR	RUV			E3	F4	G1+G2+G3	
	No Descubiertas	PIIPIP	RRIP		Proyectos eventuales	E3	F3	G4
UMPIIP		URR		E3		F3	G4	
PIIPIP		RUV		Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales	E3	F4	G4	
UMPIIP		RUV			E3	F4	G4	

Tabla 11. Mapeo de Subclases y Categorías entre la Clasificación CCPR 2004 y la UNFC 2019. (Bridging Document National Standard of the People's Republic of China "Classification for Petroleum Resources/Reserves" (GB/T 19492-2004) and "United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009", 2018)

UNFC 2019		CCPR 2004		
Clase	Sub-clase	Categorías		
Proyectos viables	En producción	PDEIRR	Desarrollo en fase de producción	Descubiertas
	Desarrollo aprobado	PUDEIRR	Desarrollo en fase de construcción	
	Desarrollo justificado		Fase de evaluación de yacimientos	
Proyectos potencialmente viables	Desarrollo pendiente	IDGR/IFGR	Proyectos o Fase de exploración general	
	Desarrollo detenido			
Proyectos no viables	Desarrollo sin aclarar			
	Desarrollo no viable			
Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados		RUV		
Proyectos eventuales	[No se definen subclases]	PIIPIP	Proyectos o Fase de exploración general	No Descubiertas
		UMPIIP	Reconocimiento regional / Exploración con riesgo	
Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales		RUV		

Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación Ruso

La Russian Federation Classification, conocida en español como Clasificación de Reservas y Recursos de petróleo y gas natural de la Federación Rusa (RFC 2013, por sus siglas en inglés) establece los principios para la estimación y contabilización de las Reservas y Recursos hidrocarburos. Esta clasificación toma en cuenta el desarrollo comercial y la madurez exploratoria.

La RFC 2013 considera: las Reservas exploradas (A, B1, B2 y C1), las Reservas preliminares (C2), los Recursos potenciales (C3) y los Recursos pronosticados (D1 y D2). Las reservas de gas natural de las Categorías A, B1, B2 y C1 se consideran totalmente extraíbles. Para las reservas de petróleo y gas condensado, se calcula un coeficiente de extracción previsto basado en factores geológicos y técnicos.

De otra manera, las Categorías de Reservas se pueden expresar como: A (productoras, perforadas), B1 (productoras, no perforadas, exploradas), B2 (productoras, no perforadas, estimadas), C1 (exploradas) y C2 (estimadas). En cuanto a la función de la madurez geológica de exploración, los Recursos se dividen en: D0 (preparados), DL (delimitado), D1 (prospectivo), D2 (pronosticado), (UNECE, 2019).

Tabla 12. Clasificación de Reservas de hidrocarburos bajo el sistema Ruso. (OGRC, 2005).

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EN SITIO (PIIP)	RESERVAS GEOLÓGICAS (petróleo Descubierto IIP)	Económica Normalmente Rentable	Reservas Producidas				
			Reservas Recuperables				
			A	B1	C1	C2	C2
		Económica Contingentemente Rentable	Reservas Contingentemente Recuperables				
			Estimación Baja		Estimación Media	Estimación Alta	
		Sub-económica	Solo estimaciones In Situ				
	Reservas No Recuperables						
	PIIP NO DESCUBIERTO	Potencialmente Rentable	Recursos Recuperables				
			Delimitados				
		Indefinidamente Rentable	Prospectivos				
Pronosticados							
		Recursos No Recuperables					



 Grado de Conocimiento de Exploración Geológica y Madurez para Producir



 Conocimiento de Exploración Geológica y Grado de Madurez para el Desarrollo Económico

En el 2016, la Comisión Estatal de Reservas Minerales de la Federación Rusa y el Grupo Asesor Técnico del Grupo de Expertos en Clasificación de Recursos desarrolló el documento puente entre la RFC 2013 y la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos de 2009. Sin embargo, con la actualización de la Clasificación Marco de las Naciones Unidas en 2019 y el documento puente se puede determinar el mapeo de Clases, Sub-clases y Categorías, tal como se muestran en la **Tabla 13** y en la **Tabla 14**.

Tabla 13. Mapeo de Clases y Categorías entre la Clasificación RFC 2013 y la UNFC 2019. (State Commission of Mineral Reserves, 2016).

Categorías de la RFC 2013		UNFC 2019			
		Clase	Categorías mínimas		
Descubiertas	A, B1, B3	Proyectos viables	E1	F1	G1, G2, G3
	A, B1, B2 C1, C3	Proyectos potencialmente viables	E2	F2	G1, G2, G3
	C1, C3	Proyectos no viables	E3	F2	G1, G2, G3
	A, B1, B2, C1, C2 (no recuperable)	Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados	E3	F4	G1, G2, G3
No Descubiertas	D0, DL, D1, D2	Proyectos eventuales	E3	F3	G4
	D0, DL, D1, D2 (no recuperable)	Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales	E3	F4	G4

Tabla 14. Mapeo de Sub-clases y Categorías entre la Clasificación RFC 2013 y la UNFC 2019.
(State Commission of Mineral Reserves, 2016).

UNFC 2019					RFC 2013
Clase	Sub-clase	Categorías			Categorías
		E	F	G	
Proyectos viables	En producción	1	1.1	1, 2, 3	A1
	Desarrollo aprobado	1	1.2	1, 2, 3	B1
	Desarrollo justificado	1	1.3	1, 2, 3	B2
Proyectos potencialmente viables	Desarrollo pendiente	2	2.1	1, 2, 3	A, B1, B2 C1, C2
	Desarrollo detenido	2	2.2	1, 2, 3	A, B1, B2 C1, C2
Proyectos no viables	Desarrollo sin aclarar	3.2	2.2	1, 2, 3	C1, C2
	Desarrollo no viable	3.3	2.3	1, 2, 3	C1, C2
Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados		3.3	4	1, 2, 3	A, B1, B2, C1, C2 (no recuperable)
Proyectos eventuales	[No se definen subclases]	3.2	3	4	D0
		3.2	3	4	DL
		3.2	3	4	D1, D2
Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales		3.3	4	4	D0, DL, D1, D3 (no recuperable)

Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación Noruego

La Norwegian Petroleum Directorate (NPD) es la agencia gubernamental encargada de la gestión de los Recursos de petróleo y gas natural en Noruega y clasifica las reservas de hidrocarburos en función de su estado de madurez, la probabilidad de extracción y el riesgo comercial. Para la clasificación, Noruega utiliza el sistema establecido en el documento Guidelines to Classification of the Petroleum Resources on the Norwegian continental Shelf.

Las Categorías del 0 al 6 abarcan los volúmenes recuperados, los volúmenes descubiertos, reservas y Recursos contingentes, en la categoría 7 se colocan las posibles medidas futuras para mejorar el factor de recuperación, junto con los

descubrimientos que aún no han sido evaluados. Las categorías 8 y 9 abarcan los Recursos no descubiertos (**Figura 15**).

El código empleado por la NPD indica la Clase de Recurso al cual se asocia, en tal sentido, los códigos considerados entre RC0 al RC3 se refiere a Reservas, los códigos considerados entre RC4 al RC7 son Recursos Contingentes y los códigos RC8 y RC9 se refieren a Recursos No Descubiertos.

Cabe señalar que el nivel F identifica cantidades vinculadas a la recuperación inicial del proyecto (recuperación primaria), mientras que el nivel A son cantidades adicionales para los proyectos de recuperación mejorada entre otros. Además, asigna un nivel de incertidumbre bajo (L), medio (B), y alto (H), como se muestra en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Resumen Clases y sub-clases del sistema de Clasificación Noruego. (Norwegian Petroleum Directorate, 2018).

Clase	Clase de Recurso (Sub-clase)	Código	Categoría de proyecto	Categoría de Incertidumbre
	Producido	RC0		
Reservas	En producción	RC1		L, B, H
	Aprobado para la producción	RC2	F, A	L, B, H
	Decidido para la producción	RC3	F, A	L, B, H
	Producción en fase de clarificación	RC4	F, A	L, B, H
Recursos Contingentes	Producción probable pero no clarificada	RC5	F, A	L, B, H
	Producción no probable	RC6		L, B, H
	Producción no evaluada	RC7	F, A	L, B, H
	Prospectos	RC8		L, B, H
Recursos No Descubiertos	Recursos no asignados	RC9		L, B, H

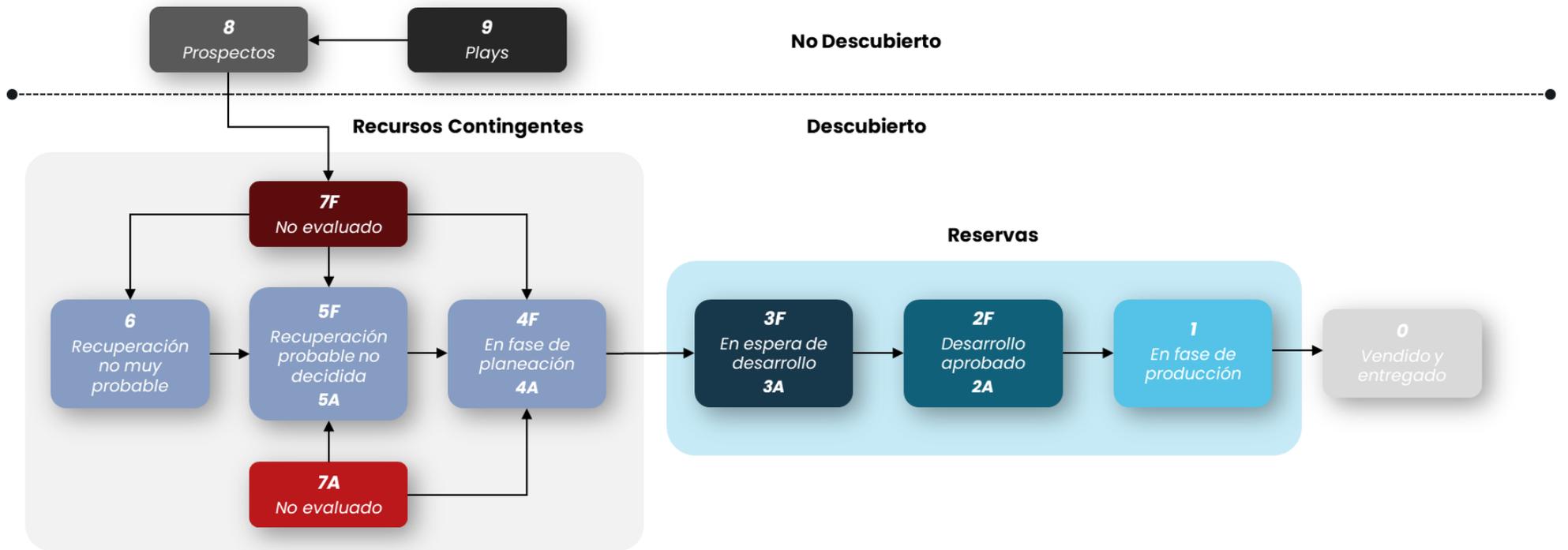


Figura 15. Clasificación de Reservas de hidrocarburos bajo el sistema Noruego. (Norwegian Petroleum Directorate, 2018).

En el 2012 se realizó una prueba piloto para asignar las cifras de reservas directamente a las definiciones de la UNFC 2009. Para el 2013, se llevó a cabo el mismo ejercicio utilizando las especificaciones genéricas de la UNFC 2009 y el PRMS.

La **Tabla 16** y **Tabla 17** la muestran el mapeo de Clases, Sub-clases y Categorías entre el Sistema de Clasificación de Noruega (NPD 2016) y la Clasificación Marco de las Naciones Unidas de 2019.

Tabla 16. Mapeo de Clases y Categorías entre la Clasificación NPD 2016 y la UNFC 2019. (Norwegian Petroleum Directorate, 2011).

Categorías de la NPD 2016		UNFC 2019			
		Clase	Categorías mínimas		
Descubiertas	RC1, RC2, RC3	Proyectos viables	E1	F1	G1, G2, G3
	RC4, RC5	Proyectos potencialmente viables	E2	F2	G1, G2, G3
	RC6, RC7	Proyectos no viables	E3	F2	G1, G2, G3
	No aplicable	Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados	E3	F4	G1, G2, G3
No Descubiertas	RC8, RC9	Proyectos eventuales	E3	F3	G4
	No aplicable	Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales	E3	F4	G4

Tabla 17. Mapeo de Sub-clases y Categorías entre la Clasificación NPD 2016 y la UNFC 2019. (Norwegian Petroleum Directorate, 2011).

UNFC 2019					NPD 2016
Clase	Sub-clase	Categorías			Categorías
		E	F	G	
Proyectos viables	En producción	1	1.1	1, 2, 3	RC1
	Desarrollo aprobado	1	1.2	1, 2, 3	RC2
	Desarrollo justificado	1	1.3	1, 2, 3	RC3
Proyectos potencialmente viables	Desarrollo pendiente	2	2.1	1, 2, 3	RC4
	Desarrollo detenido	2	2.2	1, 2, 3	RC5
Proyectos no viables	Desarrollo sin aclarar	3.2	2.2	1, 2, 3	RC6
	Desarrollo no viable	3.3	2.3	1, 2, 3	RC7
Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados		3.3	4	1, 2, 3	No aplicable
Proyectos eventuales	[No se definen subclases]	3.2	3	4	RC8
		3.2	3	4	RC9
Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales		3.3	4	4	No aplicable

Clasificación de Reservas conforme al Sistema de Clasificación Canadiense

El *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (COGEH), es un sistema de clasificación de Recursos y reservas basado en el marco de clasificación y definiciones del PRMS, es ampliamente utilizado por la industria petrolera en Canadá y es reconocido como un estándar para la evaluación de reservas en el país.

El COGEH establece las definiciones y criterios para la clasificación de las reservas de hidrocarburos en tres categorías principales: probadas, probables y posibles. Además, el COGEH también establece las definiciones para los Recursos contingentes y los Recursos prospectivos.

El COGEH contempla, también, los métodos y procedimientos para la estimación de reservas y Recursos, y proporciona pautas para la presentación de informes. Esto incluye la forma en que se deben presentar los datos y los supuestos utilizados en la estimación de reservas y Recursos, así como las limitaciones y las incertidumbres asociadas con estas estimaciones.

Cabe señalar que el COGEH puede utilizarse para evaluar los Recursos de petróleo y gas natural sin tener en cuenta la propiedad de estos (es decir, la titularidad no es una contingencia). Sin embargo, un informe COGEH debe contener una descripción clara de la situación de la propiedad de las reservas.

El COGEH puede asignar categorías de reservas a través de la certidumbre de estimación, para el caso de reservas probadas se asignan valores hacia abajo en un rango de a $1/3$ a $2/3$, mientras que, para el caso de las reservas totales se pueden adicionar valores hacia arriba en un rango de a $1/3$ a $2/3$ del escenario mejor estimado.

Para la estimación de reservas probadas se requiere utilizar precios constantes y pronósticos de precios, en tanto que, para las reservas probadas más probables, es posible utilizar un pronóstico de precios.

Para ser consideradas reservas probadas en la implementación de métodos de recuperación mejorada con éxito, deben cumplir los siguientes criterios: que existan al menos 3 yacimientos análogos cercanos al área; que se haya demostrado el éxito del proyecto a través de pruebas piloto exitosas, y que se cuente con todas las aprobaciones regulatorias para la implementación del proyecto.

Adicional a lo anterior, esta metodología plantea que los periodos de tiempo para la categorización de los volúmenes, 2 años para PDNP (Probada Desarrollada No Produciendo), 3 años para PND (Probada No Desarrollada), y periodos de 3 a 5 años para reservas probables y posibles.

Dado que el COGEH considera las definiciones del PRMS, se pueden utilizar la **Tabla 18** y la **Tabla 19** como documento puente entre el PRMS – COGEH y la UNFC.

Tabla 18. Mapeo de Clases y Categorías entre la Clasificación PRMS-2018, COGEH 2018 y la UNFC 2019. (Society of Petroleum Engineers, 2018), (C. Elliot, 2010).

Categorías de la PRMS 2018 - COGEH 2018		UNFC 2019			
		Clase	Categorías mínimas		
Descubiertas	Reservas	Proyectos viables	E1	F1	G1, G2, G3
	Recursos contingente	Proyectos potencialmente viables	E2	F2	G1, G2, G3
		Proyectos no viables	E3	F2	G1, G2, G3
	No recuperable	Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados	E3	F4	G1, G2, G3
No Descubiertas	Recursos prospectivos	Proyectos eventuales	E3	F3	G4
	No recuperable	Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales	E3	F4	G4

Como se puede observar en la Tabla 18 y en la Tabla 19, la PRMS – COGEH y la UNFC son muy similares en la clasificación de sus Recursos, las categorías de reservas 1P, 2P y 3P de la PRMS – COGEH se relacionan directamente con las categorías G1, G2, G3 de la UNFC, de manera similar sucede con los Recursos contingentes de la PRMS 1C, 2C y 3C.

A diferencia de las reservas y Recursos contingentes, los Recursos prospectivos 1U, 2U y 2U de la PRMS – COGEH, se relacionan directamente a nivel de subcategoría, las cuales son G4.1, G4.2 y G4.3 de la UNFC.

Tabla 19. Mapeo de Sub-clases y Categorías entre la Clasificación PRMS-2018, COGEH 2018 y la UNFC 2019. (Society of Petroleum Engineers, 2018), (C. Elliot, 2010).

UNFC 2019					PRMS 2018 - COGEH 2018
Clase	Sub-clase	Categorías			Categorías
		E	F	G	
Proyectos viables	En producción	1	1.1	1, 2, 3	En Producción
	Desarrollo aprobado	1	1.2	1, 2, 3	Aprobado para el Desarrollo
	Desarrollo justificado	1	1.3	1, 2, 3	Justificado para el Desarrollo
Proyectos potencialmente viables	Desarrollo pendiente	2	2.1	1, 2, 3	Desarrollo Pendiente
	Desarrollo detenido	2	2.2	1, 2, 3	Desarrollo en Espera
Proyectos no viables	Desarrollo sin aclarar	3.2	2.2	1, 2, 3	Desarrollo Sin Definir
	Desarrollo no viable	3.3	2.3	1, 2, 3	Desarrollo No Viable
Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos identificados		3.3	4	1, 2, 3	No recuperable
Proyectos eventuales	[No se definen subclases]	3.2	3	4	Prospecto Exploratorio
		3.2	3	4	Área de oportunidad Exploratoria
		3.2	3	4	Concepto Exploratorio
Productos restantes no contemplados en el desarrollo de proyectos eventuales		3.3	4	4	No recuperable

Capítulo 3. Reservas de Hidrocarburos en México

Contexto actual

México cuenta, al 1° de enero del 2023, con un volumen de Reservas 3P de 17,516 Millones de Barriles (MMB) de aceite (**Figura 16**), 31,558 Miles de Millones de pies cúbicos (MMMPC) de gas natural (**Figura 17**) y 23,081 MMB de petróleo crudo equivalente (**Figura 18**).

Se puede observar que el comportamiento que han tenido las Reservas a lo largo del tiempo es igual tanto para el aceite como para el gas natural, disminuyendo entre los años 2020 y 2022. Sin embargo, en el presente año, las reservas 1P, 2P y 3P aumentaron 1.8%, 0.8% y 4.2%, respectivamente para el petróleo crudo equivalente.

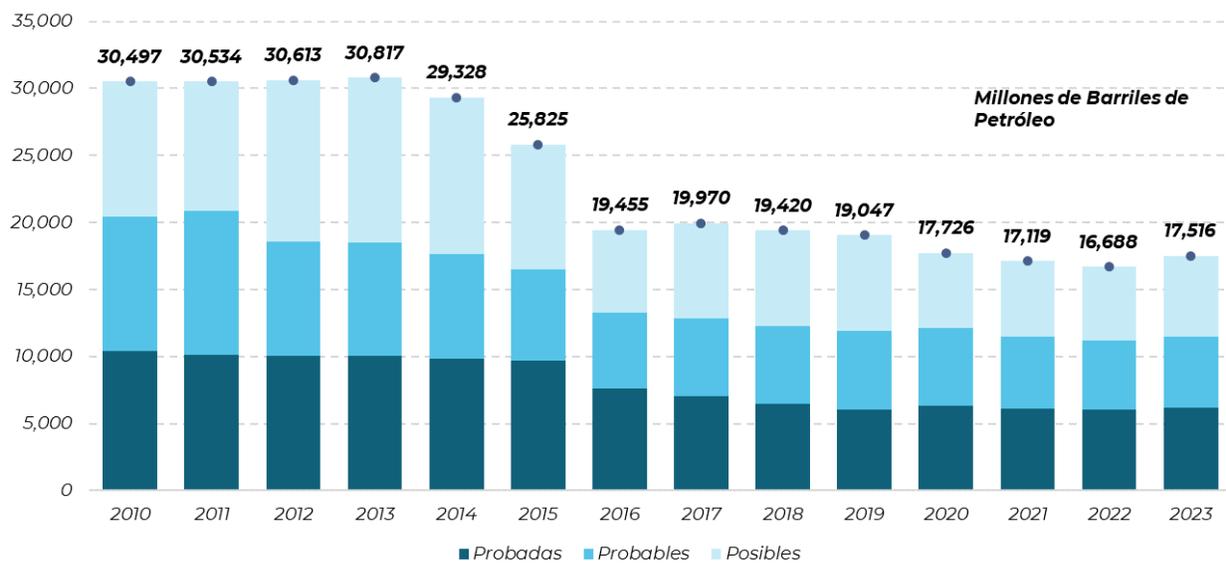


Figura 16. Evolución de las Reservas de petróleo en México (MMB).

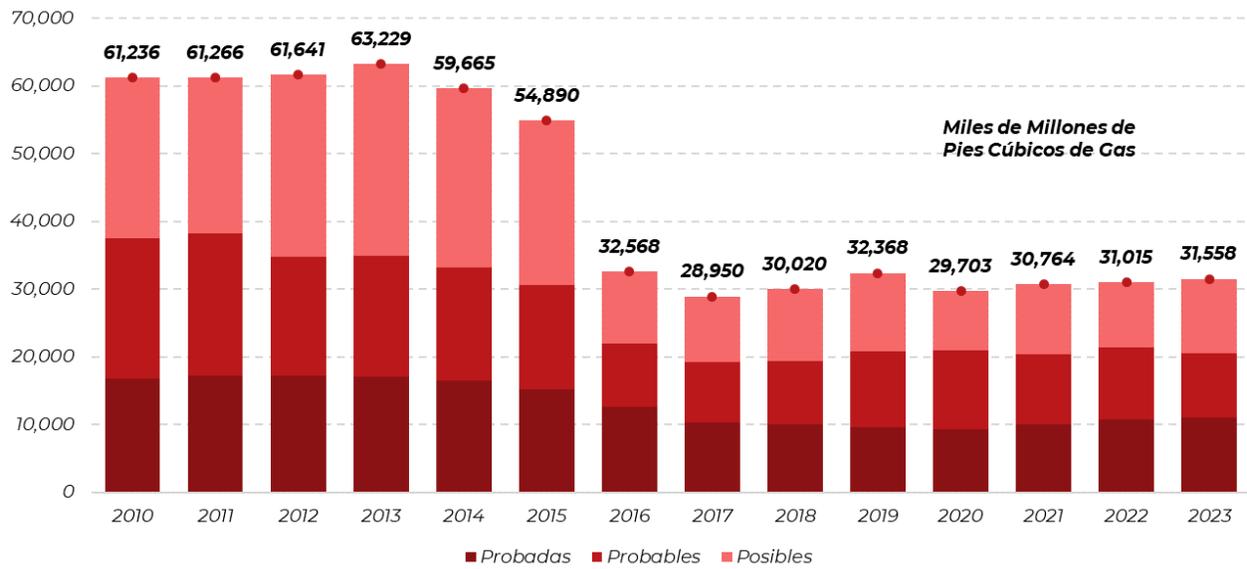


Figura 17. Evolución de las Reservas de gas natural en México (MMMPC).

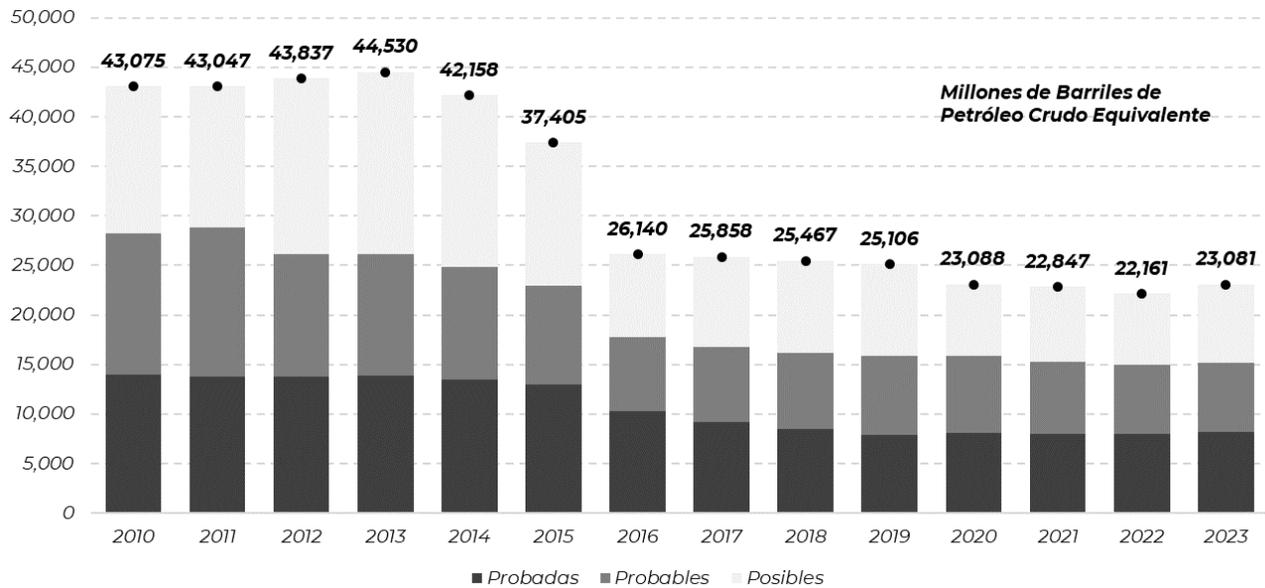


Figura 18. Evolución de las Reservas de petróleo crudo equivalente en México (MMBPCE).

Por otro lado, el factor de conversión de barriles de petróleo crudo equivalente (BOE¹⁵) ha presentado un incremento en comparación con años anteriores (**Figura 19**), lo anterior considerando los volúmenes de Reserva anuales de aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. El comportamiento indica que el gas natural producido en el país ha disminuido su contenido calórico nominal respecto a años anteriores.

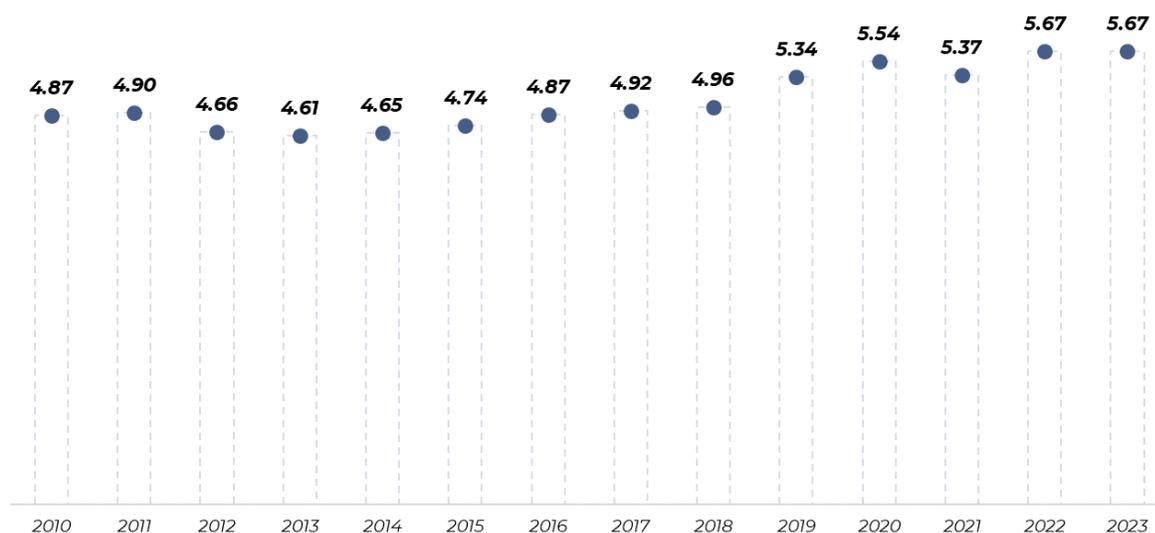


Figura 19. Evolución del BOE (miles de pies cúbicos/barriles).

Geográficamente, las Reservas 3P de aceite se concentran en la zona sureste del país, principalmente en los estados de Campeche, Tabasco y Veracruz, en orden de relevancia. Por otro lado, las Reservas 3P de gas natural, también se concentran la zona sureste del país, principalmente en los estados Veracruz, Tabasco, Campeche, respectivamente, tal como se puede observar en la **Figura 20** y en la **Figura 22**. Es importante mencionar que la distribución del

¹⁵ "Es el término que permite que un solo valor represente la suma de todos los productos de hidrocarburos que se pronostican como Recursos. Típicamente, los barriles de condensado, petróleo, bitumen y petróleo sintético se consideran iguales (1 bbl = 1 BOE). Las cantidades de gas y Gas Natural Líquido (NGL, por sus siglas en inglés) se convierten en un Barril de Petróleo Equivalente en función de un factor de conversión que se recomienda que se base en un contenido calórico nominal o valor calorífico equivalente a un barril de petróleo."

gas natural es un poco más homogénea entre los estados a comparación del aceite.

En cuestión de ubicación de hidrocarburo, el mayor de volumen de Reservas de aceite se concentra en campos en aguas someras puesto que posee el 62.8% de las Reservas 3P de aceite, mientras que los campos terrestres y en aguas profundas se posee el 35.1% y el 2.1%, respectivamente (**Figura 21**).

Respecto a las Reservas de gas natural, estas se concentran mayormente en campos terrestres, representando el 68.9% de las Reservas 3P de gas natural, mientras que los campos de aguas someras y aguas profundas representan el 25.6% y 5.6%, respectivamente (**Figura 23**).



*Figura 20. Reservas 3P de aceite por entidad federativa.
(Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).*

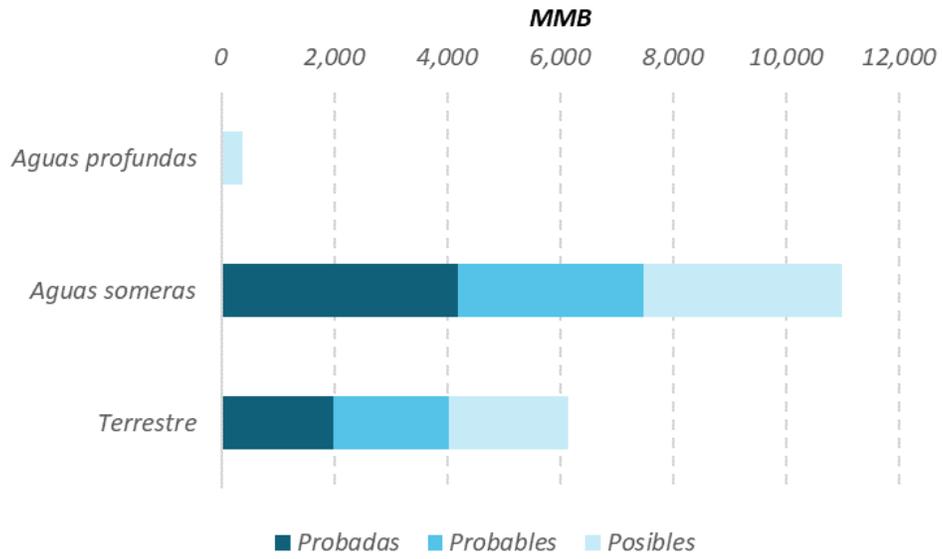


Figura 21. Reservas Probadas, Probables y Posibles de aceite por ubicación.



Figura 22. Reservas 3P de gas natural por entidad federativa. (Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

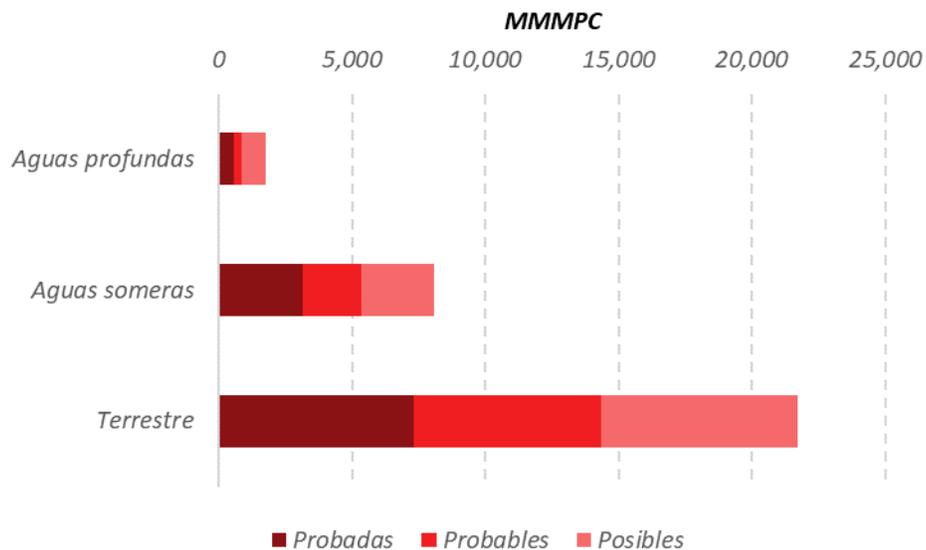


Figura 23. Reservas Probadas, Probables y Posibles de gas natural por ubicación.

La distribución de las Reservas de la Nación, respecto a las Asignaciones y Contratos se muestra en la **Tabla 20**. Como puede observarse, la mayor concentración de Reservas de Petróleo Crudo Equivalente se encuentran en las Asignaciones, las cuales son operadas por Petróleos Mexicanos y representan cerca del 79.58% de las Reservas 3P del país, en cuanto a Contratos, el 11.71% de las Reservas 3P se encuentran en Contratos bajo la modalidad de Producción Compartida y tan solo el 1.98% de las Reservas 3P se encuentran en Contratos bajo la modalidad de Licencia. El 6.73% volumen restante de las Reservas 3P no se encuentra asignado.

Expresado lo anterior, el mayor porcentaje de las Reservas son administradas por la empresa productiva del Estado (PEMEX) y sólo cerca de una décima parte se administra por otros Operadores Petroleros¹⁶, esto se ejemplifica más a detalle en la **Figura 24, Figura 25 y Figura 26**, donde se muestra la distribución de Reservas de México por Operador Petrolero considerando las Reservas 1P, 2P y 3P de petróleo crudo equivalente a 1° de enero de 2023, respectivamente.

¹⁶ Fieldwood Energy, Eni México, Hokchi Energy, Operadora de Campos DWF y DS Servicios Petroleros son los principales Operadores Petroleros que administran cerca del 80% de las Reservas asociadas a Contratos.

Tabla 20. Distribución de las Reservas por Asignaciones y Contratos.
(Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

Categoría	Aceite			Gas			PCE		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Asignaciones	85.03%	78.54%	78.46%	89.64%	85.81%	84.44%	85.75%	79.87%	79.58%
→Asignación	83.59%	74.37%	73.50%	87.53%	78.90%	76.21%	84.29%	75.41%	74.21%
→Asignación de Resguardo	1.43%	4.17%	4.96%	2.10%	6.91%	8.24%	1.46%	4.46%	5.36%
Producción Compartida	12.52%	15.84%	13.60%	4.64%	6.02%	5.48%	10.63%	13.57%	11.71%
Licencia	1.92%	1.74%	1.58%	3.04%	2.98%	2.72%	2.43%	2.20%	1.98%
→Asociación	0.93%	0.58%	0.43%	1.02%	0.64%	0.48%	1.17%	0.72%	0.53%
→Migración	7.08%	5.16%	3.87%	2.61%	2.58%	2.38%	5.99%	4.57%	3.54%
→Adjudicado en Licitaciones	6.43%	11.84%	10.87%	4.04%	5.78%	5.35%	5.89%	10.47%	9.62%
No Asignado	0.53%	3.88%	6.36%	2.69%	5.19%	7.35%	1.19%	4.36%	6.73%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

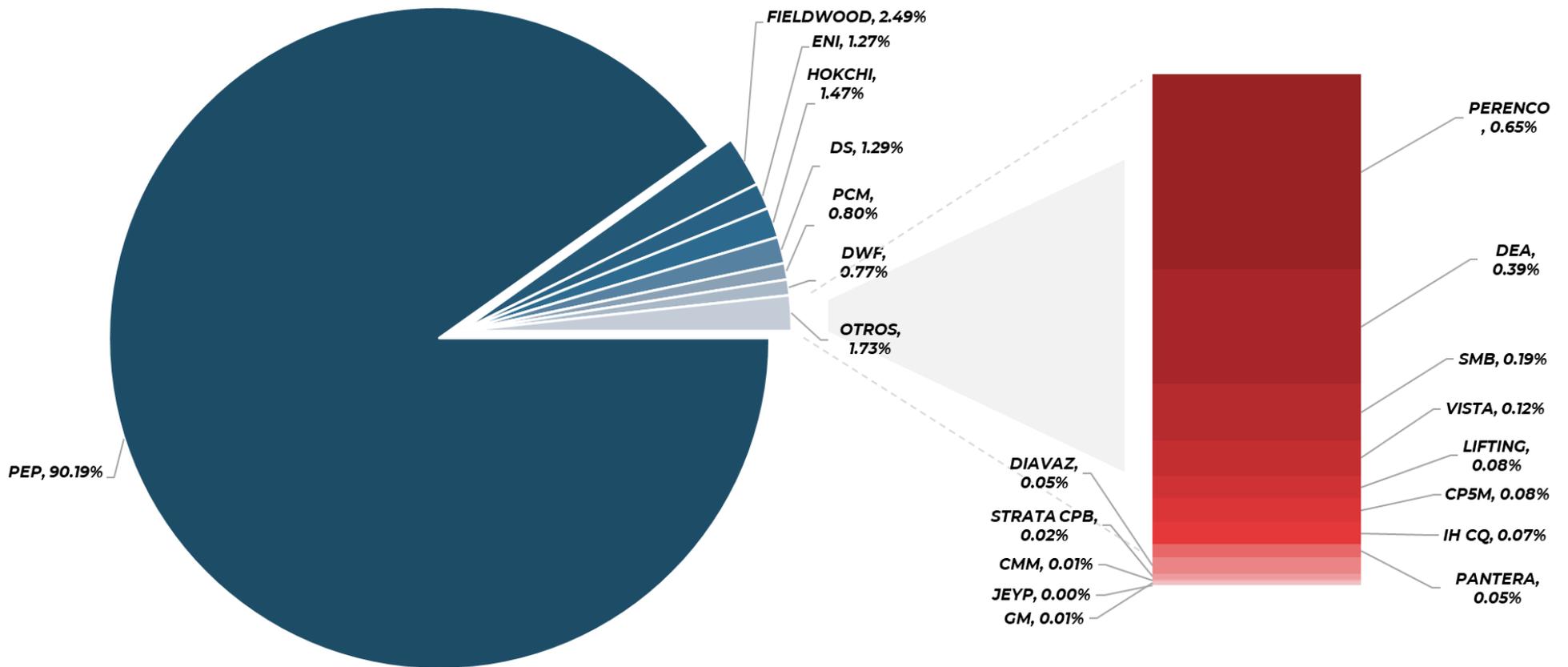


Figura 24. Reservas 1P por Operador a 1º de enero de 2023.
(Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

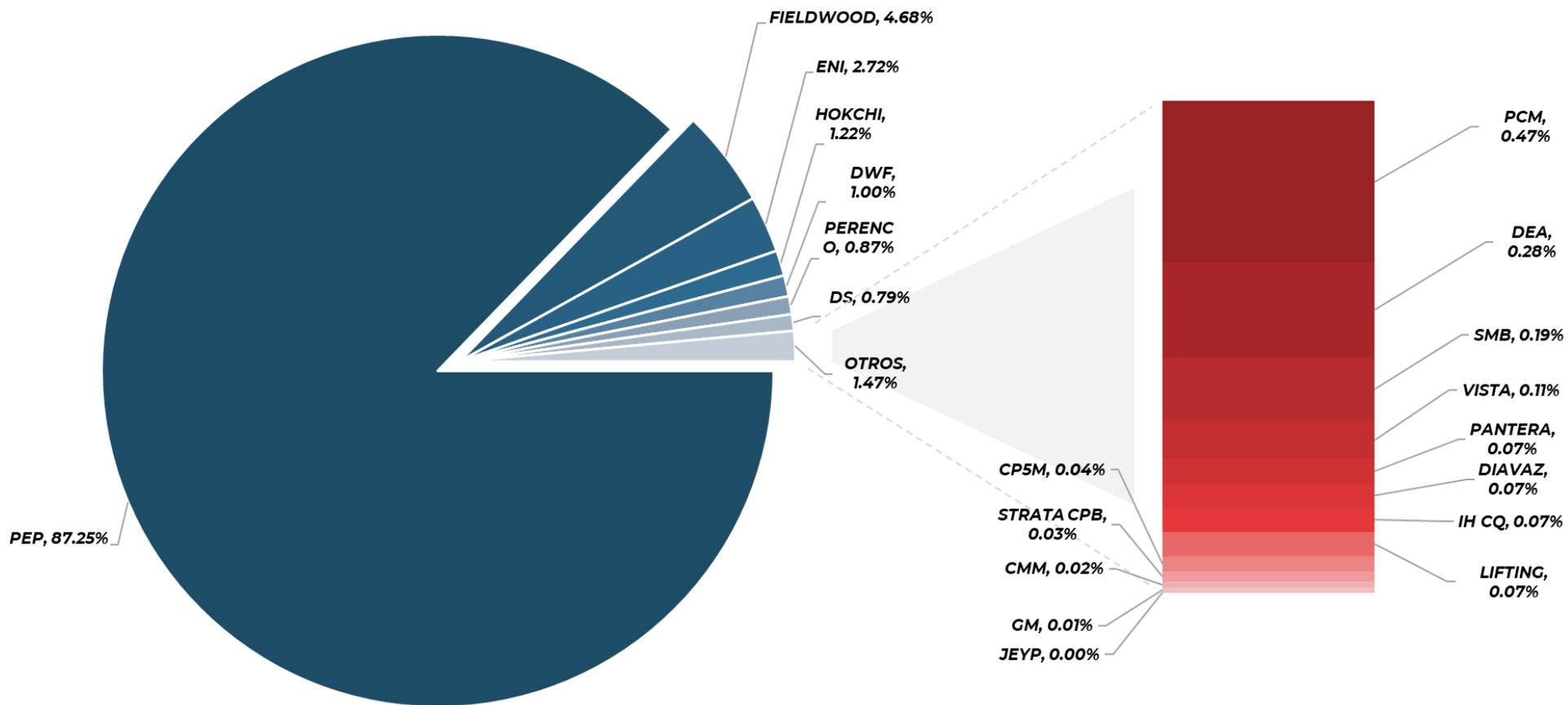


Figura 25. Reservas 2P por Operador a 1º de enero de 2023.
(Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

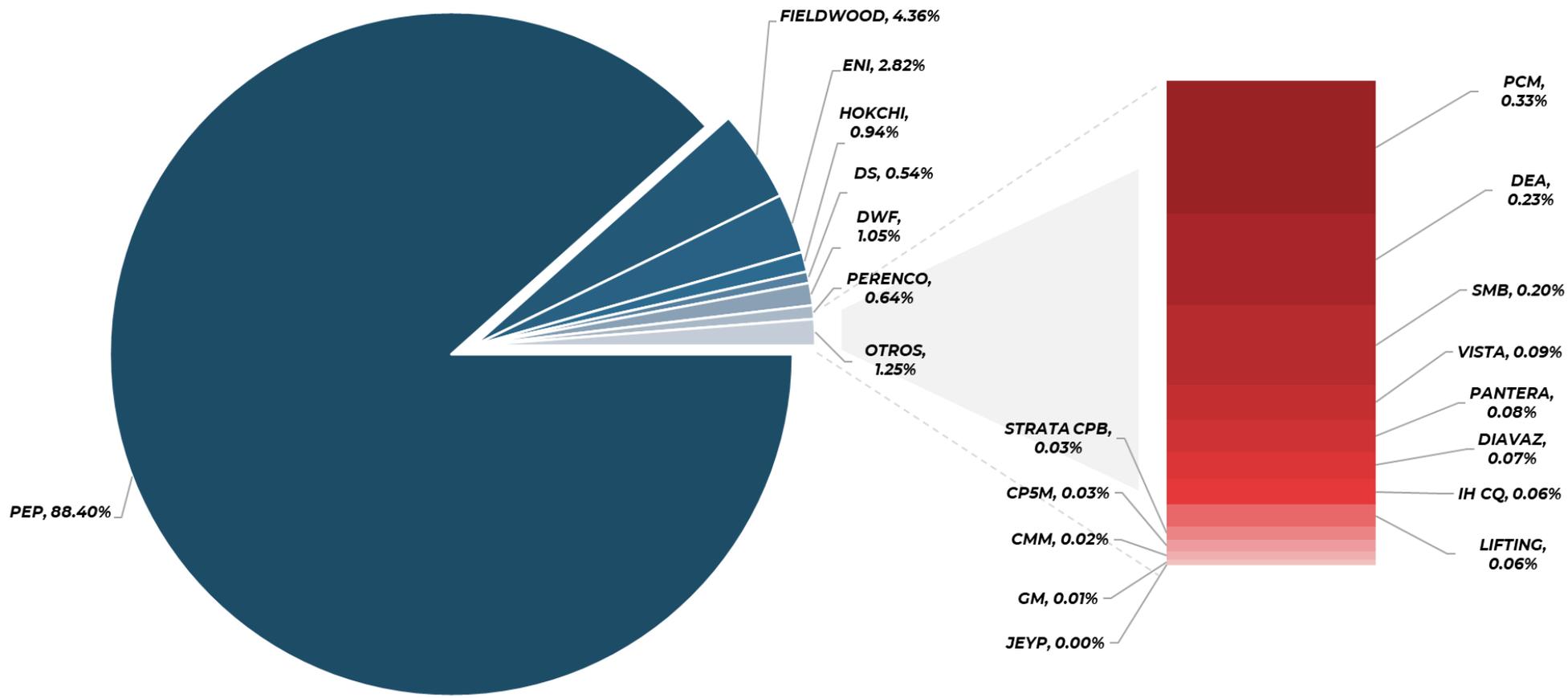


Figura 26. Reservas 3P por Operador a 1º de enero de 2023.
(Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

Como resultado de la información publicada en abril de 2023 respecto al Reporte de la Consolidación de Reservas de la Nación al 1 de enero de 2023 (Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023), se deben promover las buenas prácticas, otorgar incentivos para la investigación y utilizar las lecciones aprendidas para que se administren correctamente las Reservas, ya que, al no ser un recurso finito, se podrían agotar en un tiempo menor al pronosticado con base a la relación Reserva-Producción¹⁷, por lo tanto, es importante conocer esta disponibilidad futura de la Reserva para tomar las acciones que contribuyan a incrementarlas y que maximicen su valor económico.

En la **Tabla 21** se muestra la evolución de la relación Reserva-Producción para el periodo comprendido entre los años 2018 y 2023. En este análisis se puede observar que la relación ha sido constante en el periodo revisado, lo cual ha dado pauta de prolongar la vida de estos hidrocarburos. El indicador es muy importante porque da una visión del qué pasaría si no se incorporarán Reservas en el futuro, de ser el caso, las Reservas 1P de aceite y gas se agotarían en menos de una década y las Reservas 2P en menos de dos décadas.

Tabla 21. Evolución de la relación Reserva-Producción.
(Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

Año	Aceite			Gas			PCE		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2018	9.1	17.3	27.3	5.4	10.4	16.1	8.5	16.1	25.4
2019	9.1	18.0	28.7	5.4	11.7	18.1	8.5	17.1	27.1
2020	10.2	19.4	28.4	5.1	11.6	16.5	9.3	18.3	26.5
2021	9.7	18.2	27.1	5.6	11.4	17.1	8.8	16.8	25.2
2022	9.4	17.4	25.8	6.2	12.3	17.8	9.3	17.5	25.8
2023	9.1	17.1	26.0	6.2	11.6	17.8	8.9	16.6	25.3

¹⁷ La relación Reserva-Producción se define como el cociente entre las Reservas cuantificadas al 1º de enero del año base y la producción total del año anterior. Esta relación indica el tiempo de duración que tendría una Reserva cuantificada si se explotara a un ritmo constante observado.

Para medir la incorporación de Reservas es importante conocer las definiciones establecidas en la industria y los indicadores Nacionales establecidos por los reguladores gubernamentales. Por lo tanto, el concepto en cuestión aplicable para México es el Balance de Reservas¹⁸ y la Tasa de Restitución de Reservas¹⁹.

En la **Figura 27** se puede visualizar el Balance de Reservas de petróleo crudo equivalente para cada una de las categorías de Reservas al 1° de enero de 2023.

¹⁸ El Balance de Reservas se integra por elemento tales como los Descubrimientos Comerciales, la Delimitación de los Campos, el Desarrollo de las Actividades Petroleras, Revisión de la Información y la Producción de Hidrocarburos durante el Año de Evaluación.

¹⁹ Volumen de incorporación de Reservas en cada una de las categorías totales o incrementales en comparación con la producción total del año anterior, es decir, es la relación que mide cuántos barriles han podido ser restituidos en comparación con los barriles que han sido producidos en un cierto periodo de tiempo.

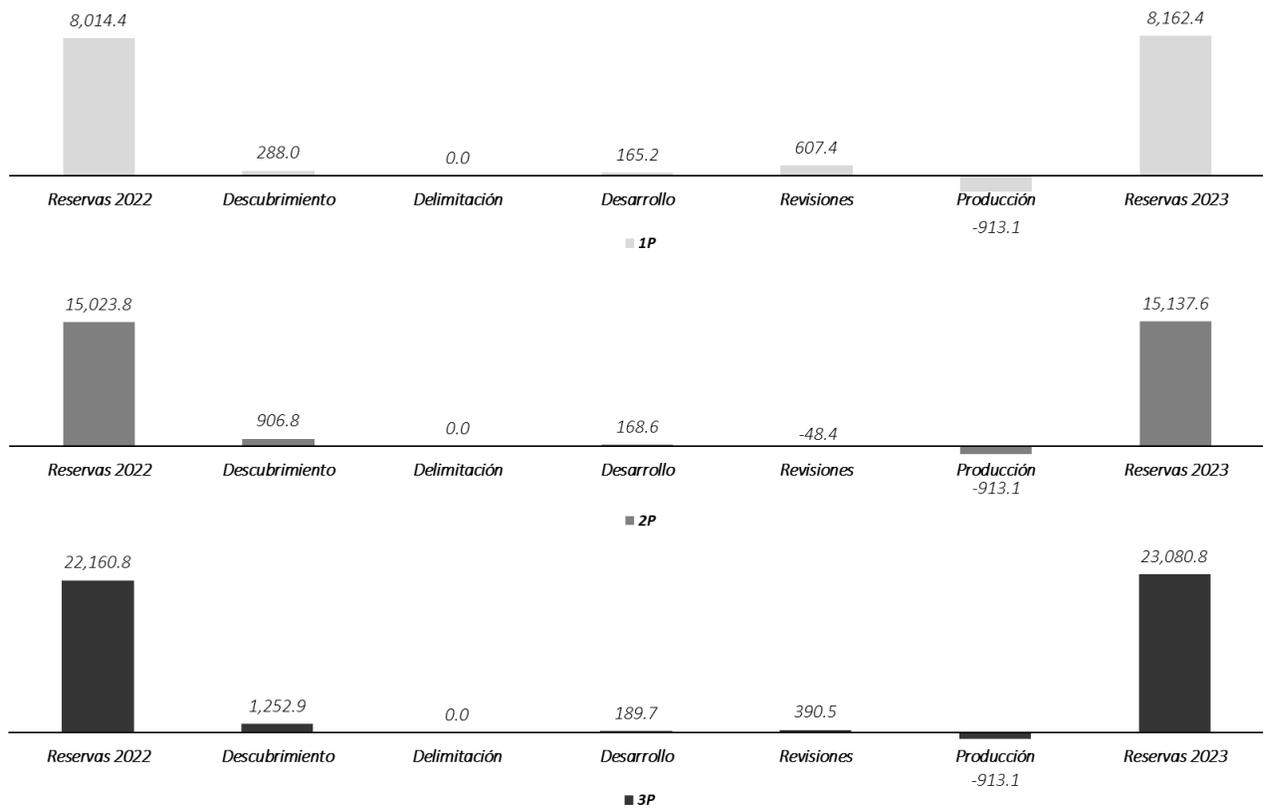


Figura 27. Balance de Reservas 1P, 2P y 3P de petróleo crudo equivalente.

Para el caso de Tasa de Restitución de Reservas, el indicador se discretiza por el tipo de actividad que se desarrolla en un periodo de tiempo, como se muestra en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Concepto de Tasa de Restitución de Reservas.

Concepto	Descripción	Fórmula
Tasa de Restitución por Descubrimientos	Es la valoración de la cantidad de Hidrocarburos que se reponen o incorporan respecto a un volumen producido, en un mismo periodo por actividades asociadas a descubrimientos comerciales o Incorporación exploratoria.	$TR_{Descubrimientos} = \frac{Incorporación}{Producción} \times 100\%$
Tasa de Restitución Integral de Reservas	Es la valoración de la cantidad de Hidrocarburos que se reponen o incorporan respecto a un volumen producido, en un mismo periodo por actividades asociadas a Incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones	$TR_{Integral} = \frac{Incorporación \pm Delimitación \pm Desarrollo \pm Revisiones}{Producción} \times 100\%$

A continuación, se muestran las Tasas de Restitución por Descubrimiento e Integral para las Reservas 1P, 2P y 3P para el periodo comprendido entre los años 2018 y 2023. Adicionalmente, en la **Figura 28** y **Figura 29** se grafican dichas Tasas de Restitución para el petróleo crudo equivalente.

Analizando lo anterior, es conveniente que la Tasa de Restitución sea mayor al 100%, ya que implica que todo el volumen de hidrocarburo producido durante un año puede ser reintegrado al valor total de Reserva de la Nación.

Para el último año en México, la Tasa de Restitución Integral estuvo por arriba del 100% para las categorías 1P, 2P, 3P de aceite y para las categorías 1P y 3P de gas. Lo cual es beneficioso para el país, sin embargo, se deben seguir promoviendo las actividades de exploración, evaluación y desarrollo de campos para seguir manteniendo estas Tasas de Restitución y prolongar los años de Reserva-Producción.

Tabla 23. Evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimiento.
(Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

Año	Aceite			Gas			PCE		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2018	9.8%	28.0%	66.8%	24.4%	53.4%	122.0%	15.4%	38.1%	91.3%
2019	3.3%	10.8%	27.2%	1.1%	10.2%	14.3%	2.8%	11.4%	24.5%
2020	1.6%	3.9%	4.6%	3.9%	10.1%	13.5%	2.8%	7.3%	9.4%
2021	16.1%	51.5%	111.1%	20.7%	59.1%	176.7%	20.1%	61.1%	150.8%
2022	0.0%	1.0%	2.2%	0.0%	0.2%	0.7%	0.0%	0.8%	1.9%
2023	36.0%	121.6%	166.8%	13.9%	30.6%	45.2%	31.6%	99.3%	137.2%

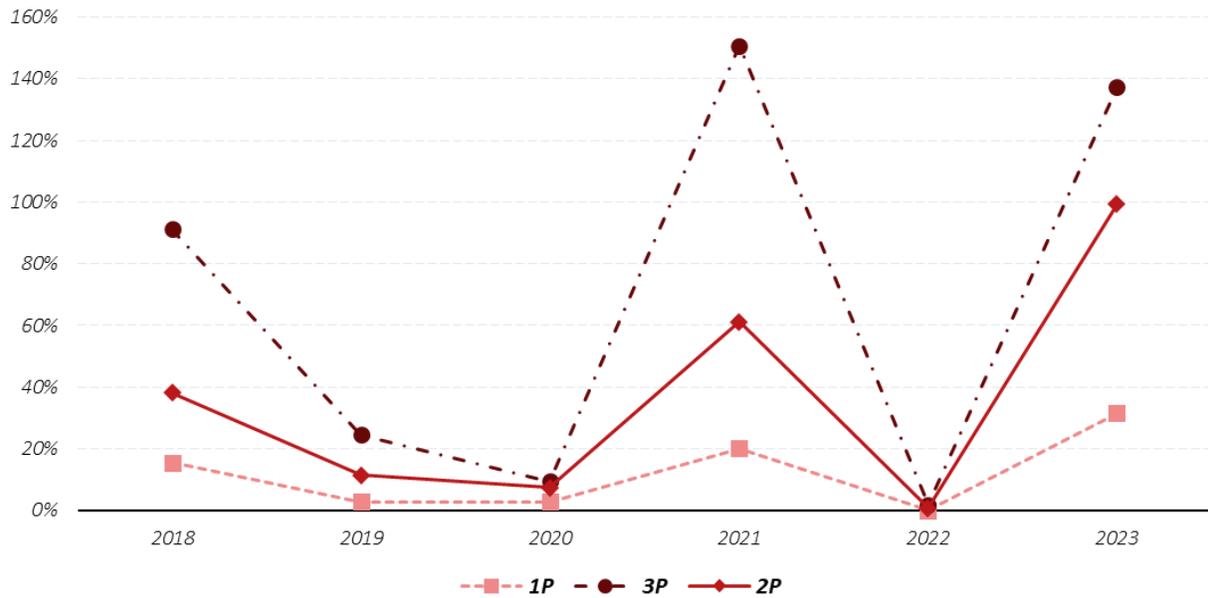


Figura 28. Gráfico de evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimiento.

Tabla 24. Evolución de la Tasa de Restitución Integral.
(Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

Año	Aceite			Gas			PCE		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2018	19.5%	20.1%	22.7%	79.6%	104.1%	157.5%	32.4%	39.4%	60.9%
2019	39.9%	49.4%	43.8%	79.4%	181.0%	231.5%	36.6%	64.8%	61.0%
2020	145.0%	125.2%	-111.7%	79.6%	106.4%	-47.6%	118.9%	108.0%	-132.0%
2021	64.1%	0.0%	3.9%	138.7%	69.5%	159.1%	91.5%	27.6%	73.4%
2022	90.5%	61.2%	33.3%	145.9%	161.3%	114.4%	103.4%	73.8%	20.0%
2023	114.2%	143.8%	222.6%	113.9%	49.7%	130.6%	116.2%	112.5%	200.8%

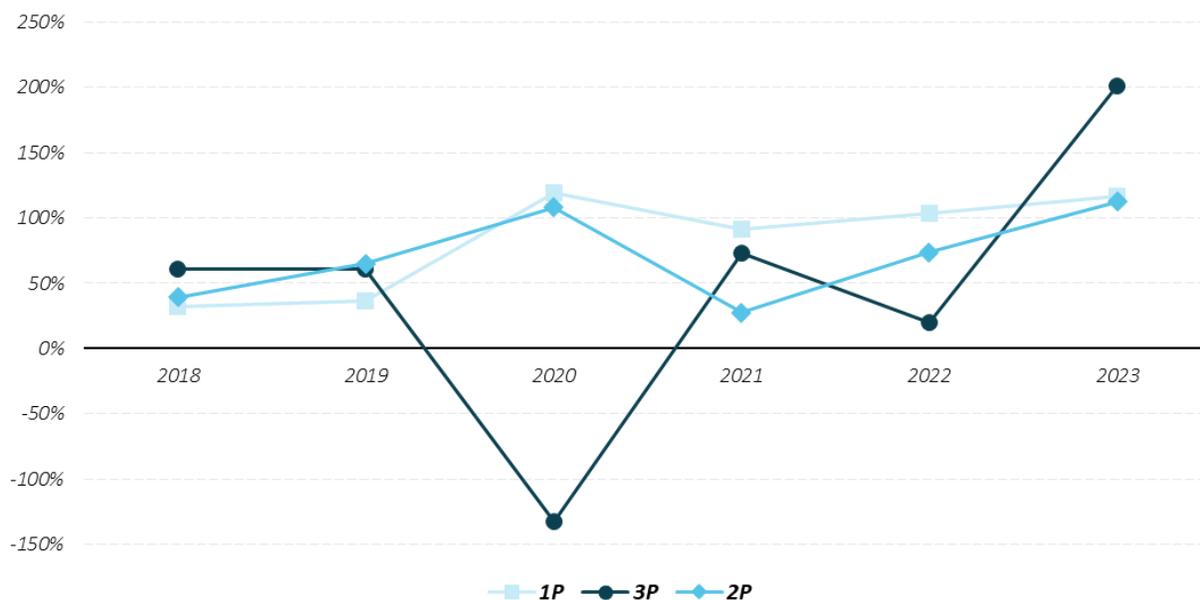


Figura 29. Gráfico de evolución de la Tasa de Restitución Integral.

La información analizada nos permite tener una visión clara del estado actual de México en cuanto al volumen y la administración de las Reservas de hidrocarburos. Además, esta información histórica nos brinda la capacidad de proyectar el futuro probable del país en relación con las Reservas y, con ello, tomar las acciones necesarias que promuevan la maximización del valor de los hidrocarburos de una manera sostenible.

Contexto futuro de las Reservas de hidrocarburos en México

Realizar un pronóstico de producción es imprescindible para cuantificar el volumen de Reservas que se pueden extraer de un yacimiento petrolero. En el caso de México, el pronóstico del volumen de hidrocarburos a recuperar será cuantificado como Reserva hasta el Límite Contractual²⁰ para los Operadores Petroleros, pero para la Nación se cuantificará hasta el Límite Económico²¹.

En la **Figura 30** y en la **Figura 31** se puede observar el histórico de producción y el pronóstico de producción de Reservas consolidado hasta el año 2040 para cada categoría de Reserva.

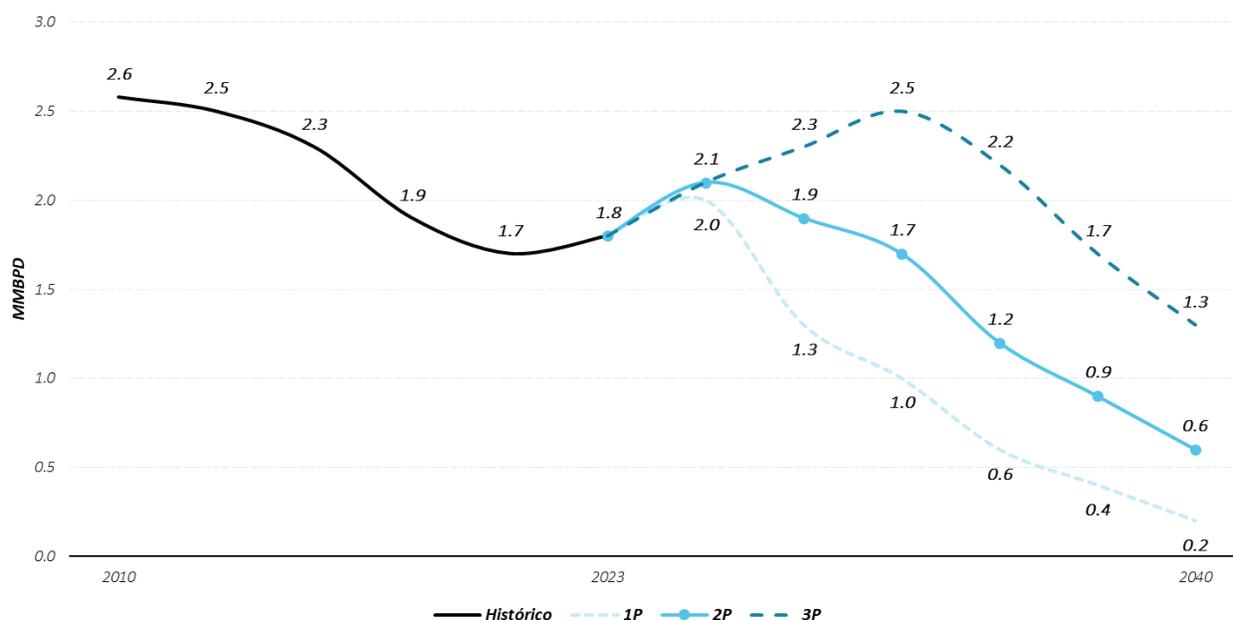


Figura 30. Pronóstico de producción de aceite para las categorías de Reservas 1P, 2P y 3P. (Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

²⁰ Fecha en la cual concluye la vigencia de un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

²¹ Punto máximo de la acumulación del flujo de efectivo, comprendido como la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, debido a que los costos de producción superan la capacidad del proyecto para generar utilidad. En esta fecha son determinados los valores de las Reservas de la Nación.

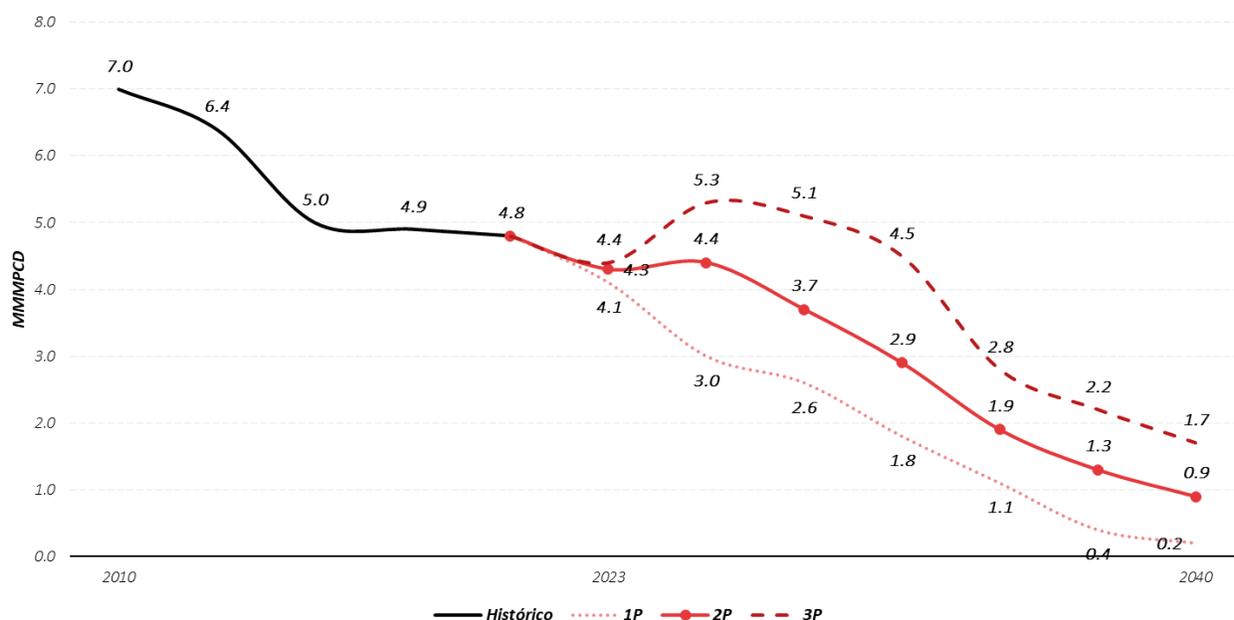


Figura 31. Pronóstico de producción de gas para las categorías de Reservas 1P, 2P y 3P. (Comisión Nacional Hidrocarburos, 2023).

En la Figura 30, puede notarse que el pico de producción, tomando en consideración las Reservas 3P, se dará al finalizar la presente década y se llegarán a niveles vistos entre los años 2012 a 2014 para posteriormente declinarse hasta el año 2040. En cuanto a las Reservas 1P y 2P, el pronóstico observado muestra que ya no habrá algún pico o incremento considerable en la producción ya que esta irá declinado a ritmos paulatinamente acelerados.

En la Figura 31 puede notarse que habrá un pico de producción, tomando en consideración las Reservas 3P, dentro de los próximos cuatro años llegando a niveles vistos entre los años 2016 y 2017 para posteriormente declinarse hasta el año 2040. En cuanto a las Reservas 1P y 2P, el pronóstico observado muestra que ya no habrá algún pico o incremento en la producción ya que esta irá declinado a ritmos paulatinamente acelerados.

Lo observado está en línea con la relación Reserva-Producción, puesto, en caso de mantenerse ceteris paribus, las Reservas se agotarán en las próximas dos décadas, dando lugar a un posible impacto económico al país y sus habitantes.

Para evitar lo anterior, es importante implementar, a mayor escala, proyectos de rejuvenecimiento de campos maduros, incluyendo estrategias de

recuperación avanzada que consideren aspectos como la incorporación de proyectos de recuperación secundaria y mejorada o la implementación de sistemas artificiales de producción en yacimientos con baja energía e implementar estrategias para reactivar campos haciendo uso de los instrumentos legales o regulatorios existentes, tales como la celebración de Contratos que permitan las leyes mexicanas.

El Factor de Recuperación es un indicador fundamental en la Industria Petrolera ya que determina el porcentaje de hidrocarburos que se pueden extraer de un yacimiento o un campo in situ. Su importancia radica en aspectos tanto en temas técnicos, económicos y regulatorios.

Respecto a la información analizada de los volúmenes originales certificados a 1º de enero de 2023 de los campos de México y la producción total acumulada a corte de 31 de diciembre de 2022, se pudo determinar un Factor de Recuperación promedio de 22.39% para el aceite (**Figura 32**) y 35.19% para el gas natural (**Figura 33**). Sin embargo, realizando un análisis de los volúmenes de Reserva 2P certificados a 1º de enero de 2023, se espera que los campos de la Nación tengan un factor de recuperación incremental del 5.45% para el aceite (**Figura 34**) y 8.65% para el gas (**Figura 35**).

El análisis de los Factores de Recuperación, en conjunto con los demás elementos e indicadores técnicos, económico y legales que afectan la recuperación de los hidrocarburos, sirven para establecer las mejores estrategias de desarrollo de los campos petroleros para maximizar la producción de hidrocarburos de una manera sostenible. El Factor de Recuperación es esencial debido a su influencia directa en la rentabilidad de los proyectos, la eficiencia de la producción y la evaluación de la viabilidad económica.

La optimización de este factor es un objetivo constante en la explotación de petróleo y gas, lo que impulsa la investigación y el desarrollo de técnicas avanzadas de recuperación secundaria y mejorada de los yacimientos y campos.

Factor de Recuperación Actual de Aceite por Campo

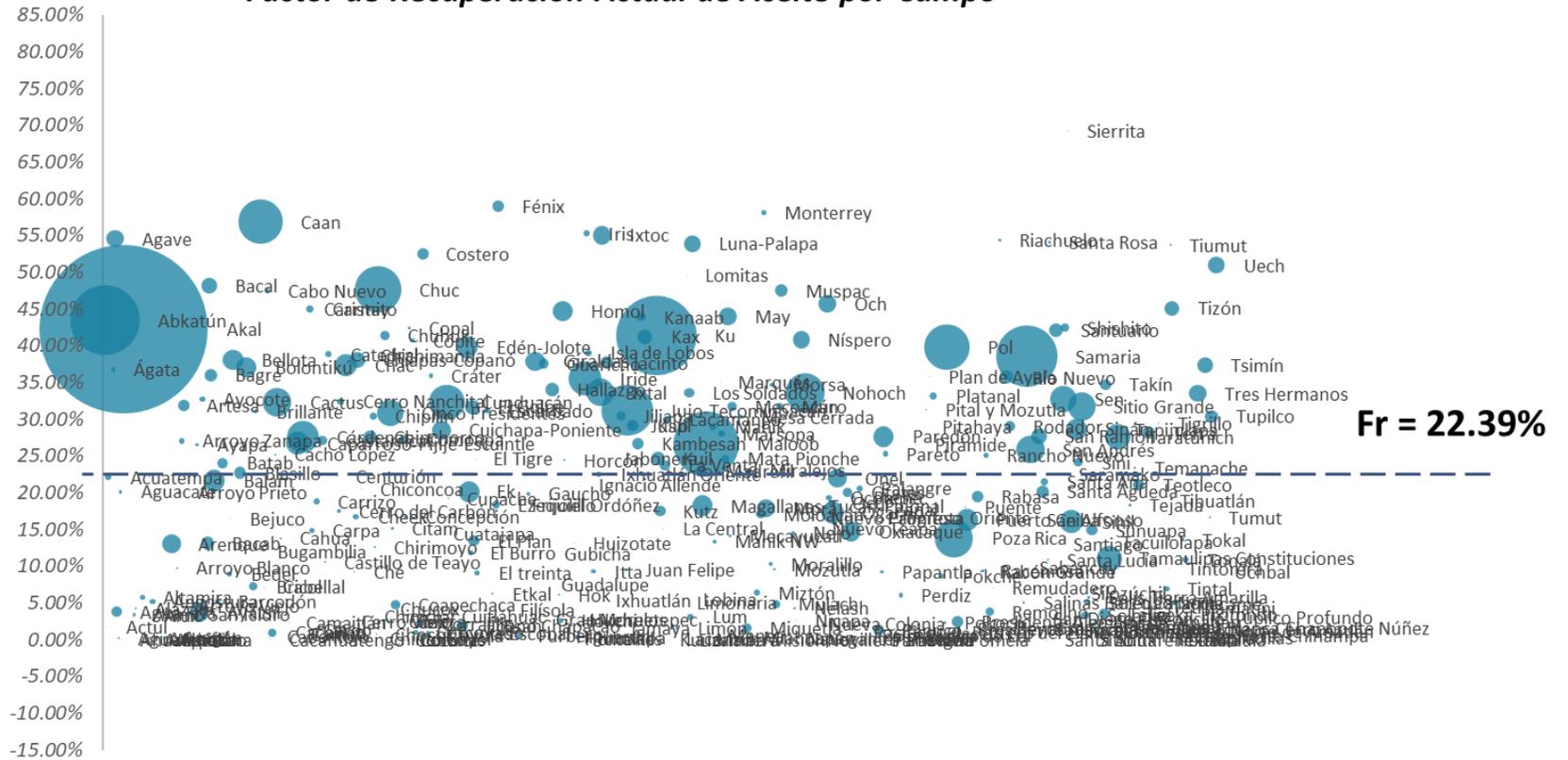


Figura 32. Distribución del factor de recuperación actual por campo considerando la producción a diciembre 2022 y los datos del volumen original certificados 2P de aceite (el tamaño de la burbuja depende del tamaño de la producción).

Factor de Recuperación Incremental de Aceite por Campo

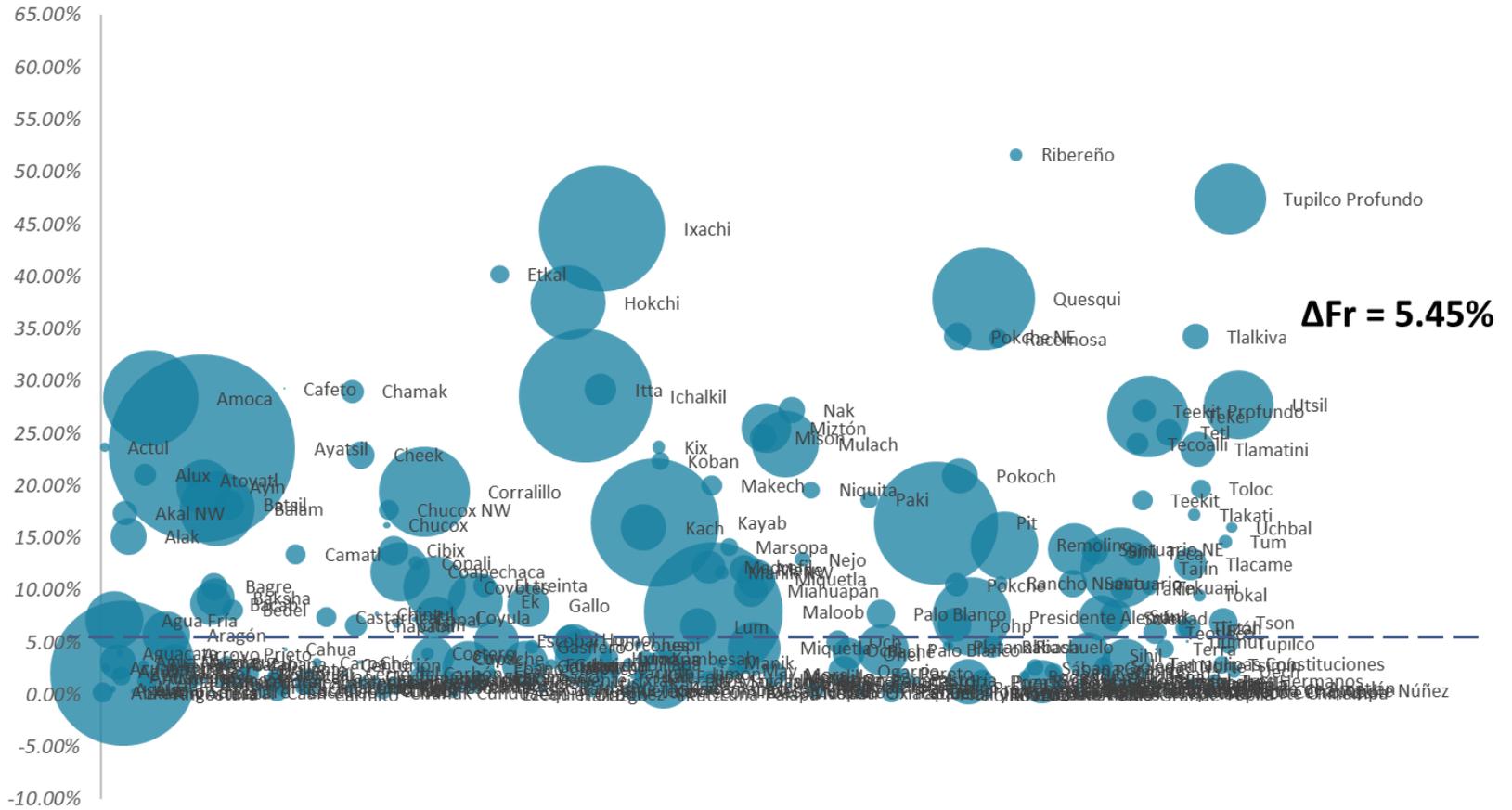


Figura 33. Distribución del factor de recuperación incremental por campo considerando las reservas 2P de aceite (el tamaño de la burbuja depende del tamaño de la reserva 2P).

Factor de Recuperación Actual de Gas por Campo

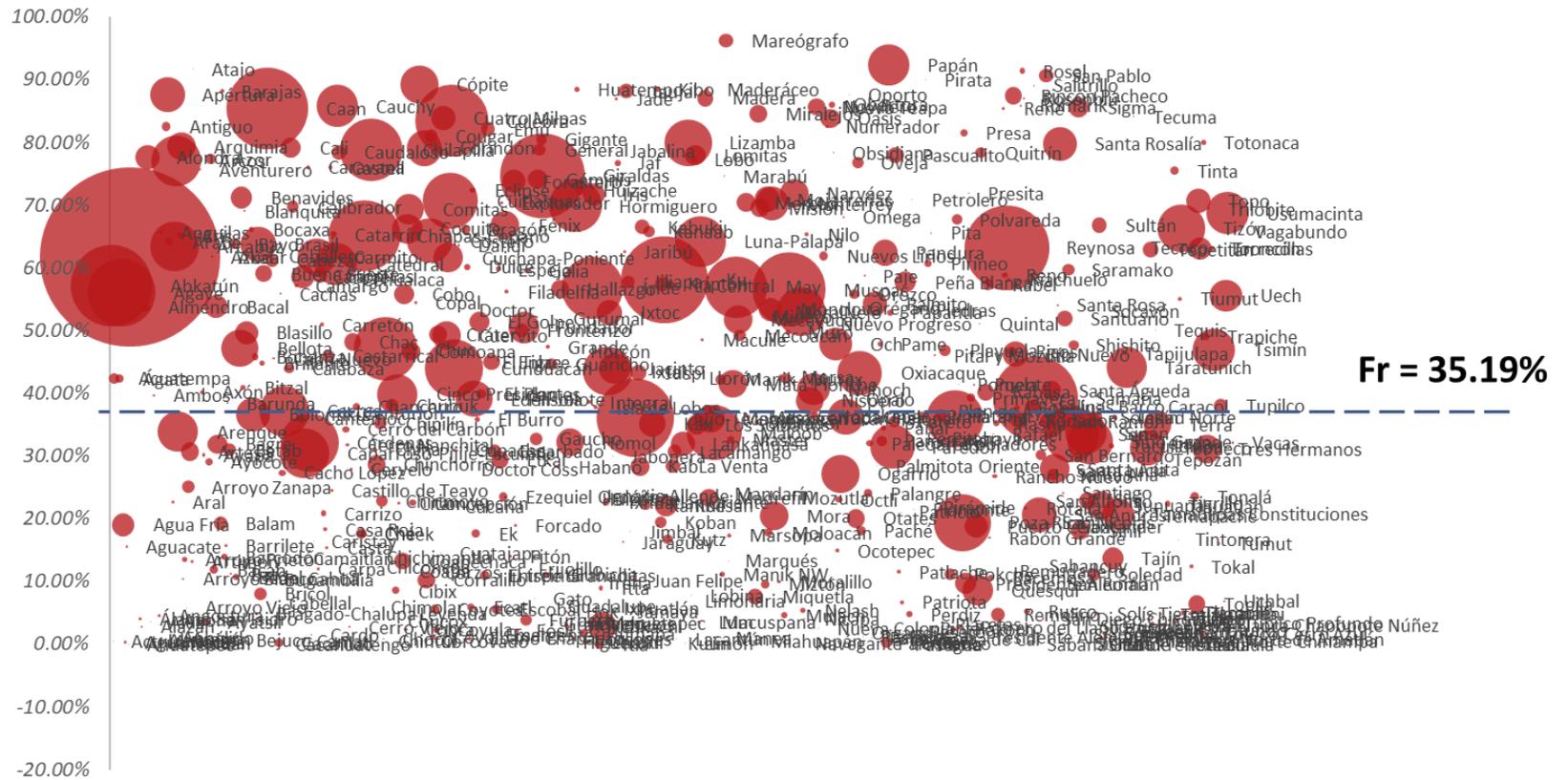


Figura 34. Distribución del factor de recuperación actual por campo considerando la producción a diciembre 2022 y los datos del volumen original certificados 2P de gas natural (el tamaño de la burbuja depende del tamaño de la producción).

Capítulo 4. Oportunidades en la regulación mexicana

De acuerdo con el análisis realizado sobre la importancia que tienen las Reservas de hidrocarburos y su impacto en la toma de decisiones estratégicas empresariales y gubernamentales, en la gestión de riesgos, en la economía y la seguridad nacional, se llevó a cabo un análisis para determinar las oportunidades existentes en la regulación mexicana en materia de Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos.

La regulación en México ha experimentado cambios significativos en los últimos años, particularmente después de la apertura del sector energético a la inversión privada en 2013, los cuales se han centrado en mejorar y garantizar la transparencia, eficiencia y confiabilidad en el proceso de Cuantificación y Certificación para fomentar la inversión y el desarrollo de este sector estratégico para la economía del país. Algunos de los cambios se pueden visualizar en la **Figura 36**.

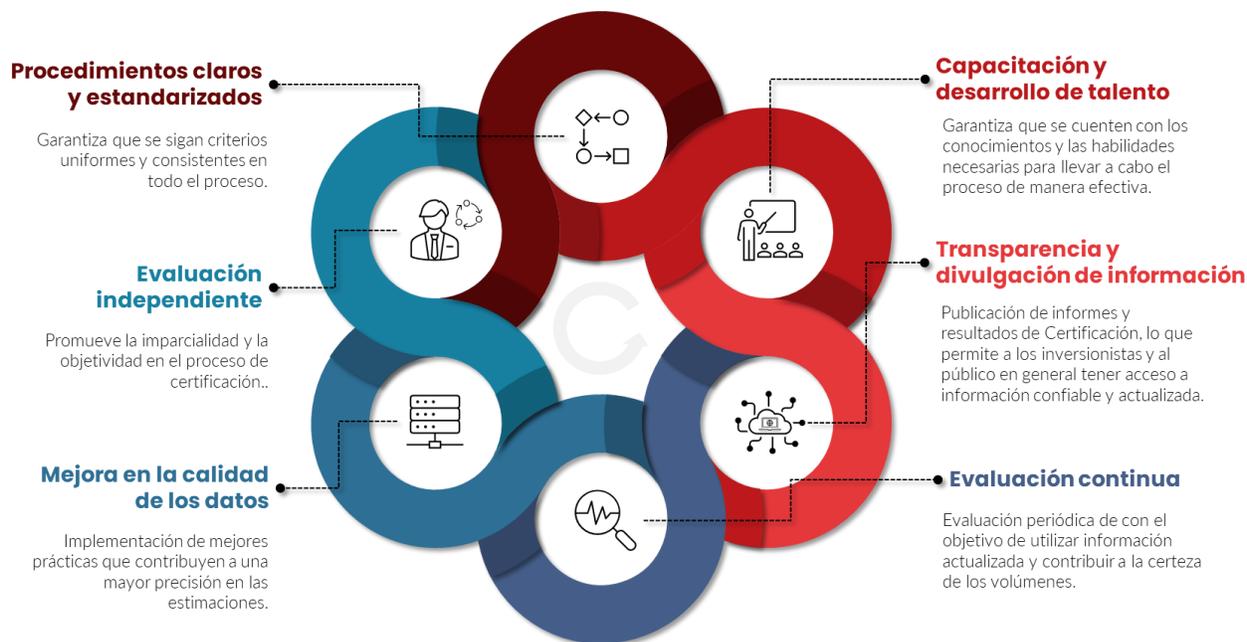


Figura 36. Mejoras regulatorias en materia de Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos.

Sin embargo, a pesar del trabajo realizado en la mejora regulatoria aún existen áreas de oportunidad que potencialmente pueden contribuir a la eficiencia en los procesos para la de Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos, así como en la estimación y certeza de los volúmenes de Reservas de hidrocarburos con los que cuentan las compañías petroleras y la Nación.

Dichas áreas de oportunidad se presentan a continuación:

Congruencia con los Planes de Desarrollo Extracción aprobados

De conformidad con el Artículo 10, fracción V, de los Lineamientos de Reservas, la Comisión Nacional de Hidrocarburos debe revisar y consolidar la información relativa a las Reservas de la Nación, a fin de supervisar y evaluar la maduración y evolución propuesta por los Operadores Petroleros de las Reservas mediante la verificación de su *congruencia* con los Planes de Desarrollo para la Extracción aprobados por la Comisión.

Por otro lado, el Artículo 23, fracción I, de los Lineamientos de Reservas, señala que para la revisión de la información contenida en el informe relativo al Año de Evaluación entregado por el Operador Petrolero, la Comisión Nacional de Hidrocarburos analizará la Clasificación y Categorización de las Reservas propuestas por los Operadores Petroleros y Terceros Independientes a fin de verificar su *congruencia* con los Planes de Desarrollo que tengan aprobados y, en su caso, señalará las inconsistencias que se detecten, para su ajuste por parte de estos.

El punto de debate se suscita debido a que la regulación no define o no aclara el significado de la palabra “congruencia²²”, lo que genera cierta discusión en los datos que el Operador Petrolero y el Tercero Independiente deben considerar para realizar la Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburo.

En el caso de que “congruencia” significara que los elementos considerados para la estimación de las Reservas tales como las actividades, los perfiles de

²² Según la Real Academia Española, *congruencia* significa: *conveniencia, coherencia, relación lógica.*

producción o las inversiones, deban ser los contenidos en un Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión, existirá el problema de que dichos datos del Plan de Desarrollo estén desactualizados, sobre todo si el Plan de Desarrollo aprobado se presentó varios meses antes de iniciar la Cuantificación de Reservas de hidrocarburos. Lo anterior provocaría un incremento en la incertidumbre de los volúmenes calculados a razón de que no se estaría tomando en consideración los cambios generados por el avance en las actividades petroleras.

Otro punto importante es que para poder contar con un Plan de Desarrollo para Extracción de hidrocarburos aprobado se debe llevar a cabo un proceso de revisión de aproximadamente ciento trece días naturales²³ y en el caso de la aprobación de una modificación a un Plan de Desarrollo para Extracción de hidrocarburos el proceso dura aproximadamente cuarenta y cinco días hábiles²⁴. Por la naturaleza de las actividades petroleras, el Plan de Desarrollo presentado cambia desde su formulación hasta su aprobación por los largos periodos de espera que conlleva el proceso.

Entonces el supervisar que exista congruencia entre la Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos y el Plan de Desarrollo aprobado no es representativo y no debe ser plenamente considerado por parte de CNH.

Como mejora en el proceso de supervisión de la información presentada y en la metodología de Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos, se deben considerar los avances en la ejecución de las actividades petroleras, mismas que deben encontrarse documentadas tanto en los Programas de Trabajo y Presupuesto²⁵, así como en los Reportes de Seguimiento Mensual²⁶.

²³ De conformidad con los Artículos 16 y 17 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (Lineamientos de Planes), se consideran 85 días naturales de la CNH para resolver + 20 días hábiles del Operador Petrolero para atender cualquier prevención.

²⁴ De conformidad con los Artículos 23 y 24 de los Lineamientos de Planes, se consideran 35 días hábiles de la CNH para resolver + 10 días hábiles del Operador Petrolero para atender cualquier prevención.

²⁵ Un Programa de Trabajo es aquel documento en el cual los Operadores Petroleros desglosan las actividades que realizarán a lo largo de un año calendario o en el plazo que se estipule en una Asignación o Contrato, de conformidad con los Planes aprobados. Lo anterior, con independencia de la denominación que se le pueda atribuir en una Asignación o en un Contrato. Un Presupuesto es aquel documento en el que se detallan los costos estimados por

Modelo de Contratación entre Operador Petrolero y Tercero Independiente

De acuerdo con los Artículos 39 y 39 Bis de los Lineamientos de Reservas, una vez que la CNH autorice al Operador Petrolero la contratación del Tercero Independiente se podrá realizar dicha contratación tomando las siguientes consideraciones:

- Los Operadores Petroleros que sean titulares de dos o más Áreas de Asignación o Contractuales podrán contratar a uno o más Terceros Independientes autorizados por la Comisión para la certificación de las mismas.
- En ningún caso, los Operadores Petroleros podrán contratar a más de un Tercero Independiente para certificar una misma Área de Asignación o Contractual de las que sean titulares.
- Los Operadores Petroleros deberán enviar a la Comisión, dentro de los diez días hábiles posteriores a su suscripción, copia simple de los contratos formalizados con los Terceros Independientes.
- Se debe enviar un escrito libre suscrito por el Operador Petrolero y el Tercero Independiente en el que declaren que, durante las labores de certificación de Reservas, ambas partes se conducirán con honestidad, imparcialidad e independencia y que no incurrirán en acuerdos, actos o conductas que tengan por objeto la colusión entre las partes.
- Por último, en caso de que aplique, se debe notificar a la Comisión la modificación o terminación anticipada de los contratos, señalando la razón de las mismas.

En la práctica se deben realizar múltiples esfuerzos para establecer un contrato entre Operador Petrolero y Tercero Independiente en donde se establezcan las reglas para llevar a cabo las actividades de Certificación de Reservas. Sin embargo, el concretar dicho acuerdo Operador Petrolero – Tercero Independiente, puede tomarse demasiado tiempo y, por distintas

un Operador Petrolero en concordancia con las actividades establecidas en un Programa de Trabajo; tratándose de Asignaciones, este se entiende como las inversiones programadas.

²⁶ *De conformidad con el Artículo 100 de los Lineamientos de Planes, los Reportes de Seguimiento Mensual son informes que los Operadores Petroleros presentan en relación la ejecución de las actividades consideradas en los Planes.*

razones, puede establecer términos que perjudiquen la labor del Tercero Independiente.

Como parte de la mejora regulatoria y a fin de brindar mayor transparencia y claridad al proceso, se recomienda el establecer un modelo de contrato entre el Operador Petrolero y el Tercero Independiente para llevar a cabo las actividades de Certificación de Reservas de hidrocarburos, esto con el fin de:

1. Buscar una verdadera imparcialidad en los resultados de Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos, así como promover una certidumbre razonable en las estimaciones de dichos volúmenes.
2. Mejorar la eficiencia en los tiempos de contratación entre los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes al contar con una estructura detalla, además de facilitar la documentación por parte del regulador.
3. Fomentar la transparencia en los derechos y obligaciones, así como en los términos y condiciones a los cuales estarán sujetas las partes.
4. Evitar los conflictos de interés que pudieran suscitarse entre el Operador Petrolero y el Tercero Independiente.
5. Brindar seguridad para el Tercero Independiente al garantizar que, indistintamente de los resultados técnicos y económicos obtenidos por parte de sus servicios de Certificación, se le otorgarán las contraprestaciones correspondientes.

En virtud de las mejores prácticas, para establecer el modelo de contrato adecuado para Certificación de Reservas de hidrocarburos entre el Operador Petrolero y el Tercero Independiente, es indispensable contar con asistencia legal, técnica petrolera, así como las opiniones de los Operadores Petroleros y los Terceros Independientes.

Aunado a las recomendaciones anteriores, en caso de que exista alguna inconformidad en los resultados obtenidos entre la Cuantificación del

Operador Petrolero y la Certificación del Tercero Independiente, en los Lineamientos de Reservas se establecen las acciones necesarias para llevar a cabo la revisión, supervisión y el proceso para llegar a una conciliación. En caso de que no se llegue a una conciliación se activarán los mecanismos de revisión establecidos en dichos Lineamientos²⁷.

Modelo para el Informe Anual de Reservas del Operador Petrolero y del Tercero Independiente

Tal como se ha mencionado en el **Capítulo 1. Marco Normativo**, es obligación de Operador Petrolero presentar el Informe Anual de Reservas de hidrocarburos realizado conforme a su Cuantificación y presentar el Informe Anual de Reservas de hidrocarburos realizado por el Tercero Independiente conforme a su Certificación.

Como parte de homologar y estandarizar los documentos entregados ante el regulador, es indispensable establecer un modelo para la estructura del Informe Anual de Reservas del Operador Petrolero y uno para Informe Anual de Reservas del Tercero Independiente considerando los elementos técnicos, regulatorios y económicos necesarios y que se encuentren acorde a los Lineamientos de Reservas.

La propuesta del contenido mínimo requerido para los modelos para el Informe Anual de Reservas del Operador Petrolero y para el Informe Anual de Reservas del Tercero Independiente se presentan en la **Tabla 25**.

²⁷ De conformidad con el Artículo 28 de los Lineamientos de Reservas, la CNH instruirá que inicie el mecanismo de revisión únicamente para aquellos Campos que excedan las diferencias absolutas en Petróleo Crudo Equivalente en quince, cincuenta y setenta y cinco millones de barriles para las Reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Tabla 25. Propuesta de contenido para el modelo del Informe Anual de Reservas del Operador Petrolero y para el Informe Anual de Reservas del Tercero Independiente.

Informe Anual Operador Petrolero	Informe Anual Tercero Independiente
<ul style="list-style-type: none"> ● Introducción ● Plan de Desarrollo para la Extracción que sustenta las Reservas asociadas a una Área Contractual. ● Información a nivel de yacimiento ● Mapa estructurales y ubicación de pozos. ● Producción acumulada de Aceite y Gas Natural al 31 de diciembre del Año de Evaluación. ● Pronósticos de producción ● Reservas de hidrocarburos en todas sus categorías al 1 de enero del año de presentación del informe. ● Comparativo de Reservas respecto al Año de Evaluación anterior y las razones de la variación. ● Evolución histórica de las Reservas 1P, 2P, 3P de Aceite, Gas Natural y Petróleo Crudo Equivalente. ● Tasas de Restitución de las Reservas ● Evaluación Económica e Indicadores económicos. ● Programa de Actividades Físicas ● Identificación y clasificación de las diferencias ● Información Adicional 	<ul style="list-style-type: none"> ● Introducción ● Plan de Desarrollo para la Extracción que sustenta las Reservas asociadas a una Área Contractual. ● Información a nivel de yacimiento ● Producción acumulada de Aceite y Gas Natural al 31 de diciembre del Año de Evaluación. ● Pronósticos de producción ● Perfil de Producción de Hidrocarburos ● Reservas de Hidrocarburos en todas sus categorías al 1 de enero del año de presentación del informe. ● Evaluación Económica e Indicadores económicos. ● Programa de Actividades Físicas ● Información Adicional

Implementación de la Clasificación Marco de las Naciones Unidas

Por último, para promover las acciones encaminadas hacia la Sostenibilidad, es importante contar con una visión integral sobre los Recursos hidrocarburos, la cual debe considerar las componentes ambientales, sociales, económicas, técnicas, de madurez y de certeza. Lo anterior para tomar las mejores decisiones sobre los Recursos.

En tal sentido, es conveniente incluir la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos Fósiles dentro de los Informes Anuales de Reservas ya que es un estándar internacionalmente reconocido y aceptado, lo que significa que las empresas, gobiernos y organismos reguladores de todo el mundo pueden utilizarlo como un lenguaje común.

Adicionalmente, el utilizar la CMNU facilita la toma de decisiones sobre la planificación de inversiones, la formulación de políticas energéticas y la evaluación de riesgos financieros.

Conviene señalar que, la CMNU desempeña un papel fundamental en la gestión sostenible, la transparencia y la toma de decisiones relacionadas con los Recursos hidrocarburos para garantizar un uso sostenible de los mismos. Esto juega un papel crucial en un momento en que la transición hacia fuentes de energía más sostenibles es cada vez más importante para abordar los desafíos ambientales y climáticos globales.

Tal como fue descrito en el **Capítulo 2. Reservas de Hidrocarburos**, existen documentos puente entre el PRMS y la CMNU que facilitan el trasladar de un Sistema de Clasificación a otro los Recursos evaluados, esto simplifica el poder implementar la CMNU en la regulación mexicana.

Actualmente, existen documento puentes que permiten trasladar los volúmenes de Recursos y Reservas entre cada Sistema de Clasificación de Reservas y la CMNU involucrando directamente el eje G. Sin embargo, como primer paso para poder implementar la CMNU en la regulación mexicana se deben realizar los esfuerzos para considerar los ejes E y F.

Para considerar el eje E se deberán establecer las directrices que permitan evaluar de manera sencilla el cumplimiento normativo y contractual en materia ambiental, social y económica. Lo anterior también reforzaría la supervisión por parte de la Comisión respecto al cumplimiento de las obligaciones de los Operadores Petroleros.

Respecto al eje F se debe considerar la etapa en la que se encuentra el proyecto asociado a los Recursos y/o Reservas Cuantificadas y Certificadas, un punto de apoyo esencial para definir este eje F es la prueba piloto realizada por la CNH y supervisada por el Grupo de Expertos en Clasificación de Recursos (EGRC) de Naciones Unidas. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Conclusiones y Recomendaciones

- La Cuantificación y Certificación de Reservas de hidrocarburos es de gran importancia para la industria petrolera ya que es un proceso fundamental para garantizar la transparencia y la confiabilidad de las estimaciones de Reservas de petróleo y gas natural son fundamentales para la economía y desarrollo del país y promueven la confianza del mercado en la administración de los Recursos energéticos.
- La *información*, las *tecnologías* y el *personal* son esenciales para la estimación de Reservas de hidrocarburos:
 - La disponibilidad de información y la integración de datos es indispensable para aumentar la certidumbre en la estimación de las Reservas de hidrocarburos.
 - Las tecnologías avanzadas tales como software de modelado y simulación, la sísmica 3D, el uso de drones, la inteligencia artificial, sistemas de monitoreo de pozos, entre otros, desempeñan un papel crucial en la estimación de Reservas.
 - Contar con personal calificado y experimentado en las distintas áreas profesionales es fundamental ya que desempeñan un papel crítico en la interpretación de la información y la aplicación de las tecnologías para evaluar y estimar con precisión los volúmenes de hidrocarburo, la sinergia del trabajo en equipo de diferentes.
- Existen diversos Sistemas de Clasificación de Recursos y Reservas en el mundo los cuales buscan categorizar los volúmenes hidrocarburos en razón a su incertidumbre asociada. Todos estos sistemas permiten dar transparencia y divulgación sobre la información de reservas petroleras de cada país.
- El CMNU es una opción que permitiría homologar todos los Sistemas de Clasificación de Recursos y Reservas con respecto al eje G que se refiere al grado de certeza de la estimación de los volúmenes. Asimismo, es importante señalar que el CMNU mantiene el rumbo hacia las mejores prácticas de Sostenibilidad, por lo tanto, se deben realizar los esfuerzos para que pueda ser considerada en la regulación mexicana.

- Contar con datos de Reservas de hidrocarburos bien estimados, permite a las empresas a los países y a los gobiernos, establecer estrategias para incorporación y administración de los Recursos y Reservas.
- Las propuestas en la mejora de la regulación mexicana en materia de Reservas de hidrocarburos pretenden contar con un proceso de la Cuantificación y Certificación de Reservas más ágil y con rumbo hacia la Sostenibilidad. Estas oportunidades son detalladas en el **Capítulo 4. Oportunidades en la regulación mexicana.**

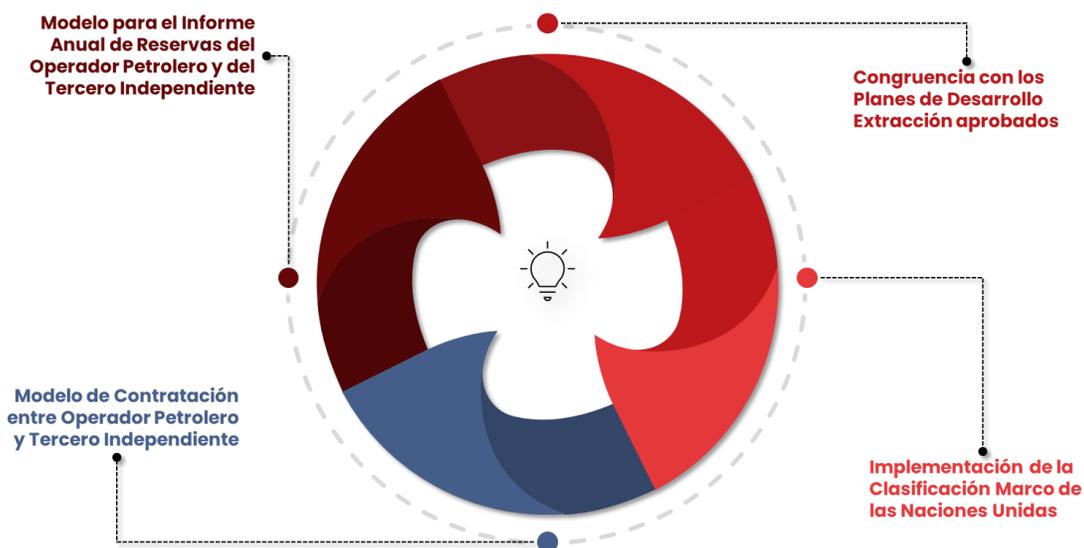


Figura 37. Resumen de las oportunidades en la regulación mexicana en materia de Cuantificación y Certificación de Reservas.

- Es necesario que los alumnos y los profesores de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México tengan claridad en los conceptos que se abordan en este trabajo, mismos que se relacionan con la Cuantificación y la Certificación de Reservas de hidrocarburos, con los Sistemas de Clasificación y con las actividades petroleras encaminadas hacia un rumbo más sostenible.

Bibliografía

- Almanza Valdez, A. (2016). *Metodología para la Administración de Asignaciones y Contratos Petroleros [Tesis de Licenciatura]*. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- Bridging Document National Standard of the People's Republic of China "Classification for Petroleum Resources/Reserves" (GB/T 19492-2004) and "United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009". (2018).
- British Petroleum. (2023). *Statistical Review of World Energy 2022*. Obtenido de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- C. Elliot, D. (2010). *An Overview of Oil and Gas Evaluation, Classification and Disclosure, and its use for Securities Disclosure*. AAPG, Alberta.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Reservas de Hidrocarburos en México. Conceptos fundamentales y análisis 2018*.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Informe Final. Prueba Piloto Para La Clasificación De Recursos Y Reservas Petroleras De México Conforme A La Clasificación Marco De Las Naciones Unidas Para La Energía Fósil Y Los Recursos Y Reservas Minerales 2009 (CMNU-UNFC)*. Ciudad de México.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Proceso de Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2019*. Ciudad de México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/455323/20190412._Reservas_de_Hidrocarburos_al_1-ene-2019._OdG_Final_web_cnh.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2020*. Ciudad de México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/570071/II.1_Reservas_a_l_1-ene-2020._vf-_VP_web-CNH.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2021*. Ciudad de México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/631695/2021.04.20_DS_D_-_OdG_Reservas_al_1-ene-2021._vf-web-CNH.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (20 de agosto de 2021). Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Ciudad de México. doi:<https://cnh.gob.mx/media/19154/lineamientos-que-regulan-los-planes-de-exploracion-y-de-desarrollo-para-la-extraccion-de-hidrocarburos.pdf>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Reporte de la Cuantificación y Certificación de las Reservas de la Nación del año 2022*. Ciudad de México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/724806/Informe_Reservas_2022_VFF_.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). Mapa de hidrocarburos. Obtenido de <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Padrón de Terceros Independientes en Materia de Reservas*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/inscripcion-al-padron-de-terceros-independientes-en-materia-de-reservas>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). Recursos y reservas. Obtenido de <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (31 de mayo de 2022). Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación. Ciudad de México. Obtenido de <https://cnh.gob.mx/media/18296/lineamientos-que-regulan-el-procedimiento-de-cuantificacion-y-certificacion-de-reservas-de-la-nacion.pdf>

Comisión Nacional Hidrocarburos. (2023). *Reporte de la Consolidación de Reservas de la Nación al 1 de enero de 2023*. Ciudad de México.

- Franco Hernández, Gaspar. (26 de noviembre de 2018). Campos Maduros en México. México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/Pl_tica_6_Campos_Maduros_en_M_xico.pdf
- North Sea Transition Authority. (2021). *UK Oil and Gas Reserves and Resources*. London.
- Norwegian Petroleum Directorate. (2011). *Potential Application of the UNFC-2009 in Government Resource Management Example from Norway*. Ginebra.
- Norwegian Petroleum Directorate. (2018). *The Norwegian Petroleum Directorate's resource classification system 2016*.
- OGRC. (2005). *Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions*.
- Organización de las Naciones Unidas. (2020). *Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos, Actualización de 2019*. SERIE CEPE ENERGÍA Núm. 61.
- Rangel Germán, E. (2014). *Mexico's Energy Reform: A new chapter for the oil and gas sector*. Houston, Texas.
- Reyes Pimentel, A., & Meneses, L. P. (s.f.). *Administración Técnica de Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos*. Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Secretaría de Energía. (2015). *Glosario de Términos Petroleros*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf
- Society of Petroleum Engineers. (2018). *Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo*. doi:https://www.spe.org/media/filer_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243fld20ce/2018_sistema_de_gerencia_de_los_recursos_de_petroleo_-_traduccion_en_espanol_-_vf.pdf
- State Commission of Mineral Reserves. (2016). *Bridging Document between the Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification of the Russian*

Federation of 2013 and the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009). Ginebra.

Stultz-Karim, S. (2007). Expert Determination in International oil & Gas Disputes: The Impact of Lack of Harmonization in Reserves Classifications Systems and Uncertainty in Reserves Estimates. Manama, Bahrain, Bahrain. doi:<https://doi.org/10.2118/105361-MS>

UNECE. (2019). Global Resource Classification Systems for Oil and Gas: A Review and Comparison using SWOT Analysis. Ginebra.

Yongxiang, W., Junfeng, Z., & Xiaowen, D. (2011). A classification and management system of petroleum resources/reserves in China. Beijing, China.

Yundong, H. (s.f.). Chinese Classifications for Petroleum Resources/Reserves.